

Relazione Finanziaria Semestrale



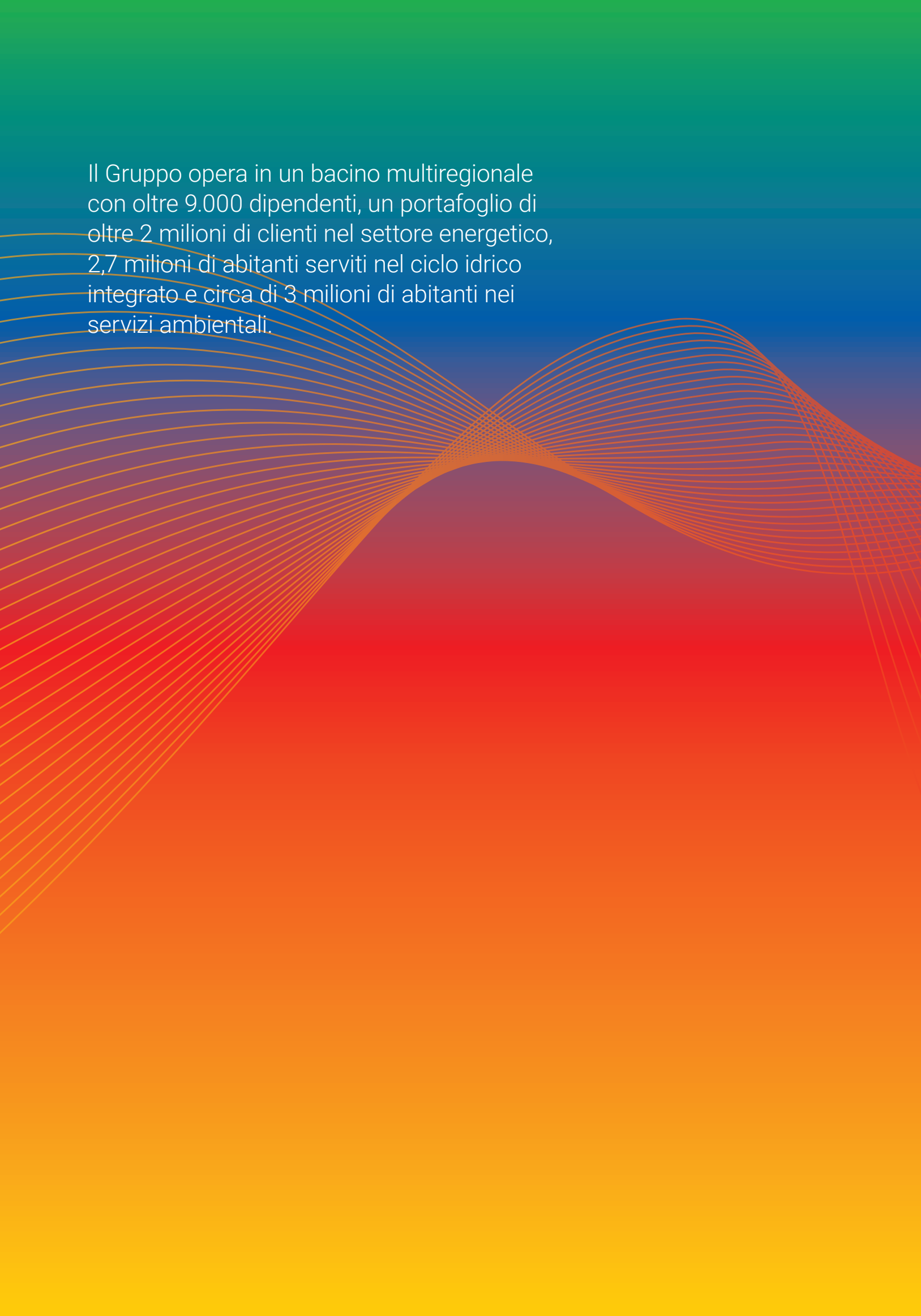
| Al 30 giugno 2022



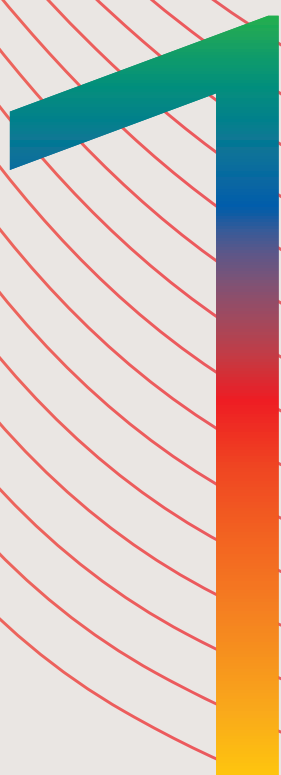
Sommario

INTRODUZIONE	3
Cariche sociali	4
Azionariato	5
Missione e Visione del Gruppo Iren.....	6
Il Gruppo Iren in cifre: Highlights Primo Semestre 2022	8
L'assetto societario del Gruppo Iren.....	10
Informazioni sul titolo Iren nel Primo Semestre 2022	14
RELAZIONE SULLA GESTIONE AL 30 GIUGNO 2022	17
Scenario di mercato	18
Fatti di rilievo del periodo.....	26
Indicatori Alternativi di Performance	28
Situazione economica, patrimoniale e finanziaria del Gruppo Iren	30
Analisi per settori di attività	36
Gestione finanziaria	46
Fatti di rilievo intervenuti dopo la chiusura del periodo ed evoluzione prevedibile della gestione	48
Rischi e incertezze	50
Rapporti con parti correlate	57
Quadro normativo e regolatorio	58
Personale	67
BILANCIO CONSOLIDATO SEMESTRALE ABBREVIATO E NOTE ILLUSTRATIVE AL 30 GIUGNO 2022	69
Prospetto della situazione patrimoniale-finanziaria.....	70
Prospetto di conto economico	72
Prospetto delle altre componenti di conto economico complessivo	73
Prospetto delle variazioni nelle voci di patrimonio netto	74
Rendiconto finanziario.....	76
Note illustrative	77
I. Contenuto e forma del Bilancio Consolidato Semestrale Abbreviato	77
II. Principi di consolidamento	80
III. Area di consolidamento	82
IV. Aggregazioni aziendali.....	84
V. Gestione dei rischi finanziari del Gruppo	90
VI. Informativa sui rapporti con parti correlate.....	100
VII. Fatti di rilievo intervenuti dopo la chiusura del periodo.....	102
VIII. Altre informazioni.....	103
IX. Informazioni sulla situazione patrimoniale-finanziaria	104
X. Informazioni sul conto economico	133
XI. Garanzie e passività potenziali	143
XII. Informativa per settori di attività	145
XIII. Allegati al Bilancio Consolidato Semestrale Abbreviato.....	147
Attestazione del bilancio semestrale abbreviato ai sensi dell'art. 154-bis del D.Lgs. 58/1998.....	156
Relazione di revisione contabile limitata sul Bilancio Consolidato Semestrale Abbreviato	158

Il Gruppo opera in un bacino multiregionale con oltre 9.000 dipendenti, un portafoglio di oltre 2 milioni di clienti nel settore energetico, 2,7 milioni di abitanti serviti nel ciclo idrico integrato e circa di 3 milioni di abitanti nei servizi ambientali.

The background features a vertical color gradient from green at the top to yellow at the bottom. Overlaid on this are several sets of thin, wavy orange lines that create a sense of movement and depth, resembling a stylized landscape or a network of connections.

Introduzione



| Al 30 giugno 2022

CARICHE SOCIALI

Consiglio Amministrazione ⁽¹⁾

Presidente

Luca Dal Fabbro ⁽²⁾

Vice Presidente

Moris Ferretti ⁽³⁾

Amministratore Delegato e Direttore Generale

Gianni Vittorio Armani ⁽⁴⁾

Consiglieri

Francesca Culasso ⁽⁵⁾

Enrica Maria Ghia ⁽⁶⁾

Pietro Paolo Giampellegrini ⁽⁷⁾

Francesca Grasselli ⁽⁸⁾

Cristiano Lavaggi ⁽⁹⁾

Giacomo Malmesi ⁽¹⁰⁾

Giuliana Mattiazzo ⁽¹¹⁾

Tiziana Merlini ⁽¹²⁾

Gianluca Micconi ⁽¹³⁾

Patrizia Paglia ⁽¹⁴⁾

Cristina Repetto ⁽¹⁵⁾

Licia Soncini ⁽¹⁶⁾

Collegio Sindacale ⁽¹⁷⁾

Presidente

Michele Rutigliano

Sindaci effettivi

Cristina Chiantia

Simone Caprari

Ugo Ballerini

Sonia Ferrero

Sindaci supplenti

Lucia Tacchino

Fabrizio Riccardo Di Giusto

Società di Revisione

KPMG S.p.A. ⁽¹⁸⁾

Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili e societari

Anna Tanganelli

⁽¹⁾ Nominato dall'Assemblea dei Soci del 21 giugno 2022 per il triennio 2022-2023-2024.

⁽²⁾ Nominato Presidente dall'Assemblea dei Soci del 21 giugno 2022. Sino a tale data ha ricoperto tale carica l'ing. Renato Boero.

⁽³⁾ Vice Presidente nel triennio 2019-2021. È stato confermato nella carica per il triennio 2022-2024 nel corso della seduta del Consiglio di Amministrazione del 21 giugno 2022.

⁽⁴⁾ Amministratore Delegato e Direttore Generale dal 29 maggio 2021. È stato confermato nelle cariche per il triennio 2022-2024 nel corso della seduta del Consiglio di Amministrazione del 21 giugno 2022.

⁽⁵⁾ Presidente del Comitato Controllo, Rischi e Sostenibilità, nominata in data 21 giugno 2022.

⁽⁶⁾ Componente del Comitato Controllo, Rischi e Sostenibilità, in carica nel triennio 2019-2021 e confermata per il triennio 2022-2024 in data 21 giugno 2022.

⁽⁷⁾ Presidente del Comitato per la Remunerazione e le Nomine, in carica nel triennio 2019-2021 e confermato nella medesima carica per il triennio 2022-2024 da parte del Consiglio di Amministrazione del 21 giugno 2022.

⁽⁸⁾ Componente del Comitato per la Remunerazione e le Nomine dal 30 maggio 2019 sino al 21 giugno 2022. Da tale data, per il triennio 2022-2024, è stata nominata componente del Comitato per le Operazioni con Parti Correlate dal Consiglio di Amministrazione.

⁽⁹⁾ Componente del Comitato Controllo, Rischi e Sostenibilità dal 30 maggio 2019 sino al 21 giugno 2022. Da tale data, per il triennio 2022-2024, è stato nominato componente del Comitato per la Remunerazione e le Nomine.

⁽¹⁰⁾ Presidente del Comitato Controllo, Rischi e Sostenibilità e componente del Comitato per le Operazioni con Parti Correlate dal 30 maggio 2019 sino al 21 giugno 2022. Da tale data, per il triennio 2022-2024, è stato nominato componente del Comitato Controllo, Rischi e Sostenibilità.

⁽¹¹⁾ Componente del Comitato per le Operazioni con Parti Correlate, nominata, per il triennio 2022-2024, dal Consiglio di Amministrazione in data 21 giugno 2022.

⁽¹²⁾ Componente del Comitato Controllo, Rischi e Sostenibilità, nominata, per il triennio 2022-2024, dal Consiglio di Amministrazione in data 21 giugno 2022.

⁽¹³⁾ Componente del Comitato per la Remunerazione e le Nomine, nominato, per il triennio 2022-2024, dal Consiglio di Amministrazione in data 21 giugno 2022.

⁽¹⁴⁾ Componente del Comitato per la Remunerazione e le Nomine, nominata, per il triennio 2022-2024, dal Consiglio di Amministrazione in data 21 giugno 2022.

⁽¹⁵⁾ Componente del Comitato per le Operazioni con Parti Correlate, nominata, per il triennio 2022-2024, dal Consiglio di Amministrazione in data 21 giugno 2022.

⁽¹⁶⁾ Presidente del Comitato per le Operazioni con Parti Correlate, in carica nel triennio 2019-2021 e confermata nella medesima carica per il triennio 2022-2024 da parte del Consiglio di Amministrazione del 21 giugno 2022.

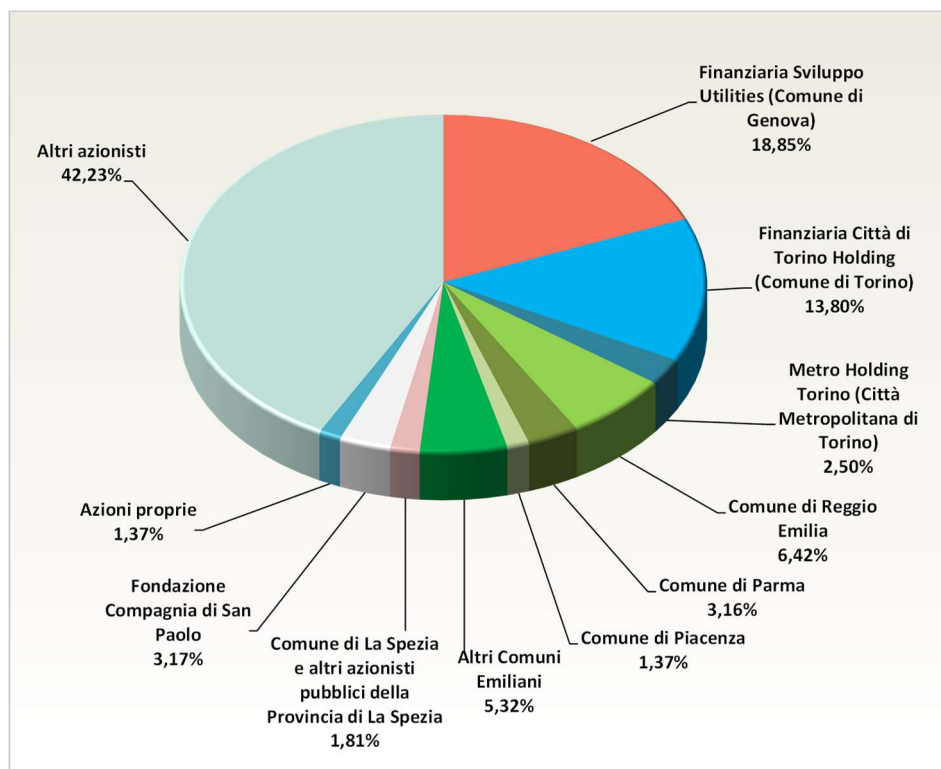
⁽¹⁷⁾ Nominato dall'Assemblea dei Soci del 6 maggio 2021 per il triennio 2021-2022-2023.

⁽¹⁸⁾ Nominata dall'Assemblea dei Soci del 22 maggio 2019 per il novennio 2021-2029.

AZIONARIATO

Il Capitale Sociale della Società si attesta a 1.300.931.377 euro interamente versati, ed è costituito da azioni ordinarie del valore nominale di 1 euro ciascuna.

Al 30 giugno 2022, sulla base delle informazioni disponibili alla società, l'azionariato Iren è di seguito rappresentato.



Un secolo di storia

Un'azienda da oltre 110 anni attenta allo sviluppo dei territori e alle esigenze dei clienti.



1905

Nasce l'azienda municipale di Parma per l'illuminazione elettrica



1907

Nasce l'azienda municipale di Torino AEM



1922

Nasce l'azienda municipale di Genova per il gas



1936

Dalla municipale di Genova nasce AMGA



1996

AMGA Genova viene quotata in Borsa



2000

AEM Torino viene quotata in Borsa e ASM Piacenza diventa TESA



2005

AMPS, TESA e AGAC costituiscono ENIA



2006

AEM Torino e AMGA Genova costituiscono IRIDE



2007

ENIA viene quotata in Borsa

Missione

Offrire ai nostri clienti e ai nostri territori la migliore gestione integrata delle risorse energetiche, idriche e ambientali, con soluzioni innovative e sostenibili, per generare valore nel tempo.

Per tutti, ogni giorno.



1962

Nasce l'azienda municipale di Reggio Emilia AMG



1965

L'azienda municipale di Parma diventa AMPS



1972

Nasce l'azienda municipale di Piacenza ASM



1994

Dalla municipale di Reggio Emilia si costituisce AGAC



2010

IRIDE ed ENIA costituiscono IREN



2015

AMIAT entra a far parte del Gruppo Iren



2016

Nasce Ireti. TRM e ATENA Vercelli entrano nel Gruppo



2018

ACAM La Spezia entra nel Gruppo



2020

Il Gruppo acquisisce la Divisione Ambiente di UNIECO

Visione

Migliorare la qualità della vita delle persone. Rendere più competitive le imprese. Guardare alla crescita dei territori con gli occhi del cambiamento. Fondere sviluppo e sostenibilità in un valore unico. Siamo la multiutility che, attraverso scelte innovative, vuole realizzare questo futuro.

Per tutti, ogni giorno.

IL GRUPPO IREN IN CIFRE: HIGHLIGHTS PRIMO SEMESTRE 2022

Dati economici

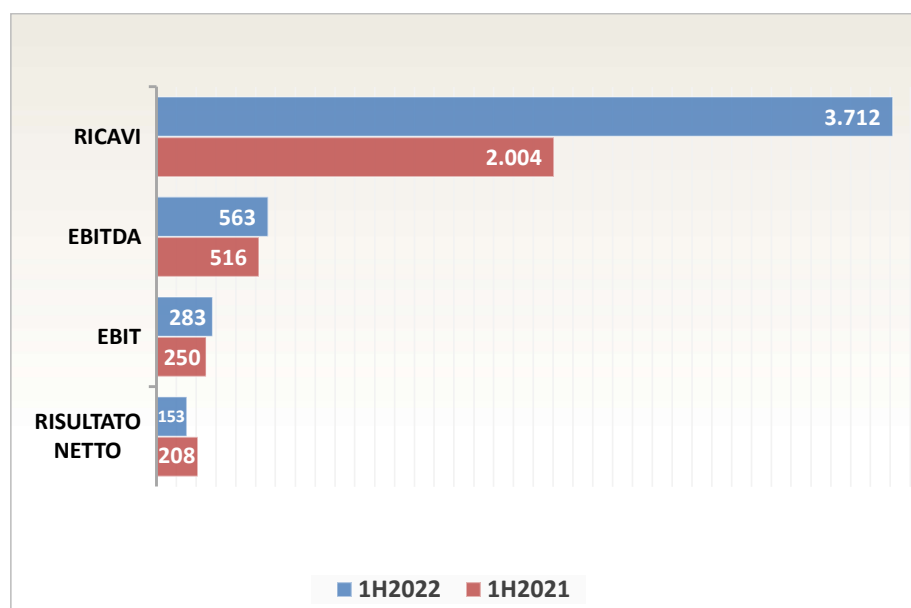
milioni di euro

	Primo semestre 2022	Primo semestre 2021 Rideterminato	Variaz. %
Ricavi	3.711,6	2.003,8	85,2
EBITDA	562,7	516,3	9,0
EBIT	282,9	250,2	13,1
Risultato netto	152,6	208,3	(26,7)

EBITDA Margin (EBITDA/Ricavi)	15,2%	25,8%	
-------------------------------	-------	-------	--

I dati comparativi del Primo semestre 2021 sono stati rideterminati per tenere conto, alla data di acquisizione, come previsto dall'IFRS 3, degli effetti derivanti dal completamento dell'allocazione del prezzo di acquisizione al *fair value* definitivo delle attività e passività acquisite (*Purchase Price Allocation*) delle società della Divisione Ambiente di Unieco, di Futura e di I.Blu, avvenuta al termine del 2021. Per maggiori informazioni si rinvia al Capitolo "Aggregazioni aziendali" delle Note Illustrative al Bilancio Consolidato Semestrale Abbreviato.

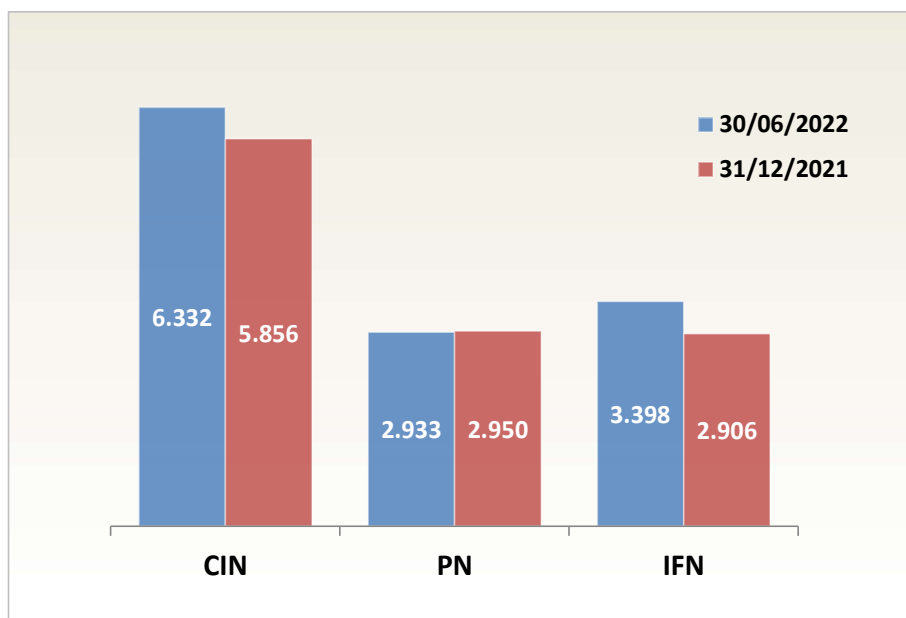
Per le definizioni degli Indicatori Alternativi di Performance si veda il relativo capitolo nella presente Relazione.



Dati patrimoniali

	milioni di euro		
	30.06.2022	31.12.2021 Rideterminato	Variaz. %
Capitale Investito Netto (CIN)	6.331,7	5.856,2	8,1
Patrimonio Netto (PN)	2.933,4	2.950,4	(0,6)
Indebitamento Finanziario Netto (IFN)	3.398,3	2.905,8	16,9
Debt/Equity (Indebitamento Finanziario Netto / Patrimonio Netto)	1,16	0,98	

I dati comparativi al 31 dicembre 2021 sono stati rideterminati per tenere conto, alla data di acquisizione, come previsto dall'IFRS 3, degli effetti derivanti dal completamento dell'allocazione del prezzo di acquisizione al *fair value* definitivo delle attività e passività acquisite (*Purchase Price Allocation*) di Sidlren, avvenuta al termine del primo semestre 2022. Per maggiori informazioni si rinvia al Capitolo "Aggregazioni aziendali" delle Note Illustrative al Bilancio Consolidato Semestrale Abbreviato.

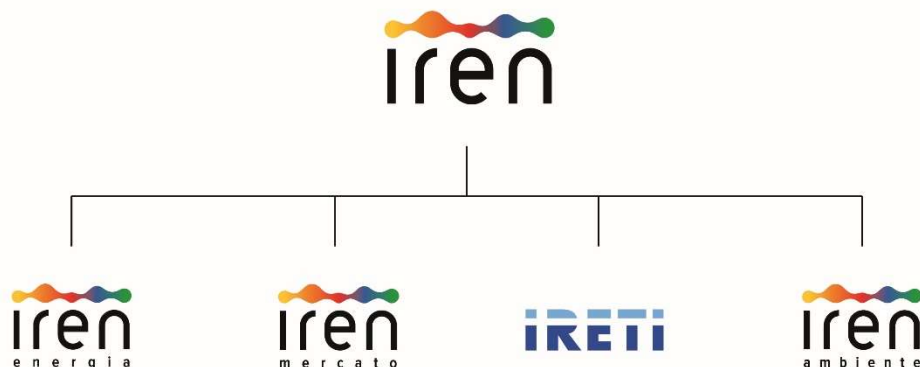


Dati tecnici e commerciali

	Primo semestre 2022	Primo semestre 2021	Variaz. %
Energia elettrica prodotta (GWh)	4.588,1	4.883,5	(6,0)
Energia termica prodotta (GWht)	1.835,9	1.868,1	(1,7)
Energia elettrica distribuita (GWh)	1.820,8	1.807,8	0,7
Gas distribuito (mln m ³)	713,7	777,3	(8,2)
Acqua venduta (mln m ³)	83,9	86,1	(2,6)
Energia elettrica venduta (GWh)	7.244,3	7.324,1	(1,1)
Gas venduto (mln m ³) (*)	1.389,9	1.424,9	(2,5)
Volumetria teleriscaldata (mln m ³)	99,0	96,7	2,4
Rifiuti gestiti (ton)	1.714.166	1.752.139	(2,2)

* di cui per usi interni 804,7 mln m³ nel Primo semestre 2022 (839,7 mln m³ nel Primo semestre 2021, -4,2%)

L'ASSETTO SOCIETARIO DEL GRUPPO IREN



Il Gruppo è strutturato secondo un modello che prevede una holding industriale (Iren S.p.A., con sede legale a Reggio Emilia) e quattro società responsabili delle singole linee di business, ubicate nelle principali sedi operative di Genova, Parma, Piacenza, Reggio Emilia, Torino, Vercelli e La Spezia.

A Iren S.p.A. fanno capo le attività strategiche, di sviluppo, coordinamento e controllo, mentre alle quattro Business Unit (BU), è stato affidato il coordinamento e l'indirizzo delle società operanti nei rispettivi settori:

- Reti, che opera negli ambiti del ciclo idrico integrato, della distribuzione gas e della distribuzione di energia elettrica;
- Ambiente, che svolge le attività di raccolta, igiene urbana, trattamento e smaltimento dei rifiuti;
- Energia, operante nei settori della produzione di energia elettrica e termica, del teleriscaldamento, nei servizi per l'efficienza energetica e tecnologici, di illuminazione pubblica e reti semaforiche;
- Mercato, attiva nella vendita di energia elettrica, gas, calore per teleriscaldamento e prodotti e servizi in ambito domotica, risparmio energetico e mobilità elettrica per la clientela.

BU RETI

Servizi Idrici Integrati

IRETI, capofila della Business Unit, direttamente e tramite le società operative controllate Iren Acqua, Iren Acqua Tigullio, ASM Vercelli e ACAM Acque opera nell'ambito dell'approvvigionamento idrico, fognatura e depurazione delle acque reflue nelle province di Genova, Savona, Piacenza, Parma, Reggio Emilia, Vercelli, La Spezia e in alcuni altri comuni siti in Piemonte e Lombardia. Complessivamente, negli Ambiti Territoriali Ottimali (ATO) gestiti il servizio è svolto in 238 comuni attraverso una rete di distribuzione di 20.088 chilometri, per quasi 2,8 milioni di abitanti serviti. Per quanto riguarda le acque reflue la BU Reti gestisce una rete fognaria di complessivi 11.291 chilometri.

Distribuzione gas

IRETI distribuisce il gas metano in 70 comuni delle province di Reggio Emilia, Parma e Piacenza (compresi i capoluoghi), nel comune di Genova e in altri 20 comuni limitrofi. Inoltre, tramite ASM Vercelli distribuisce il gas nella città di Vercelli, in 10 comuni della stessa provincia e in altri 3 comuni siti in Piemonte e Lombardia. La rete di distribuzione, composta da 8.115 chilometri di rete in alta, media e bassa pressione, serve un bacino di oltre 741 mila punti di riconsegna.

Distribuzione di energia elettrica

Con 7.849 chilometri di rete in media e bassa tensione IRETI svolge il servizio di distribuzione dell'energia elettrica nelle città di Torino, Parma e, tramite ASM Vercelli, nella città di Vercelli, per un totale di quasi 725 mila utenze allacciate.

BU AMBIENTE

Iren Ambiente, società capogruppo della Business Unit, opera in particolare nei settori della raccolta, trattamento e smaltimento dei rifiuti nello storico bacino emiliano, oltre a gestire alcuni impianti di trattamento e smaltimento nelle province di Torino e Savona.

Inoltre, la BU Ambiente opera lungo la filiera dei rifiuti attraverso società dislocate territorialmente: AMIAT, ASM Vercelli (controllata da IRETI), TRM e Territorio e Risorse in area Piemonte, ACAM Ambiente, ReCos e Rigenera Materiali in area Liguria; San Germano svolge invece la propria attività principale di operatore della raccolta in più aree, fra le quali Sardegna, Lombardia, Piemonte ed Emilia-Romagna.

Sempre con riferimento ai territori di operatività del Gruppo, le società di recente acquisizione della c.d. "Divisione Ambiente Unieco", dislocate su una pluralità di regioni italiane (Emilia Romagna, Piemonte, Toscana, Marche e Puglia), sono attive in tutte le fasi della filiera: dall'intermediazione al trattamento e all'avvio a valorizzazione, fino allo smaltimento di rifiuti sia urbani che speciali e, attraverso la collegata SEI Toscana, anche nella raccolta di rifiuti urbani.

Si segnala infine I.Blu, che opera nella selezione dei rifiuti plastici da avviare a recupero e riciclo e nel trattamento di rifiuti in plastica per la produzione di Blupolymer (polimero per usi civili) e Blair ("agente riducente" per gli impianti siderurgici).

La Business Unit svolge dunque tutte le attività del ciclo di gestione dei rifiuti urbani (raccolta, selezione, recupero e smaltimento), con particolare attenzione allo sviluppo sostenibile e alla salvaguardia ambientale confermata da crescenti livelli di raccolta differenziata; gestisce inoltre un importante portafoglio clienti a cui fornisce tutti i servizi per lo smaltimento di rifiuti speciali.

La BU Ambiente serve complessivamente 300 comuni per un totale di oltre 2,9 milioni di abitanti presenti nei bacini di operatività. La dotazione impiantistica del ciclo integrato dei rifiuti è costituita principalmente da 3 termovalorizzatori (TRM, di proprietà dell'omonima società, a Torino, il Polo Ambientale Integrato - PAI-, a Parma, e Tecnoborgo, a Piacenza, questi ultimi di proprietà della capofila Iren Ambiente), 4 discariche attive, 317 stazioni tecnologiche attrezzate e 53 impianti di trattamento, selezione, stoccaggio, recupero, biodigestione e compostaggio.

BU ENERGIA

Produzione di energia elettrica e termica

La BU Energia dispone complessivamente di 2.728 MW di potenza installata in assetto elettrico e circa 2.350 MW termici. In particolare, ha la disponibilità diretta di 31 impianti di produzione di energia elettrica: 23 idroelettrici (di cui 3 mini-hydro), 7 termoelettrici in cogenerazione e un termoelettrico convenzionale. La Business Unit dispone inoltre di 95 impianti di produzione fotovoltaica con una potenza installata pari a 18 MW.

Ad inizio anno è stata inoltre portata a termine l'acquisizione del 100% del capitale di Puglia Holding (ora Iren Green Generation) che attraverso società veicolo detiene le autorizzazioni per la costruzione e gestione dei parchi fotovoltaici di ASI Troia, nelle località di San Vincenzo e Montevergine (provincia di Foggia) e del complesso di Palo del Colle (Provincia di Bari). Con una capacità installata di 121,5 MW, il parco fotovoltaico pugliese risulta il più grande ad oggi realizzato in Italia.

Dal lato della produzione termica, a livello di Gruppo oltre il 34% della potenza termica complessiva al servizio del teleriscaldamento proviene dagli impianti di cogenerazione di proprietà di Iren Energia, società capofila, e produce il 77% del calore destinato al teleriscaldamento. La parte di potenza termica relativa ai generatori di calore convenzionali è pari al 57%, con una produzione di calore per il teleriscaldamento del 13%. La porzione residuale pari al 10% è prodotta da impianti del gruppo non appartenenti alla Business Unit (termovalorizzatori).

L'energia elettrica prodotta da impianti alimentati da fonte eco-compatibile (rinnovabile o da cogenerazione ad alta efficienza), che rappresentano il 70% del parco impianti del Gruppo, è più del 73% dell'intera produzione. In particolare, il sistema idroelettrico di produzione svolge un ruolo importante in tema di salvaguardia ambientale, grazie all'utilizzo di una risorsa rinnovabile e pulita, senza emissione di sostanze inquinanti, e consente di ridurre il ricorso ad altre forme di produzione a più elevato impatto ambientale.

Nel corso del 2020 è stato siglato con Ansaldo un contratto per l'ampliamento della centrale termoelettrica di Turbigo attraverso la progettazione, la fornitura e la realizzazione di un nuovo impianto di generazione di energia elettrica a ciclo combinato, alimentato a gas, che consentirà di aumentare la capacità installata complessiva del sito dagli attuali 850 MW a circa 1.280 MW progetto che nel corso del 2021 è stato sostanzialmente completato e che entrerà in esercizio nella seconda metà del 2022.

Iren Energia presidia inoltre le attività di programmazione e dispacciamento delle produzioni di energia elettrica del Gruppo, oltre all'operatività sulla borsa elettrica.

Teleriscaldamento

Iren Energia dispone della rete di teleriscaldamento più estesa a livello nazionale (1.091 chilometri di rete a doppia tubazione), con 726 chilometri nel territorio torinese, di cui 79 chilometri nei comuni di Grugliasco, Rivoli e Collegno (Città Metropolitana di Torino), 10 nel Comune di Genova, 221 nel Comune di Reggio Emilia, 104 nel Comune di Parma e 30 nel Comune di Piacenza; il totale della volumetria riscaldata ammonta a 99,0 milioni di metri cubi.

Servizi di efficienza energetica

La BU Energia, attraverso la propria controllata Iren Smart Solutions opera nel settore dell'efficienza energetica, svolgendo attività di progettazione, realizzazione e gestione di interventi di riduzione dei consumi di energia; si occupa della fornitura di servizi energetici e global service destinati a edifici di abitazione, a strutture private e pubbliche nonché a complessi industriali e commerciali garantendo la manutenzione e conduzione degli impianti termici, di condizionamento, idraulici, sanitari, frigoriferi, elettrici e a pannelli solari, oltre che la loro progettazione e installazione. Iren Smart Solutions si occupa inoltre dello sviluppo e della gestione dei servizi di illuminazione pubblica, semaforica e affini.

A fine anno 2021 Iren Smart Solutions ha acquisito il 100% di Bosch Energy and Building Solutions Italy S.r.l. (poi rinominata Iren Energy Solutions e fusa per incorporazione nella stessa Iren Smart Solutions con efficacia 1° marzo 2022), operante nel settore dell'efficientamento energetico in qualità di ESCo (Energy Service Company), in particolare nella progettazione, realizzazione e gestione di impianti integrati di riscaldamento, climatizzazione e cogenerazione per clienti pubblici e privati. La società, che opera prevalentemente nel nord Italia, contribuirà a espandere, anche a livello di know-how, le attività del Gruppo nel settore dell'efficienza energetica, integrando la gamma dei servizi offerti.

BU MERCATO

Commercializzazione energia elettrica

Iren Mercato è presente, nell'ambito del mercato libero, su tutto il territorio nazionale, con una maggiore concentrazione di clienti nella zona centro-nord dell'Italia e presidia la commercializzazione dell'energia proveniente dalle diverse fonti del Gruppo sul mercato rappresentato dai clienti finali e da altri operatori grossisti. Le principali fonti di energia del Gruppo disponibili per le proprie attività sono rappresentate dalle centrali termoelettriche e idroelettriche di Iren Energia. La società opera altresì come esercente il servizio di "maggior tutela" per la clientela retail del mercato elettrico relativamente alla città di Torino, al territorio di Parma e al bacino di utenza del comune di Sanremo (IM).

I clienti retail e small business di energia elettrica gestiti sono oltre un milione, distribuiti principalmente sul bacino tradizionalmente servito di Torino e Parma e sulle altre aree presidiate commercialmente da Iren Mercato e da ATENA Trading.

Commercializzazione Gas Naturale

I clienti gas retail gestiti dalla Business Unit Mercato sono circa 965 mila e comprendono principalmente i clienti dei bacini storici genovese, torinese ed emiliano, delle aree di sviluppo ad essi limitrofe, di Vercelli e dell'area campana (rispettivamente tramite ATENA Trading e Salerno Energia Vendite) e di La Spezia. In

particolare, Salerno Energia Vendite è presente in quasi tutte le province campane oltre che in alcuni comuni delle regioni Basilicata, Calabria, Toscana e Lazio.

Da luglio 2021 con l'acquisizione del 100% del capitale sociale di SidIren S.r.l. operativa nella vendita di gas naturale, Iren Mercato ha esteso il proprio portafoglio clienti gas a 78 comuni della provincia di Avellino. La società è stata fusa per incorporazione in Iren Mercato a far data dal primo gennaio 2022.

Con il perfezionamento nel corso del secondo trimestre dell'acquisto dell'80% della partecipazione nella multiutility con sede ad Alessandria Alegas s.r.l., Iren Mercato ha incrementato il proprio portafoglio clienti rafforzando la propria presenza in Piemonte, con lo scopo di attuare nuove campagne commerciali che favoriranno la vendita di prodotti e servizi legati alla riduzione dei consumi negli edifici e alla mobilità elettrica.

Alegas opera nella vendita di gas ed energia elettrica ed ha un portafoglio di 43 mila clienti per lo più retail, di cui circa 36 mila clienti gas e 7 mila energia elettrica, quasi interamente distribuiti nella Provincia di Alessandria.

Vendita calore tramite rete di teleriscaldamento

Iren Mercato gestisce la vendita del calore, acquistato da Iren Energia, ai clienti teleriscaldati dei comuni di Torino, Nichelino, Beinasco (area torinese), Genova, Reggio Emilia, Piacenza e Parma e lo sviluppo commerciale nelle aree di nuovo insediamento del teleriscaldamento.

Fra le proposte commerciali complementari alla vendita di *commodities* si segnalano la linea di business "New downstream", destinata alla commercializzazione alla clientela retail di prodotti innovativi nell'area della domotica, del risparmio energetico e della manutenzione di impianti domestici, e "IrenGO a zero emissioni", l'innovativa offerta per la mobilità elettrica rivolta a clienti privati, aziende ed enti pubblici con l'obiettivo di ridurre l'impatto ambientale degli spostamenti. In merito, il Gruppo ha inoltre sperimentato le potenzialità e i benefici dell'e-mobility attraverso l'avvio, al proprio interno, di una serie di iniziative quali l'installazione di infrastrutture di ricarica e la progressiva introduzione di veicoli elettrici. Tutte le iniziative interne ed esterne di mobilità elettrica IrenGO beneficiano di fornitura energetica 100% *green* proveniente dagli impianti idroelettrici del Gruppo.

INFORMAZIONI SUL TITOLO IREN NEL PRIMO SEMESTRE 2022

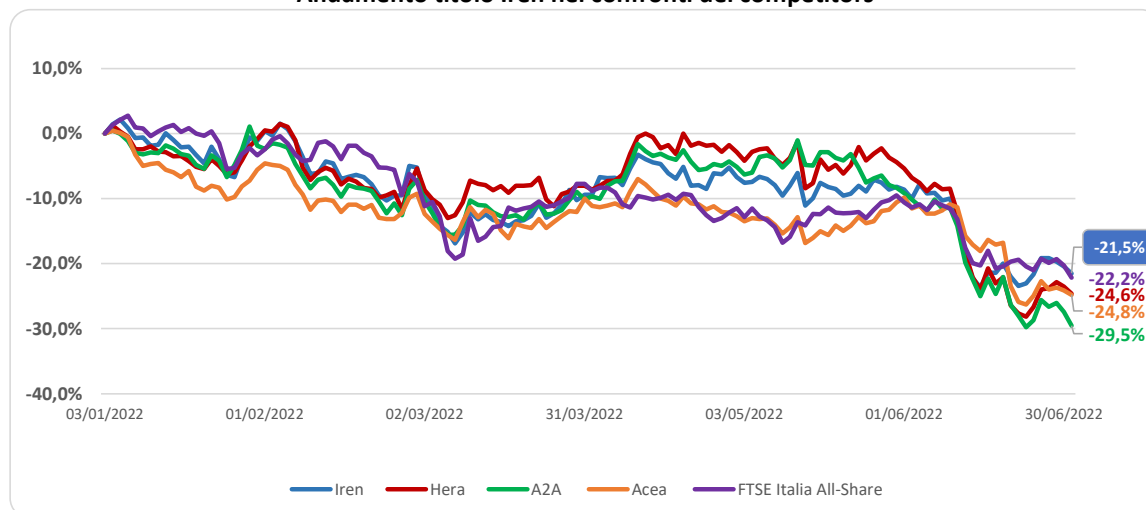
Andamento del titolo IREN in Borsa

Nel primo semestre 2022 i principali indici di borsa mondiali hanno riportato un trend ribassista dovuto, in un primo momento, alle attese riguardanti l'inflazione, sostenuta dal prezzo delle commodity energetiche, e le conseguenti decisioni di politica monetaria, che propendono per un rialzo dei tassi di interesse. In tale contesto di incertezza si è aggiunta l'invasione dell'Ucraina da parte della Russia che, fra gli altri effetti, ha esacerbato l'aumento del prezzo delle materie prime, in particolare il gas naturale e il petrolio.

Nel corso del primo semestre, il FTSE Italia All-Share (il principale indice di Borsa Italiana) ha riportato una riduzione del 22,2%, principalmente legata agli eventi descritti, in un contesto di elevata dipendenza energetica dell'Italia dalle forniture di gas naturale proveniente dalla Russia, dalla crescita generalizzata dei prezzi trainata dai costi energetici e dalla conseguente aspettativa di una politica monetaria restrittiva della Banca Centrale Europea.

Le quattro multiutility hanno registrato una performance complessivamente allineata, ove non a livello inferiore in particolare nel finale di periodo, a quella dell'indice FTSE, essendo impattate dall'elevata volatilità dello scenario energetico e dall'incertezza normativa legata alle misure introdotte dal governo italiano per contenere i prezzi energetici a favore dei consumatori finali.

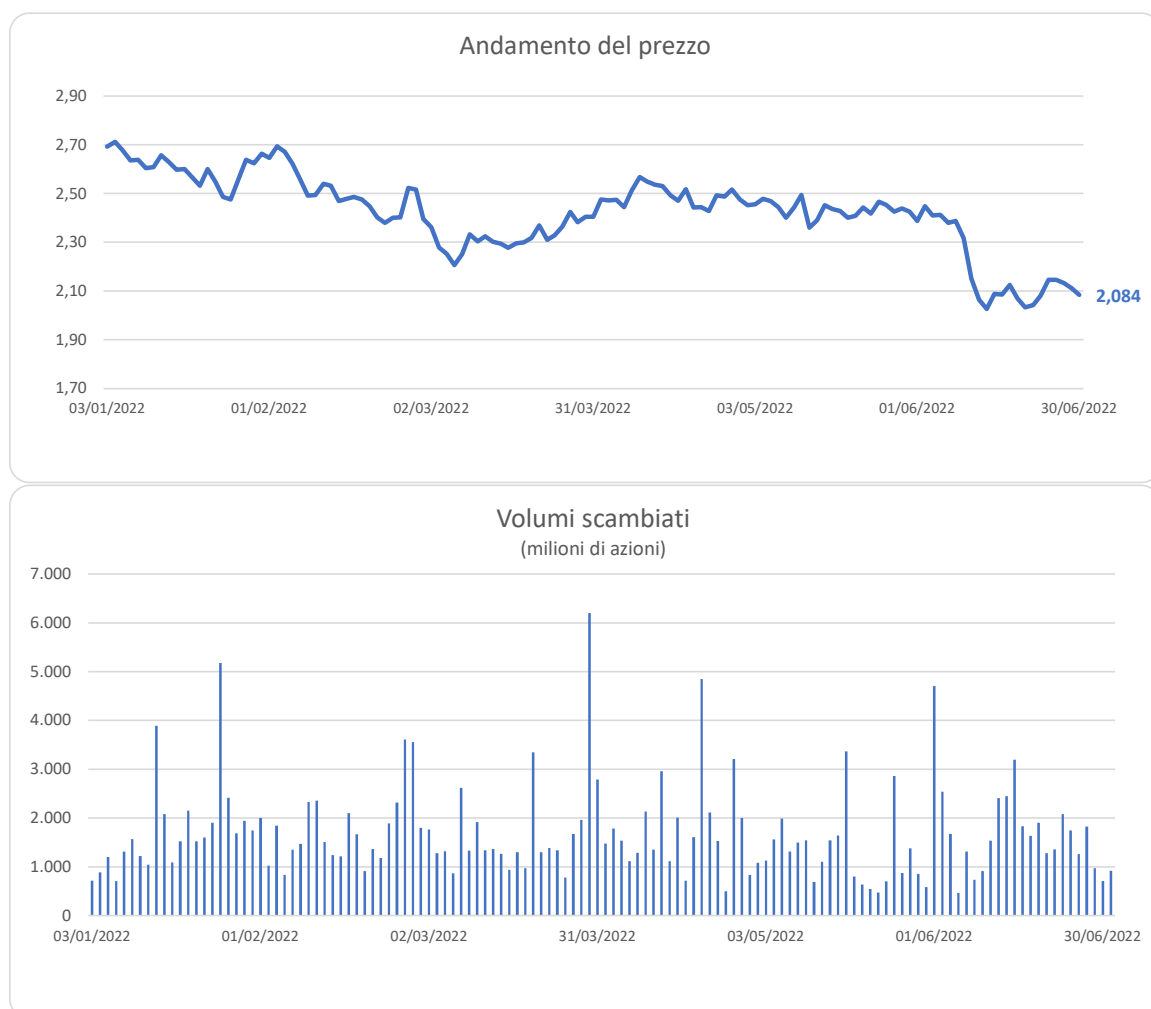
Andamento titolo Iren nei confronti dei competitors



Il prezzo del titolo IREN al 30 giugno 2022, ultimo giorno di contrattazioni del periodo, si è attestato a 2,084 euro per azione, in riduzione del 21,5% rispetto al prezzo di inizio anno, con volumi medi giornalieri scambiati durante il periodo pari a circa 1,7 milioni di pezzi. Il prezzo medio nel corso del primo semestre 2022 è stato di 2,42 euro per azione.

Il massimo del periodo è stato registrato il 4 gennaio 2022, pari a 2,71 euro per azione; il minimo di periodo, pari a 2,026 euro per azione, è stato invece rilevato il 14 giugno.

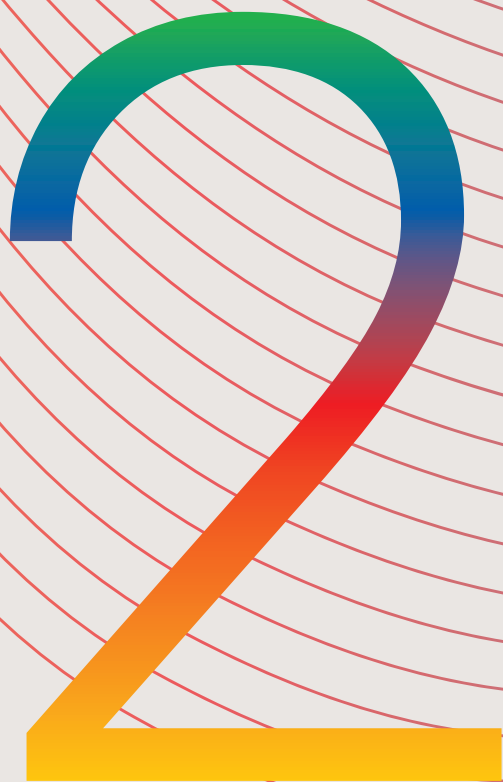
Nei due grafici sotto riportati si evidenzia l'andamento del prezzo e dei volumi scambiati del titolo Iren nel corso del periodo.



Il coverage del titolo

Nel corso del periodo il Gruppo IREN è stato seguito da sei broker: Equita, Exane (sponsored research), Intermonte, Intesa Sanpaolo, Kepler Cheuvreux e Mediobanca.

Relazione sulla Gestione



| Al 30 giugno 2022

SCENARIO DI MERCATO

LO SCENARIO MACROECONOMICO

Le conseguenze del conflitto in Ucraina pesano sulle prospettive di crescita. Nel report di giugno, l'OCSE stima per il 2022 una crescita mondiale del 3%¹, con una revisione al ribasso di 1,5 punti percentuali rispetto alla previsione di dicembre. Il significativo aumento dei prezzi dell'energia e dei generi alimentari, assieme al persistere di problemi nelle catene produttive legati ancora ai nodi logistici derivanti dalle interruzioni delle attività causate dalla pandemia, e la contestuale necessità di normalizzazione dei tassi di interesse, sono all'origine della revisione. Il livello di incertezza è elevato, con il rischio di un'ulteriore riduzione dei flussi di gas forniti dalla Russia all'Europa e di ulteriori aumenti dei prezzi delle materie prime o di nuovi rallentamenti nelle catene di approvvigionamento globali.

Nel primo trimestre 2022 (dati disponibili) il PIL nell'Area Euro è aumentato in termini congiunturali dello 0,3%. A livello nazionale, la crescita congiunturale del PIL italiano è stata positiva (dello 0,1%), grazie al settore delle costruzioni (+6% su base trimestrale). Per il secondo trimestre, gli indicatori ad alta frequenza indicano una crescita del PIL italiano vicina allo zero. In merito, l'indice di produzione industriale di aprile è tornato sopra ai livelli pre-pandemia, ma l'incertezza legata alla guerra, i rallentamenti negli approvvigionamenti e i limiti nel trasferimento degli alti costi delle materie prime sui prezzi finali incidono negativamente su tale dato.

Continua anche la forte crescita dei prezzi. L'indice italiano dei prezzi dei prodotti energetici è aumentato tra il 40% e il 50% nei primi sei mesi del 2022, portando il livello medio dell'inflazione nel primo semestre al 6,3%. I prezzi dell'energia hanno subito un leggero rallentamento nei mesi di aprile e di maggio, a causa del calo stagionale della domanda di energia e del taglio delle imposte su benzina e gasolio operato dal governo italiano, ma sono tornati ad aumentare nel mese di giugno (+48%), sostenuti dalle riduzioni delle forniture di gas dalla Russia. Nel frattempo, la guerra in Ucraina ha alimentato i prezzi dei generi alimentari, con il relativo indice in aumento annuale dell'8,8% a giugno. L'indice di inflazione di fondo, che non tiene conto dei generi alimentari, del tabacco e dei prodotti energetici, ha superato il 3,5% a giugno 2022, segnalando aumenti dei prezzi anche in altri settori.

Il recente aumento dei prezzi ha spinto le Banche Centrali ad accelerare il processo di normalizzazione della politica monetaria. La Banca Centrale Europea (BCE) ha deciso di anticipare la fine dell'*Asset Purchase Programme* (APP) al 1° luglio, per poi procedere con il primo aumento dei tassi di interesse di 50 punti base a luglio, con un ulteriore aumento nei tassi di interesse atteso a settembre 2022. La BCE ha confermato un target di medio termine per l'inflazione al 2%, pur cercando di bilanciare il trade-off tra impatto economico e stabilizzazione dei prezzi.

La spesa delle famiglie

I dati ISTAT per il primo trimestre 2022 riportano un aumento della spesa per i consumi delle famiglie dell'1,4% rispetto al trimestre precedente, a fronte di un incremento del 2,6% del reddito disponibile delle famiglie. Il tasso di risparmio delle famiglie consumatrici è stato pari al 12,6% (+1,1% rispetto al trimestre precedente). L'incremento dei prezzi a fronte di una debole dinamica salariale pesa sul reddito delle famiglie, con un impatto negativo sull'attesa ripresa dei consumi dopo la fine delle restrizioni dovute alla pandemia da Covid-19.

Gli investimenti

Nel primo trimestre 2022, gli investimenti sono aumentati del 3,9% rispetto al trimestre precedente. Il recupero ha coinvolto tutti i settori ad eccezione di quello dei prodotti di proprietà intellettuale e di quello delle risorse biologiche coltivate, che hanno subito una flessione rispettivamente dell'1,9% e 0,5%. L'incremento più significativo ha riguardato gli investimenti in mezzi di trasporto (+6,5%), seguito dalle costruzioni (+5,5%). Nonostante l'andamento positivo dell'indice di produzione dell'industria tra febbraio e aprile di quest'anno (+1,3% rispetto al quarto trimestre 2021), il contributo atteso degli investimenti nell'industria è limitato dall'incertezza del contesto, dall'incremento dei prezzi energetici e dal peggioramento delle condizioni finanziarie.

¹ Fonte: OCSE, *Economic Outlook*, 8 Giugno 2022.

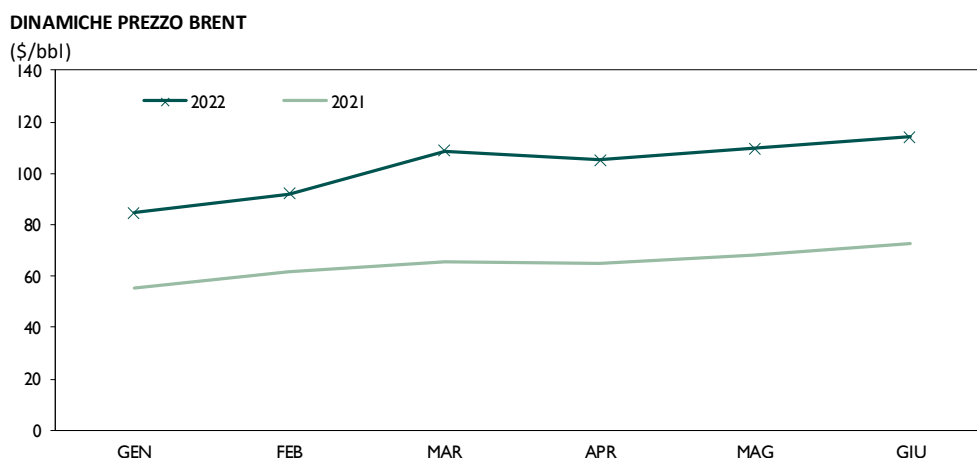
Le esportazioni

Nel primo trimestre 2022 le importazioni e le esportazioni sono aumentate rispettivamente del 10% e dell'8%, rispetto al trimestre precedente. Il minore incremento delle esportazioni rispetto alle importazioni nel trimestre (con due mesi a crescita negativa) ha portato a una flessione del saldo commerciale del 224%. I dati ISTAT relativi agli scambi di aprile mostrano valori degli scambi commerciali superiori a quelli di aprile 2020. Su base tendenziale le variazioni dell'import e dell'export nei primi quattro mesi dell'anno sono state pari rispettivamente a +43% e a +20,5%. L'aumento delle esportazioni nei primi quattro mesi dell'anno è stato sostenuto in maniera maggiore dai paesi UE (+23%) rispetto ai paesi extra-UE (+18%).

IL MERCATO PETROLIFERO

Il prezzo del Brent ha subito un forte rialzo nel corso dei mesi successivi all'inizio del conflitto in Ucraina. Nel primo semestre 2022 il Brent si è consuntivato in prossimità dei 105 \$/bbl, con un rialzo di oltre il 60% rispetto al primo semestre 2021; tale rialzo si spinge in prossimità dell'80% per le quotazioni in euro, con un consuntivo gennaio-giugno superiore ai 95 €/bbl.

In merito, si segnala che il Canada, il Regno Unito e gli Stati Uniti hanno imposto divieti di importazione sul petrolio russo. Anche l'Unione europea ha proceduto in tal senso, ponendo un divieto sulle importazioni di petrolio dalla Russia che sarà efficace entro la fine dell'anno. In tale contesto si aggiungono nodi di natura logistica, difficoltà di accesso al credito e alle assicurazioni che scoraggiano il commercio di petrolio proveniente da tale paese.



Elaborazioni MBS Consulting

IL MERCATO DEL GAS NATURALE

Domanda e Offerta

Nel primo semestre del 2022 i consumi di gas hanno registrato un decremento rispetto al primo semestre del 2021 (-2%). La diminuzione ha riguardato il settore industriale e residenziale (-8,3% e -5,6% rispettivamente), mentre il settore termoelettrico ha registrato una crescita del +6,7%.

Il decremento della domanda residenziale e industriale (-1,1 Mld/mc e -0,6 Mld/mc rispettivamente) è riconducibile a temperature più elevate della media nei primi mesi dell'anno, che hanno contribuito a ridurre la domanda residenziale e all'innalzamento dei prezzi, che ha impattato sia sulla domanda residenziale che su quella industriale. La domanda termoelettrica ha invece registrato un incremento di quasi 1 Mld/mc, dovuto principalmente alla bassa generazione di energie rinnovabili da inizio anno, legato alla scarsa produzione idroelettrica, a causa della grave siccità che ha colpito in particolare l'Italia settentrionale.

Impieghi e fonti di gas naturale nel Primo semestre 2022 e confronto con i periodi precedenti

GAS PRELEVATO (Mld mc)*	2022	2021	2020	Var % 2022 vs 2021	Var % 2021 vs 2020
Usi industriali	6,6	7,2	6,5	-8,3%	10,8%
Usi termoelettrici	12,7	11,9	10,9	6,7%	9,2%
Impianti di distribuzione	18,4	19,5	17,6	-5,6%	10,8%
Rete terzi e consumi di sistema / line pack	1,4	1,2	0,8	16,7%	50,0%
Totale prelevato	39,1	39,8	35,8	-1,8%	11,2%

*Valori cumulati al 30 giugno, elaborazioni MBS Consulting

GAS IMMESSO (Mld mc)*	2022	2021	2020	Var % 2022 vs 2021	Var % 2021 vs 2020
Importazioni	36,1	36,7	33,6	-1,6%	9,2%
Produzione nazionale	1,5	1,6	2,0	-6,3%	-20,0%
Stoccaggi	1,5	1,5	0,2	0,0%	(**)
Totale immesso (inclusi stoccaggi)	39,1	39,8	35,8	-1,8%	11,2%
Capacità massima	92,8	90,4	71,9		
Load factor	38,9%	40,6%	46,8%		

*Valori cumulati al 30 giugno, elaborazioni MBS Consulting, il valore degli stoccaggi indica la movimentazione netta

**Variazione superiore al 100%

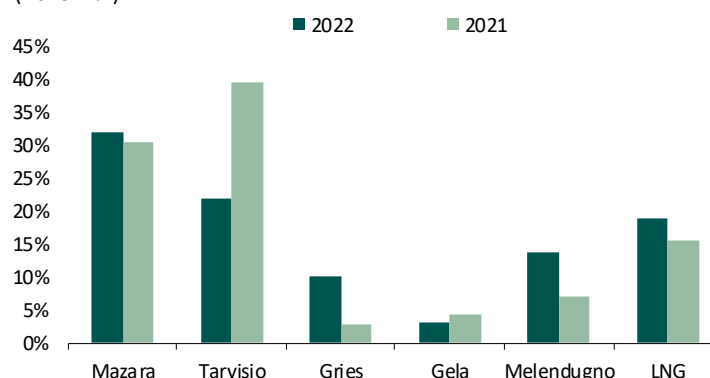
Le importazioni dall'estero, sono diminuite rispetto allo stesso periodo dello scorso anno (-1,6%). In merito, si sottolinea la forte riduzione dei flussi di gas dalla Russia (-45%) rispetto al primo semestre 2021. La perdita di oltre 6 miliardi di metri cubi di gas russo è stata compensata:

- da maggiori importazioni di GNL (+20% rispetto al primo semestre 2021, pari a 1 Mld/mc addizionali);
- dai maggiori flussi a Passo Gries, provenienti dal Nord-Europa, più che triplicati rispetto allo stesso periodo dello scorso anno, per oltre 2,5 Mld/mc in più;
- dai flussi dall'Azerbaijan attraverso il TAP (oltre 2 Mld/mc in più rispetto al primo semestre 2021);
- dalle più consistenti importazioni dall'Algeria, superiori del 3% rispetto allo stesso periodo dello scorso anno (pari a 300 Mln/mc aggiuntivi).

La Libia, invece, ha esportato verso l'Italia il 26% in meno di gas rispetto allo scorso anno (per 0,5 Mld/mc). Nel primo semestre 2022 è proseguito il trend di decrescita della produzione nazionale (-6,3% circa rispetto allo stesso periodo dello scorso anno), mentre rispetto al primo semestre del 2021 non si è registrato un significativo apporto delle immissioni di gas in rete tramite i sistemi di stoccaggio, il cui saldo (erogazioni +/ immissioni -) è rimasto invariato a circa 1.5 Mld/mc.

Il primo semestre del 2022 si è quindi caratterizzato per un mix di importazione che vede prevalere non più il gas russo in arrivo a Tarvisio (il 22% del totale a fine giugno 2022), bensì il gas algerino (32% del totale), seguito dalle importazioni di GNL (19%), dall’Azerbaijan (14%) e dal Nord-Europa (10% del totale).

IMPORTAZIONI PER PUNTO DI ENTRATA SUL TOTALE
(Valori %)



Valori cumulati al 30 giugno 2022

Elaborazioni MBS Consulting

Prezzi Ingrosso Gas

Nel primo semestre del 2022 i prezzi all’ingrosso del gas naturale hanno fatto registrare aumenti su tutti i principali *hub* europei, sia rispetto all’ultimo trimestre del 2021 sia rispetto allo stesso periodo dello scorso anno. I seguenti fattori hanno contribuito al forte aumento dei prezzi:

- la guerra in Ucraina e il rischio di interruzione delle forniture di gas dalla Russia attraverso i gasdotti che passano nei territori in cui avvengono gli scontri armati;
- la riduzione dei flussi di gas attraverso i principali gasdotti che portano il gas in Europa dalla Russia. In particolare, l’improvvisa diminuzione dei flussi del Nord Stream 1, che collega direttamente la Russia alla Germania, a causa di ritardi nella fornitura di alcuni materiali necessari per i lavori di manutenzione, ha portato ad un aumento vertiginoso dei prezzi nel mese di giugno;
- l’interruzione delle operazioni presso il terminale di liquefazione di Freeport, tra i più grandi presenti negli Stati Uniti, a causa di un incendio – ciò ha contribuito ad aumentare le tensioni nel mercato del gas in Europa, dato che il GNL è una delle alternative necessarie per sostituire parte delle importazioni di gas russe.

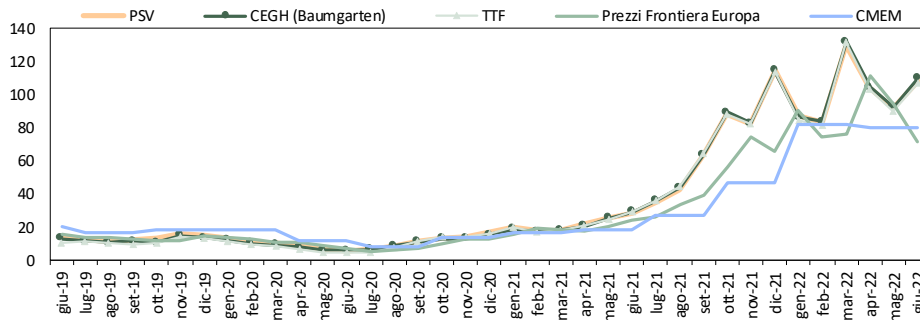
In tale contesto, il prezzo medio al TTF è stato pari a 99,5 €/MWh nel corso del primo semestre 2022, in aumento di oltre il 300% rispetto allo stesso periodo del 2021. Il CEGH, mercato del gas austriaco, ha prodotto un valore medio di 101,5 €/MWh, corrispondente ad un aumento del 370% rispetto al primo semestre 2021. Anche l’*hub* italiano PSV ha guadagnato circa il 360% del proprio valore rispetto allo stesso periodo del 2021, registrando un prezzo medio di 100,7 €/MWh.

Lo *spread* medio tra PSV e TTF nel corso del primo semestre del 2022 è aumentato di circa 1 €/MWh rispetto al primo semestre 2021, passando da 0,26 €/MWh a 1,18 €/MWh in media, a causa dei maggiori volumi in arrivo dal Nord Europa attraverso Passo Gries.

Mediamente, nel primo semestre del 2022 i prezzi gas alla frontiera sono aumentati rispetto ai primi sei mesi dello scorso anno di oltre il 350% (da 19,1 €/MWh nel primo semestre 2021 a 86,3 €/MWh nel primo semestre 2022).

PREZZI ALL'INGROSSO IN EUROPA

(€/MWh)



Ultimo dato 30 giugno 22

Elaborazioni MBS Consulting

Nel mercato italiano, il prezzo di sbilanciamento medio del primo semestre del 2022 è di 99,7 €/MWh², in aumento di oltre il 385% rispetto allo stesso periodo del 2021. Nello stesso periodo, sui mercati della piattaforma MGAS funzionali alla definizione del prezzo di sbilanciamento, è stato scambiato un volume pari a 7,8 Mld/mc, in aumento del 21% rispetto al primo semestre dello scorso anno, nel quale era stato scambiato un volume pari a 6,5 Mld/mc. Sul mercato infra-giornaliero MI è stato scambiato in media il 38% dei volumi funzionali al bilanciamento (2,9 Mld/mc a partire da inizio anno).

La c.d. "componente CMEM", intesa a riflettere il costo di approvvigionamento del gas nel prezzo al mercato tutelato, definita da ARERA sulla base delle quotazioni *forward* del TTF, è stata pari a 82,19 €/MWh nel primo trimestre dell'anno e a 80,33 €/MWh nel secondo.

² Il prezzo si riferisce al SAP, *System Average Price*, come definito dalla Delibera ARERA 312/2016/R/gas.

IL MERCATO DELL'ENERGIA ELETTRICA

Domanda e offerta

Nel primo semestre 2022 la produzione netta di energia elettrica in Italia è stata pari a 135,4 TWh, in aumento dello 0,7% rispetto allo stesso periodo del 2021. La richiesta di energia elettrica, pari a 158,0 TWh, è stata soddisfatta per l'85,7% dalla produzione interna. A livello nazionale, la produzione termoelettrica è stata pari a 92,5 TWh, in aumento del 10,3% rispetto al 2021 e ha rappresentato il 68,4% della produzione netta italiana; la produzione da fonte idroelettrica è stata paria a 14,6 TWh (-38,7% su base tendenziale), il 10,8% di quella nazionale, mentre da fonte geotermica, eolica e fotovoltaica sono stati prodotti 28,2 TWh (+6,0% rispetto al periodo comparativo), il 20,9% dell'offerta totale.

I consumi del primo semestre 2022 sono stati superiori a quelli dell'analogo periodo 2021 del 2,0%. Il recupero è stato trainato principalmente dalla ripresa della domanda elettrica al Nord (+5,1%).

Domanda e offerta di energia elettrica cumulata (GWh e variazioni tendenziali)

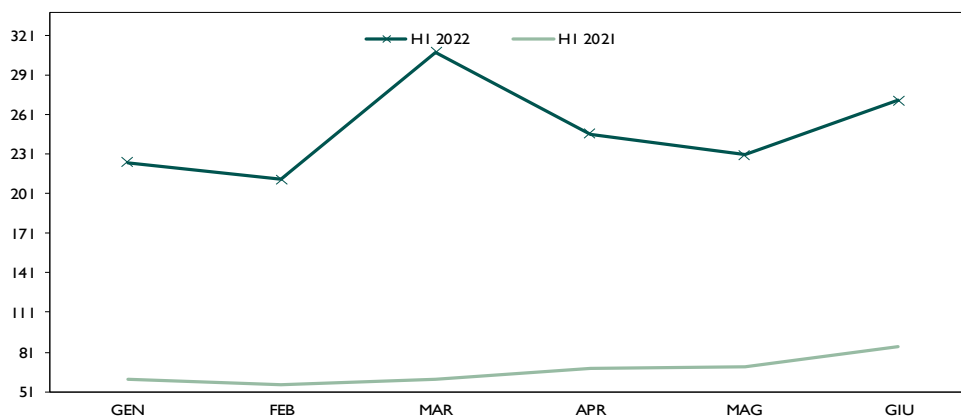
	fino a 30/06/2022	fino a 30/06/2021	Var. %
Domanda	158.027	154.861	2,0%
<i>Nord</i>	77.492	73.760	5,1%
<i>Centro</i>	45.638	45.174	1,0%
<i>Sud</i>	21.128	22.378	-5,6%
<i>Isole</i>	13.769	13.549	1,6%
Produzione netta	135.365	134.390	0,7%
<i>Idroelettrico</i>	14.582	23.787	-38,7%
<i>Termoelettrico</i>	92.542	83.894	10,3%
<i>Geotermoelettrico</i>	2.735	2.747	-0,4%
<i>Eolico e fotovoltaico</i>	25.506	23.962	6,4%
Consumo Pompaggi	-1.242	-1.420	-12,5%
Saldo estero	23.904	21.891	9,2%

Elaborazioni MBS Consulting

Prezzi Mercato del Giorno Prima (MGP)

Nel primo semestre, il PUN è salito del 272% rispetto allo stesso periodo del 2021, attestandosi su un valore medio di 248,6 €/MWh. La progressiva crescita ha portato il PUN ad un valore medio mensile di 271,3 €/MWh a giugno (+220% rispetto a giugno 2021).

DINAMICHE PREZZO MEDIO DI ACQUISTO SU MGP - PUN
(€/MWh)



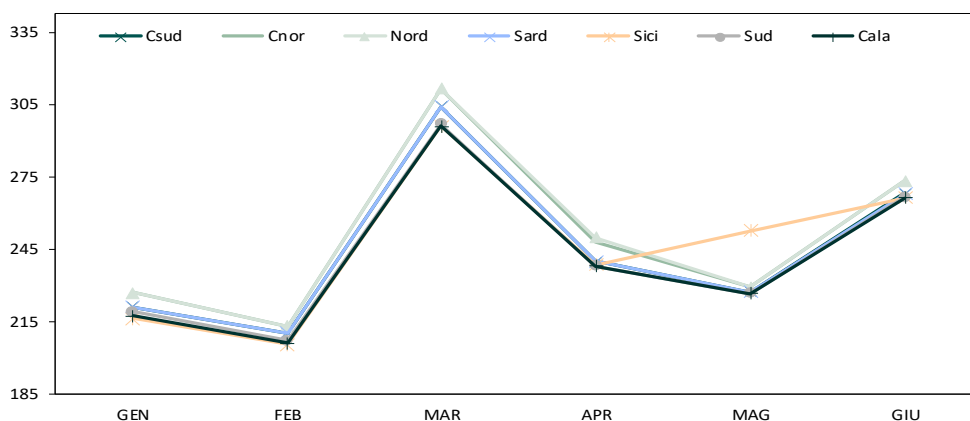
Elaborazioni MBS Consulting

Nel primo semestre del 2022, i prezzi zionali hanno subito in media un incremento pari al 272% rispetto allo stesso periodo del 2021. L'incremento massimo è stato registrato nella zona Nord (+276%), mentre quello minimo in Sicilia (+248%). In valore assoluto, i prezzi zionali si sono attestati in media a 245,15 €/MWh per la Sardegna, 241,7 €/MWh per la Calabria, 242,3 €/MWh per il Sud, 250,3 €/MWh per il Centro Nord, 250,6 €/MWh per il Nord, 245,1 €/MWh per il Centro Sud, 245,8 €/MWh per la Sicilia.

Nel complesso, i prezzi medi zionali sono rimasti più allineati nel primo trimestre dell'anno rispetto al secondo, con lo spread massimo tra i prezzi zionali raggiunto nel mese di maggio (25,9 €/MWh, tra il prezzo siciliano e quello della zona Nord).

DINAMICHE PREZZI ZONALI ITALIANI PRIMO SEMESTRE 2022

(€/MWh)



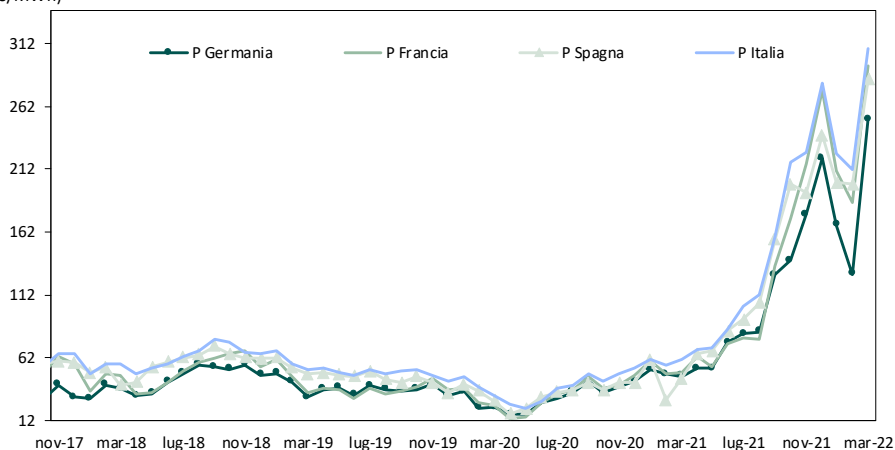
Elaborazioni MBS Consulting

Andamenti delle principali borse europee

Nei primi sei mesi del 2022, le principali borse elettriche europee hanno espresso un prezzo medio di 206,3 €/MWh, in forte rialzo rispetto all'anno precedente (+261%) con un differenziale medio rispetto al PUN di 42,3 €/MWh (il differenziale registrato nello stesso periodo del 2021 era pari 8,2 €/MWh). La ripresa dei prezzi elettrici di Germania, Francia e Spagna si è intensificata nel secondo trimestre dell'anno, riportando una crescita media del 209% rispetto al secondo trimestre 2021 e del 204% rispetto al trimestre precedente.

DINAMICHE PREZZI ELETTRICI EUROPEI

(€/MWh)



Elaborazioni MBS Consulting

Futures del PUN Baseload su EEX

La tabella seguente mostra il confronto tra i prezzi *futures* medi dei prodotti disponibili per il primo semestre 2022 riferiti al Prezzo Unico Nazionale. Nel corso del primo semestre, la tendenza delle quotazioni dei *futures* per i mesi da marzo a luglio è stata positiva. Anche i prezzi dei prodotti *futures* relativi al Q3 e al Q4 2022 hanno recuperato progressivamente terreno, con un incremento complessivo rispettivamente di 101,5 €/MWh e di 102,4 €/MWh. Il *Calendar-22* ha seguito lo stesso andamento positivo dei prodotti trimestrali, riportando una crescita di 93,7 €/MWh tra le quotazioni medie di gennaio e quelle di giugno 2022.

apr-22 Futures		mag-22 Futures		giu-22 Futures	
mensili	€/MWh	mensili	€/MWh	mensili	€/MWh
mag-22	252,1	giu-22	235,8	lug-22	254,8
giu-22	249,2	lug-22	240,7	ago-22	290,9
lug-22	256,4	ago-22	253,7	set-22	285,8
trimestrali		trimestrali		trimestrali	
Q3 22	263,4	Q3 22	253,3	Q3 22	292,0
Q4 22	267,3	Q4 22	266,3	Q4 22	300,0
Q1 23	260,2	Q1 23	257,0	Q1 23	269,9
annuali		annuali		annuali	
Y1 23	203,6	Y1 23	211,0	Y1 23	227,7

Elaborazioni MBS Consulting

FATTI DI RILIEVO DEL PERIODO

Acquisizione di impianti fotovoltaici

Il 16 febbraio 2022 il Gruppo ha perfezionato l'acquisizione da European Energy S/A, società danese attiva nello sviluppo e gestione di impianti eolici e fotovoltaici, del 100% di Puglia Holding S.r.l., detentrici di cinque *Special Purpose Vehicles* (SPV) intestatari delle autorizzazioni di costruzione e gestione dei parchi fotovoltaici di ASI Troia, nelle località di San Vincenzo e Montevegine (provincia di Foggia) e del complesso di Palo del Colle (Provincia di Bari).

Gli impianti acquisiti sono stati costruiti tra il 2019 e i primi mesi del 2022 e hanno una capacità installata di 121,5 MW, risultando il più grande parco fotovoltaico realizzato in Italia ad oggi. Il business acquisito presenta un Enterprise Value di 166 milioni di euro.

Unitamente all'operazione Puglia Holding, Iren Energia ha stipulato un accordo commerciale relativo agli impianti di European Energy in fase di sviluppo per una potenza installata complessiva pari a 437,5 MW in quattro siti localizzati nel Lazio, in Sicilia e in Puglia. L'accordo prevede la possibilità di esercitare diritti a investire in tali assets lungo un periodo di esclusiva e a vari stadi di sviluppo.

Finanziamento a supporto degli investimenti per lo sviluppo del teleriscaldamento di Torino

Proseguendo la cooperazione nell'ambito della sostenibilità ambientale avviata nel 2020, il 25 marzo 2022 la Banca di Sviluppo del Consiglio d'Europa (CEB) e Iren S.p.A. hanno sottoscritto un finanziamento di tipo Public Finance Facility (PFF) per 80 milioni di euro a sostegno degli investimenti di sviluppo della rete di teleriscaldamento nell'area metropolitana di Torino, previsti nel Piano Industriale.

Gli investimenti finanziati sono finalizzati a saturare ed estendere in nuove aree il teleriscaldamento, con l'allacciamento di nuove utenze, e a migliorare l'efficienza operativa e la flessibilità della rete.

Acquisizione di concessioni nell'ambito della distribuzione gas

A seguito dell'aggiudicazione della gara, avvenuta a dicembre 2021, il 1° aprile 2022 il consorzio formato da Ascopiave, ACEA, e Iren ha perfezionato il closing dell'accordo con il Gruppo A2A per l'acquisizione di assets nell'ambito del servizio di distribuzione del gas naturale.

Il perimetro di attività complessivo oggetto dell'operazione comprende 157 mila Punti Di Riconsegna (PDR), distribuiti in 8 regioni e facenti parte di 24 Ambiti Territoriali Minimi (ATEM), per oltre 2.800 km di rete. Il valore economico dell'acquisizione in termini di Enterprise Value è di 125,4 milioni di euro.

Dal punto di vista sostanziale, tali assets sono stati conferiti nel primo trimestre in una società dedicata, Romeo Gas S.p.A., di cui IRETI ha acquistato il 13,77% il 1° aprile 2022.

Il perimetro di interesse di Iren è costituito da concessioni in 4 ATEM, di cui 1 in Lombardia e 3 in Emilia Romagna, per un totale di circa 12.000 PDR. L'Enterprise Value riferito a tale quota è pari a 16,4 milioni di euro.

Acquisizione di Alegas

A seguito dell'accordo preliminare sottoscritto lo scorso 29 dicembre, Iren Mercato ha perfezionato il 21 aprile 2022 l'acquisizione dell'80% di Alegas S.r.l. da AMAG S.p.A., multiutility con sede ad Alessandria.

Alegas opera nella vendita di gas ed energia elettrica ed ha un portafoglio di 43 mila clienti per lo più retail, di cui 36 mila clienti gas e 7 mila energia elettrica, quasi interamente distribuiti nella Provincia di Alessandria. Il corrispettivo per l'acquisizione è pari a 17,1 milioni di euro.

L'acquisizione consentirà al Gruppo Iren di incrementare il proprio portafoglio clienti rafforzando la propria presenza in Piemonte, con lo scopo di attuare nuove campagne commerciali che favoriranno la vendita di prodotti e servizi legati alla riduzione dei consumi negli edifici e alla mobilità elettrica.

Sottoscrizione di due finanziamenti *Sustainability Linked*

Il 21 aprile e il 30 maggio 2022 Iren S.p.A. ha sottoscritto, rispettivamente con Intesa San Paolo e Cassa Depositi e Prestiti, due finanziamenti *term loan* di importo pari a 150 milioni di euro ciascuno, con rimborso a 6 anni in un'unica soluzione (bullet).

L'entità dello *spread* delle nuove linee di credito è legata al raggiungimento di specifici obiettivi delineati nel Sustainable Financing Framework pubblicato a marzo: la riduzione delle emissioni climalteranti, la progressiva crescita nella produzione da fonte rinnovabile e l'uso razionale delle risorse idriche. In merito, si prevede il raggiungimento di tali obiettivi grazie al complesso degli investimenti pervisti in arco piano. Le operazioni descritte mirano a coniugare sostenibilità e sviluppo attraverso il meccanismo di premio/penalità legato al raggiungimento dei target prefissati e si inseriscono nel contesto di rafforzamento del profilo di liquidità, con condizioni di tasso e durata adeguate agli standard del Gruppo.

Assemblea degli Azionisti

L'Assemblea Ordinaria degli Azionisti ha approvato in data 21 giugno 2022 il Bilancio d'Esercizio al 31 dicembre 2021 della Società e la Relazione sulla Gestione, e ha deliberato la distribuzione di un dividendo di 0,105 euro per azione ordinaria, confermando quanto proposto dal Consiglio di Amministrazione.

L'Assemblea degli Azionisti ha inoltre:

- approvato la sezione prima ("Politiche sulla Remunerazione 2022") della Relazione sulla politica in materia di remunerazione 2022 e sui compensi corrisposti 2021;
- espresso voto favorevole sulla sezione seconda ("Compensi corrisposti esercizio 2021") della stessa Relazione;
- nominato il nuovo Consiglio di Amministrazione ed il suo Presidente per il triennio 2022-2023-2024 (scadenza: data di approvazione del bilancio dell'esercizio 2024) e determinato i relativi compensi annui da corrispondere ai componenti.

INDICATORI ALTERNATIVI DI PERFORMANCE

Il Gruppo Iren utilizza indicatori alternativi di performance (IAP) al fine di trasmettere in modo più efficace le informazioni sull'andamento della redditività dei business in cui opera, nonché sulla propria situazione patrimoniale e finanziaria. Tali indicatori sono differenti dagli indicatori finanziari espressamente previsti dai principi contabili internazionali IAS/IFRS adottati dal Gruppo.

In merito a tali indicatori, CONSOB ha emesso la Comunicazione n. 92543/15 che rende applicabili gli Orientamenti emanati dalla European Securities and Markets Authority (ESMA) circa la loro presentazione nelle informazioni regolamentate diffuse o nei prospetti pubblicati. Questi Orientamenti sono volti a promuovere l'utilità e la trasparenza degli indicatori alternativi di performance inclusi nelle informazioni regolamentate o nei prospetti rientranti nell'ambito d'applicazione della direttiva 2003/71/CE, al fine di migliorarne la comparabilità, l'affidabilità e la comprensibilità.

Nel seguito sono forniti, in linea con le comunicazioni sopra citate, i criteri utilizzati per la costruzione di tali indicatori esposti nel presente fascicolo di bilancio.

Capitale investito netto (CIN): determinato dalla somma algebrica dell'Attivo immobilizzato, delle Altre attività (passività) non correnti, del Capitale circolante netto, delle Attività (passività) per imposte differite, dei Fondi rischi e benefici ai dipendenti e delle Attività (passività) destinate a essere cedute. Per ulteriori dettagli sulla costruzione delle singole voci che compongono l'indicatore si rimanda al prospetto di riconciliazione dello stato patrimoniale riclassificato con quello di bilancio riportato negli allegati al bilancio consolidato.

Questo IAP è utilizzato dal Gruppo nell'ambito di documenti sia interni al Gruppo sia esterni e rappresenta un'utile misurazione ai fini della valutazione delle attività nette complessive, sia correnti che immobilizzate, anche attraverso la comparazione tra il periodo oggetto di relazione con quelli relativi a periodi o esercizi precedenti. Tale indicatore consente inoltre di condurre analisi sugli andamenti operativi e di misurare la performance in termini di efficienza operativa nel corso del tempo.

Indebitamento finanziario netto: determinato dalla somma delle Passività finanziarie non correnti al netto delle Attività finanziarie non correnti e delle Passività Finanziarie correnti al netto delle Attività finanziarie correnti e delle Disponibilità liquide e mezzi equivalenti.

Questo IAP è utilizzato dal Gruppo nell'ambito di documenti sia interni al Gruppo sia esterni e rappresenta un'utile misurazione della struttura finanziaria del Gruppo, anche attraverso la comparazione tra il periodo oggetto di relazione con quelli relativi a periodi o esercizi precedenti.

Capitale Circolante Netto (CCN): determinato dalla somma algebrica delle Attività e Passività derivanti da contratti con i clienti correnti e non correnti, dei Crediti commerciali correnti e non correnti, delle Rimanenze, delle Attività e i Debiti per imposte correnti, dei Crediti vari e altre attività correnti, dei Debiti commerciali e dei Debiti vari e altre passività correnti. Questo IAP è utilizzato dal Gruppo nell'ambito di documenti sia interni al Gruppo sia esterni e rappresenta un'utile misurazione dell'efficienza operativa del Gruppo, anche attraverso la comparazione tra il periodo oggetto di relazione e quelli relativi a periodi o esercizi precedenti.

Margine operativo lordo (EBITDA): determinato dalla somma del Risultato prima delle imposte, del Risultato di partecipazioni contabilizzate con il metodo del patrimonio netto, della Rettifica di valore di partecipazioni, dei Proventi e Oneri finanziari e degli Ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni. Il Margine Operativo Lordo è esplicitamente indicato come sottotale nel bilancio.

Questo IAP è utilizzato dal Gruppo nell'ambito di documenti sia interni al Gruppo sia esterni e rappresenta un utile strumento per la valutazione della performance operativa del Gruppo (sia nel suo complesso che a livello di singola Business Unit), anche mediante la comparazione tra i risultati operativi del periodo oggetto di relazione con quelli relativi a periodi o esercizi precedenti. Tale indicatore consente inoltre di condurre analisi sugli andamenti operativi e di misurare la performance in termini di efficienza operativa nel corso del tempo.

Risultato operativo (EBIT): determinato dalla somma del Risultato prima delle imposte, del Risultato di partecipazioni contabilizzate con il metodo del patrimonio netto, della Rettifica di valore di partecipazioni e dei Proventi e Oneri finanziari. Il Risultato Operativo è esplicitamente indicato come sottotale nel bilancio.

Free cash flow: determinato dalla somma del Cash flow operativo e del Flusso finanziario da attività di investimento come indicati nel Rendiconto finanziario sintetico.

Investimenti: rappresenta la somma degli investimenti in Immobili, impianti e macchinari, in Attività immateriali e in attività finanziarie (partecipazioni), presentata al lordo dei contributi in conto capitale. Questo IAP è utilizzato dal Gruppo nell'ambito di documenti sia interni al Gruppo sia esterni e rappresenta una misura delle risorse finanziarie assorbite in acquisti di beni durevoli nel periodo.

Margine operativo lordo su ricavi: determinato facendo una proporzione, in termini percentuali, del margine operativo lordo diviso il valore dei ricavi. Questo IAP è utilizzato dal Gruppo nell'ambito di documenti sia interni al Gruppo sia esterni e rappresenta un utile strumento per la valutazione della performance operativa del Gruppo (sia nel suo complesso che a livello di singola Business Unit), anche mediante la comparazione con periodi o esercizi precedenti.

Indebitamento finanziario netto su patrimonio netto: determinato come rapporto tra l'Indebitamento finanziario netto e il Patrimonio netto comprensivo delle interessenze di terzi azionisti. Questo IAP è utilizzato dal Gruppo nell'ambito di documenti sia interni al Gruppo sia esterni e rappresenta un utile strumento per la valutazione della struttura patrimoniale in termini di incidenza relativa delle fonti di finanziamento tra mezzi di terzi e mezzi propri.

Gli investitori devono essere al corrente che:

- tali indicatori non sono riconosciuti come criterio di valutazione di performance ai sensi degli IFRS;
- non devono essere adottati come alternativi al risultato operativo, all'utile netto, al flusso di cassa operativo e di investimento, alla posizione finanziaria netta o ad altre misure conformi agli IFRS, ai GAAP italiani o a qualsiasi altro principio contabile generalmente accettato; e
- sono usati dalla direzione aziendale per monitorare l'andamento del business e della gestione dello stesso, ma non sono indicativi dei risultati storici operativi, né intendono essere predittivi dei risultati futuri.

SITUAZIONE ECONOMICA, PATRIMONIALE E FINANZIARIA DEL GRUPPO IREN

Situazione economica

CONTO ECONOMICO DEL GRUPPO IREN

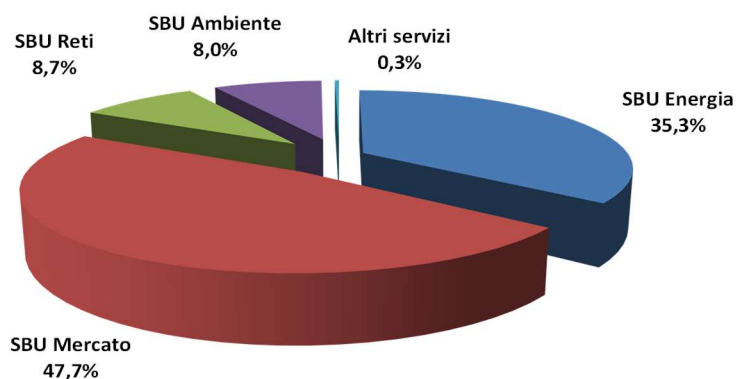
	migliaia di euro		
	Primo semestre 2022	Primo semestre 2021 Rideterminato	Var. %
Ricavi			
Ricavi per beni e servizi	3.650.475	1.965.489	85,7
Altri proventi	61.138	38.293	59,7
Totale ricavi	3.711.613	2.003.782	85,2
Costi operativi			
Costi materie prime sussidiarie di consumo e merci	(2.134.848)	(562.083)	(*)
Prestazioni di servizi e godimento beni di terzi	(728.639)	(663.309)	9,8
Oneri diversi di gestione	(49.246)	(34.879)	41,2
Costi per lavori interni capitalizzati	21.649	20.714	4,5
Costo del personale	(257.798)	(247.971)	4,0
Totale costi operativi	(3.148.882)	(1.487.528)	(*)
MARGINE OPERATIVO LORDO	562.731	516.254	9,0
Ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni			
Ammortamenti	(251.585)	(228.172)	10,3
Accantonamenti a fondo svalutazione crediti	(35.644)	(33.662)	5,9
Altri accantonamenti e svalutazioni	7.414	(4.198)	(*)
Totale ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni	(279.815)	(266.032)	5,2
RISULTATO OPERATIVO	282.916	250.222	13,1
Gestione finanziaria			
Proventi finanziari	5.764	26.964	(78,6)
Oneri finanziari	(37.465)	(41.603)	(9,9)
Totale gestione finanziaria	(31.701)	(14.639)	(*)
Rettifica di valore di partecipazioni	(13)	1.305	(*)
Risultato di partecipazioni contabilizzate con il metodo del patrimonio netto al netto degli effetti fiscali	5.863	5.372	9,1
Risultato prima delle imposte	257.065	242.260	6,1
Imposte sul reddito	(104.424)	(33.987)	(*)
Risultato netto delle attività in continuità	152.641	208.273	(26,7)
Risultato netto da attività operative cessate	-	-	-
Risultato netto del periodo	152.641	208.273	(26,7)
attribuibile a:			
- Utile (perdita) del periodo attribuibile agli azionisti	133.318	193.102	(31,0)
- Utile (perdita) del periodo attribuibile alle minoranze	19.323	15.171	27,4

(*) Variazione superiore al 100%

I dati comparativi del Primo semestre 2021 sono stati rideterminati per tenere conto, alla data di acquisizione, come previsto dall'IFRS 3, degli effetti derivanti dal completamento dell'allocatione del prezzo di acquisizione al *fair value* definitivo delle attività e passività acquisite (*Purchase Price Allocation*) delle società della Divisione Ambiente di Unieco, di Futura e di I.Blu, avvenuta al termine del 2021. Per maggiori informazioni si rinvia al Capitolo "Aggregazioni aziendali" delle Note Illustrative al Bilancio Consolidato Semestrale Abbreviato.

Ricavi

Al 30 giugno 2022 il Gruppo ha conseguito ricavi per 3.711,6 milioni di euro in aumento del +85,2% rispetto ai 2.003,8 milioni di euro del primo semestre 2021. I principali fattori di incremento sono riferibili ai maggiori ricavi energetici, influenzati per oltre 1.400 milioni di euro dall'incremento dei prezzi delle commodities e per circa 16 milioni di euro da effetto climatico e consumi. Contribuiscono inoltre alla variazione del fatturato, per circa 125 milioni di euro, le attività di riqualificazione energetica e ristrutturazione degli edifici, favorite dalle agevolazioni fiscali (bonus facciate e superbonus 110%). Infine, le variazioni di perimetro incidono sui ricavi per 27 milioni di euro, in gran parte riferibili al consolidamento di Puglia Holding (ora Iren Green Generation).

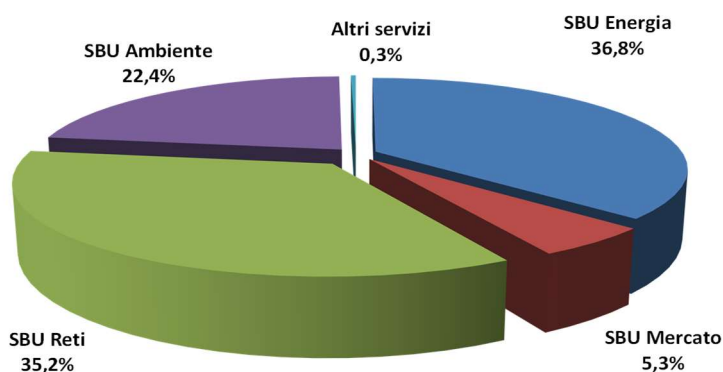


Margine Operativo Lordo

Il margine operativo lordo ammonta a 562,7 milioni di euro, in aumento del +9,0% rispetto ai 516,3 milioni di euro del primo semestre 2021.

Contribuisce positivamente al miglioramento del margine l'andamento dello scenario energetico caratterizzato da un prezzo dell'energia elettrica e dell'energia termica in forte incremento rispetto al primo semestre 2021. Infatti, la gestione integrata della filiera energetica ha consentito, in un contesto molto volatile, dinamiche compensative tra gli effetti positivi (marginari della produzione elettrica e del calore in aumento, corrispettivi per il capacity market) e gli effetti negativi (marginari della vendita di gas e energia elettrica in significativa flessione, forte diminuzione dei volumi prodotti di energia da fonte idroelettrica per effetto della siccità). Influisce positivamente anche la crescita organica correlata agli incrementi tariffari dei servizi a rete legati agli investimenti realizzati per il miglioramento delle infrastrutture, allo sviluppo delle attività connesse ai lavori di riqualificazione energetica e al funzionamento a regime, a seguito dell'ampliamento di capacità, dei biodigestori di Cairo Montenotte e Santhià. Inoltre, l'incremento del margine è riconducibile per 20 milioni di euro all'ampliamento del perimetro di consolidamento riferibile prevalentemente all'acquisizione di Puglia Holding.

Complessivamente l'incremento del margine in riferimento alle singole *business unit* è così suddiviso: Ambiente (+27,7%), Energia (+54,5%), Reti (+4,3%), mentre risulta in forte contrazione la *business unit* Mercato (-68,0%); quest'ultimo trend è da correlare all'aumento della BU Energia nella logica di gestione integrata della filiera energetica.



Risultato operativo

Il risultato operativo è pari a 282,9 milioni di euro, in aumento del +13,1% rispetto ai 250,2 milioni di euro del primo semestre 2021. Nel periodo si sono registrati maggiori ammortamenti per 23,4 milioni di euro, relativi all'entrata in esercizio di nuovi investimenti e all'ampliamento del perimetro di consolidamento e maggiori accantonamenti al fondo svalutazione crediti per 2,0 milioni di euro. Si rilevano inoltre maggiori rilasci di fondi per 11 milioni di euro, relativi principalmente al venir meno di contenziosi con fornitori.

Gestione finanziaria

Il risultato della gestione finanziaria esprime un saldo di oneri finanziari netti di 31,7 milioni di euro; nel periodo comparativo il dato si attestava a 14,6 milioni.

La variazione è principalmente riconducibile ai minori proventi finanziari, che ammontano a 5,8 milioni contro i 27,0 milioni del primo semestre 2021, che comprendevano un provento derivante dall'estinzione anticipata di passività finanziarie.

Dal lato degli oneri finanziari si assiste a un decremento di 4,1 milioni di euro (37,5 milioni nel primo semestre 2022 contro i 41,6 milioni dell'analogo periodo 2021), al quale contribuiscono i minori oneri di attualizzazione dei fondi oneri.

Rettifica di valore di partecipazioni

La voce, di importo minimale nel primo semestre 2022, si riferisce alla svalutazione di quote di una partecipata della business unit Mercato. Nel periodo comparativo l'importo di 1,3 milioni di euro si riferiva alla rideterminazione al fair value, alla data di acquisizione del controllo, dell'interessenza pregressa in Futura.

Risultato di partecipazioni contabilizzate con il metodo del patrimonio netto al netto degli effetti fiscali

La voce, che si attesta a +5,9 milioni di euro (+5,4 milioni nel primo semestre 2021) comprende il pro-quota dei risultati delle società collegate del Gruppo, i più rilevanti dei quali riguardano Valle Dora Energia (collegata sino a maggio 2022, in seguito controllata), ASA e Sienambiente.

Risultato prima delle imposte

Per effetto delle dinamiche sopra indicate il risultato consolidato prima delle imposte si attesta a 257,1 milioni di euro (242,3 milioni nel primo semestre 2022).

Imposte sul reddito

Le imposte sul reddito del periodo sono pari a 73,9 milioni di euro, in aumento rispetto ai 34,0 milioni del periodo comparativo, che includevano un provento fiscale non ricorrente di 32,3 milioni legato all'esercizio dell'opzione sui riallineamenti dei valori contabili e fiscali di cui al DL n. 104/20 (c.d. "DL Agosto").

Il tax rate del primo semestre 2022 si attesta al 28,8% e la voce accoglie inoltre la miglior stima degli effetti della misura di cui all'articolo 37 del DL 21/2022, che prevede un prelievo non ricorrente quale "contributo straordinario contro il caro bollette" pari al 25% degli "extra-profitti" delle imprese operanti nel settore energetico. Per il Gruppo il contributo complessivo è stimato nella misura di 30,5 milioni di euro.

Risultato netto del periodo

In conseguenza di quanto sopra esposto, si rileva un utile netto del periodo pari a 152,6 milioni di euro, in riduzione del 26,7% rispetto al risultato dell'analogo periodo 2021.

Il dato è riconducibile al risultato di pertinenza degli azionisti per 133,3 milioni, mentre l'utile attribuibile alle minoranze è pari a 19,3 milioni.

Situazione patrimoniale e finanziaria

STATO PATRIMONIALE RICLASSIFICATO DEL GRUPPO IREN

	migliaia di euro		
	30.06.2022	31.12.2021 Rideterminato	Var. %
Attivo immobilizzato	7.276.214	7.026.225	3,6
Altre attività (Passività) non correnti	(460.496)	(458.642)	0,4
Capitale circolante netto	(81.271)	(222.501)	(63,5)
Attività (Passività) per imposte differite	257.823	238.847	7,9
Fondi rischi e Benefici ai dipendenti	(661.751)	(728.898)	(9,2)
Attività (Passività) destinate a essere cedute	1.144	1.144	-
Capitale investito netto	6.331.663	5.856.175	8,1
Patrimonio netto	2.933.397	2.950.354	(0,6)
<i>Attività finanziarie a lungo termine</i>	<i>(143.912)</i>	<i>(131.766)</i>	<i>9,2</i>
<i>Indebitamento finanziario a medio e lungo termine</i>	<i>3.656.232</i>	<i>3.549.612</i>	<i>3,0</i>
Indebitamento finanziario netto a medio lungo termine	3.512.320	3.417.846	2,8
<i>Attività finanziarie a breve termine</i>	<i>(859.081)</i>	<i>(979.612)</i>	<i>(12,3)</i>
<i>Indebitamento finanziario a breve termine</i>	<i>745.027</i>	<i>467.587</i>	<i>59,3</i>
Indebitamento finanziario netto a breve termine	(114.054)	(512.025)	(77,7)
Indebitamento finanziario netto	3.398.266	2.905.821	16,9
Mezzi propri ed indebitamento finanziario netto	6.331.663	5.856.175	8,1

I dati comparativi al 31 dicembre 2021 sono stati rideterminati per tenere conto, alla data di acquisizione, come previsto dall'IFRS 3, degli effetti derivanti dal completamento dell'allocatione del prezzo di acquisizione al *fair value* definitivo delle attività e passività acquisite (*Purchase Price Allocation*) di Sidren, avvenuta al termine del primo semestre 2022. Per maggiori informazioni si rinvia al Capitolo "Aggregazioni aziendali" delle Note Illustrative al Bilancio Consolidato Semestrale Abbreviato.

(1) Per la riconciliazione del prospetto di stato patrimoniale riclassificato con quello di bilancio si rimanda all'apposito allegato alle Note Illustrative del Bilancio Consolidato Semestrale Abbreviato.

Nel seguito sono commentate le principali dinamiche patrimoniali del periodo.

L'attivo immobilizzato al 30 giugno 2022 ammonta a 7.276,2 milioni di euro, incrementatosi rispetto al 31 dicembre 2021, quando era pari a 7.026,2 milioni. L'aumento (+250,0 milioni) è principalmente da ricondursi all'effetto delle seguenti determinanti:

- gli investimenti tecnici in immobilizzazioni materiali ed immateriali (+337,8 milioni) e gli ammortamenti (-251,6 milioni) del periodo;
- l'incremento della partecipazione nella collegata SEI Toscana (28,1 milioni) e l'acquisto della partecipazione in Romeo Gas (16,4 milioni), società detentrici di concessioni della distribuzione gas di interesse del Gruppo;
- i nuovi *assets* derivanti dalle operazioni di M&A del periodo: i parchi fotovoltaici in alcune località pugliesi, comprensivi di avviamento, di Puglia Holding (166,0 milioni), gli impianti di generazione idroelettrica di Valle Dora Energia (21,6 milioni), l'avviamento riferito al business di Alegas (20,5 milioni) e gli *assets* di trattamento rifiuti di CRCM, acquisiti nell'ambito dell'operazione Valdarno Ambiente (3,2 milioni);
- la variazione del portafoglio dei diritti di emissione di CO₂, fra acquisti del periodo e annullamento per obbligo (-100,5 milioni);
- la rilevazione di diritti d'uso in applicazione dell'IFRS 16 – *Leases* per 9,0 milioni, riferiti in gran parte a contratti di locazione e noleggio di fabbricati e automezzi strumentali alle attività operative.

Per maggiori informazioni sul dettaglio settoriale degli investimenti del periodo si rimanda al successivo capitolo "Analisi per settori di attività".

Il Capitale Circolante Netto, negativo, risulta in aumento di 141,2 milioni di euro, attestandosi a -81,3 milioni contro i -222,5 milioni di fine 2021. La variazione è da imputarsi ai crediti commerciali e alle rimanenze di gas in stoccaggio, parzialmente compensato dalla stima delle imposte del periodo.

Il saldo patrimoniale della fiscalità differita netta si decrementa attestandosi a 257,9 milioni di euro (238,8 milioni al 31 dicembre 2021), in ragione dell'effetto fiscale sulla variazione del fair value dei derivati su tassi e commodities.

I "Fondi Rischi e Benefici ai Dipendenti" ammontano a 661,8 milioni di euro e risultano in diminuzione rispetto al dato di fine 2021 (pari a 728,9 milioni) a seguito dell'adempimento all'obbligo relativo ai diritti di emissione CO2 del periodo e degli utilizzi e rilasci di rischi stanziati, superiori agli accantonamenti del periodo.

Il Patrimonio Netto ammonta a 2.933,4 milioni di euro, contro i 2.950,4 milioni del 31 dicembre 2021 (-17,0 milioni). La variazione è riferita al risultato netto (+152,6 milioni), ai dividendi deliberati (-164,7 milioni) all'andamento della riserva *cash flow hedge* legata agli strumenti derivati di copertura tasso e *commodities* (-7,0 milioni) e ad altre variazioni (2,1 milioni).

L'Indebitamento Finanziario Netto si attesta a 3.398,3 milioni di euro al 30 giugno 2022, in aumento (+16,9%) rispetto al dato del 31 dicembre 2021. Al riguardo, il flusso di cassa generato dall'attività operativa ha contribuito a mitigare l'effetto degli esborsi effettuati a fronte degli investimenti e delle operazioni di M&A del periodo e dei dividendi erogati. Per maggiori dettagli, si rinvia all'analisi del rendiconto finanziario di seguito presentata.

RENDICONTO FINANZIARIO DEL GRUPPO IREN – Variazione indebitamento finanziario netto

Il seguente prospetto dettaglia la movimentazione dell'indebitamento finanziario netto di Gruppo avvenuta nel periodo.

	migliaia di euro		
	Primo semestre 2022	Primo semestre 2021 Rideterminato	Var. %
(Indebitamento) Finanziario Netto iniziale	(2.905.821)	(2.948.241)	(1,4)
Risultato del periodo	152.641	208.273	(26,7)
Rettifiche per movimenti non finanziari	525.038	374.951	40,0
Erogazioni benefici ai dipendenti	(4.879)	(4.918)	(0,8)
Utilizzo fondo rischi e altri oneri	(24.175)	(9.714)	(*)
Variazione altre attività/passività non correnti	1.543	(12.214)	(*)
Imposte pagate	(128.708)	(42.630)	(*)
Acquisto ETS	(42.638)	(43.619)	(2,2)
Flussi finanziari per transazioni su mercati derivati commodities	(30.850)	18.475	(*)
Altre variazioni patrimoniali	265	(1.365)	(*)
Flusso finanziario derivante da variazioni di CCN	(154.342)	(80.575)	91,6
Cash flow operativo	293.895	406.664	(27,7)
Investimenti in attività materiali e immateriali	(337.795)	(279.130)	21,0
Investimenti in attività finanziarie	(39.892)	(1.701)	(*)
Realizzo investimenti e variazione attività destinate ad essere cedute	659	2.743	(76,0)
Variazione area di consolidamento	(238.997)	(24.862)	(*)
Dividendi incassati	1.705	1.604	6,3
Totale flusso finanziario da attività di investimento	(614.320)	(301.346)	(*)
Free cash flow	(320.425)	105.318	(*)
Flusso finanziario del capitale proprio	(164.710)	(153.374)	7,4
Altre variazioni	(7.310)	37.790	(*)
Variazione (Indebitamento) Finanziario Netto	(492.445)	(10.266)	(*)
(Indebitamento) Finanziario Netto finale	(3.398.266)	(2.958.507)	14,9

(*) Variazione superiore al 100%

I dati comparativi del Primo semestre 2021 sono stati rideterminati per tenere conto, alla data di acquisizione, come previsto dall'IFRS 3, degli effetti derivanti dal completamento dell'allocation del prezzo di acquisizione al *fair value* definitivo delle attività e passività acquisite (*Purchase Price Allocation*) delle società della Divisione Ambiente di Unieco, di Futura e di I.Blu, avvenuta al termine del 2021. Per maggiori informazioni si rinvia al Capitolo "Aggregazioni aziendali" delle Note Illustrative al Bilancio Consolidato Semestrale Abbreviato.

La variazione dell'Indebitamento Finanziario Netto rispetto al 31 dicembre 2021, pari a +492,4 milioni di euro, deriva dalle seguenti determinanti:

- un *cash flow operativo* pari a +293,9 milioni, in diminuzione del 27,7% rispetto al primo semestre 2021;
- un *flusso finanziario da attività di investimento* di -614,3 milioni che comprende in particolare gli investimenti tecnici del periodo (337,8 milioni, superiori del 21,1% rispetto all'analogo periodo 2021), gli acquisti di partecipazioni di minoranza (39,9 milioni) e, alla voce "Variazione area di consolidamento", il corrispettivo pagato, comprensivo dell'indebitamento finanziario netto assunto, per l'acquisto delle partecipazioni in Puglia Holding (180,3 milioni), Valdarno Ambiente (10,4 milioni), Alegas (32,8 milioni) e Valle Dora Energia (15,5 milioni). Il dato del primo semestre 2021, pari a 24,8 milioni, era relativo all'acquisizione di Futura;
- un *flusso finanziario del capitale proprio* pari a -164,7 milioni riferito all'erogazione di dividendi del periodo. Il dato del primo semestre 2021 (-153,4 milioni) comprendeva anche gli acquisti di azioni proprie per 4,1 milioni;
- la voce *altre variazioni*, pari a -7,3 milioni (+37,8 milioni nel periodo comparativo), riferita principalmente all'effetto combinato della variazione positiva del *fair value* degli strumenti derivati di copertura dal rischio tasso e *commodity* (più rilevante nel primo semestre 2022) e degli interessi pagati.

Si segnala infine che il rendiconto finanziario redatto secondo la configurazione espressa come variazione delle disponibilità liquide è presentato in apertura della sezione "Bilancio Consolidato Semestrale Abbreviato e Note Illustrative al 30 giugno 2022".

ANALISI PER SETTORI DI ATTIVITÀ

Il Gruppo Iren individua i seguenti settori di attività:

- Reti (Reti di distribuzione dell'energia elettrica, Reti distribuzione del gas, Servizio Idrico Integrato)
- Ambiente (Raccolta, Trattamento e Smaltimento rifiuti)
- Energia (Produzione Idroelettrica e da altre fonti rinnovabili, Cogenerazione elettrica e calore, Reti di Teleriscaldamento, Produzione termoelettrica, Servizi di efficienza energetica, Illuminazione Pubblica, Servizi di global service, Gestione calore)
- Mercato (Vendita energia elettrica, gas, calore e altri servizi alla clientela)
- Altri servizi (Laboratori, Telecomunicazioni e altri minori).

Tali segmenti operativi sono presentati in accordo all'IFRS 8, che richiede di basare l'informativa di settore sugli elementi che il management utilizza nel prendere le proprie decisioni operative e strategiche.

Ai fini di una corretta lettura dei conti economici relativi alle singole attività, esposti e commentati nel seguito, si precisa che i ricavi e i costi riferiti alle attività comuni sono stati interamente allocati sui business, in base all'utilizzo effettivo dei servizi forniti oppure in base a driver tecnico-economici.

L'informativa di settore che segue non contiene l'informativa secondaria di settore per area geografica data la sostanziale univocità territoriale in cui il Gruppo opera prevalentemente.

Nei prospetti seguenti vengono esposti il Capitale Investito Netto comparato ai valori al 31 dicembre 2021 rideterminati e i conti economici del primo semestre 2022 (fino al risultato operativo) per settore di attività, raffrontati ai dati del primo semestre 2021 rideterminati. Al 30 giugno 2022 le attività non regolate contribuiscono alla formazione del margine operativo lordo per il 17% (31% al 30 giugno 2021), le attività regolate pesano per il 54% (sostanzialmente in linea rispetto al 53% del corrispondente periodo 2021), mentre le attività semi regolate contribuiscono per il 29% (16% nel primo semestre 2021).

Situazione patrimoniale riclassificata per settori di attività al 30 giugno 2022

	milioni di euro						
	Reti	Ambiente	Energia	Mercato	Altri servizi	Non allocabili	Totale
Capitale immobilizzato	3.192	1.295	2.183	299	35	272	7.276
Capitale circolante netto	81	96	117	(392)	17	-	(81)
Altre attività e passività non correnti	(611)	(201)	(76)	23	2	-	(863)
Capitale investito netto (CIN)	2.662	1.190	2.224	(70)	54	272	6.332
Patrimonio netto							2.933
Posizione Finanziaria netta							3.398
Mezzi propri ed indebitamento finanziario netto							6.332

Situazione patrimoniale riclassificata per settori di attività al 31 dicembre 2021 rideterminato

	milioni di euro						
	Reti	Ambiente	Energia	Mercato	Altri servizi	Non allocabili	Totale
Capitale immobilizzato	3.132	1.277	2.108	258	26	226	7.027
Capitale circolante netto	(60)	91	29	(286)	3	-	(223)
Altre attività e passività non correnti	(606)	(198)	(125)	(21)	3	-	(948)
Capitale investito netto (CIN)	2.466	1.170	2.012	(49)	32	226	5.856
Patrimonio netto							2.950
Posizione Finanziaria netta							2.906
Mezzi propri ed indebitamento finanziario netto							5.856

Conto Economico per settori di attività I Semestre 2022

	milioni di euro						
	Reti	Ambiente	Energia	Mercato	Altri servizi	Non allocabili	Totale
Totali ricavi e proventi	528	486	2.139	2.888	14	(2.343)	3.712
Totale costi operativi	(330)	(360)	(1.932)	(2.858)	(12)	2.343	(3.149)
Margine Operativo Lordo (EBITDA)	198	126	207	30	2	-	563
Amm.ti, acc.ti netti e svalutazioni	(99)	(63)	(63)	(54)	(1)	-	(280)
Risultato operativo (EBIT)	99	63	144	(24)	1	-	283

Conto Economico per settori di attività I Semestre 2021 rideterminato

	milioni di euro						
	Reti	Ambiente	Energia	Mercato	Altri servizi	Non allocabili	Totale
Totali ricavi e proventi	442	435	715	1.159	10	(757)	2.004
Totale costi operativi	(252)	(337)	(581)	(1.066)	(9)	757	(1.488)
Margine Operativo Lordo (EBITDA)	190	98	134	93	1	-	516
Amm.ti, acc.ti netti e svalutazioni	(96)	(55)	(70)	(44)	(1)	-	(266)
Risultato operativo (EBIT)	94	43	64	49	-	-	250

SBU Reti

Al 30 giugno 2022 il settore di attività Reti, che comprende i business della Distribuzione Gas, Energia Elettrica e del Servizio Idrico Integrato, ha registrato ricavi per 527,9 milioni di euro, in aumento del +19,6% rispetto ai 441,5 milioni di euro del primo semestre 2021. L'incremento dei ricavi è riconducibile per circa 34 milioni di euro all'effetto generato dalla contabilizzazione sul 2021, sia tra i ricavi che tra i costi, dell'obbligo dei certificati di efficienza energetica (TEE) relativi ad esercizi precedenti, e non più ripetibile. Si registrano inoltre aumenti dei ricavi correlati alla costruzione di beni in concessione ricadenti nell'ambito dell'IFRIC 12, e sopravvenienze attive correlate alla sentenza del Consiglio di Stato in merito a riconoscimenti tariffari di esercizi precedenti.

Il margine operativo lordo ammonta a 198,0 milioni di euro in aumento del +4,3% rispetto ai 189,8 milioni di euro del primo semestre 2021, mentre il risultato operativo è pari a 99,4 milioni di euro in aumento del +6,3% rispetto ai 93,5 milioni del primo semestre 2021.

La dinamica del risultato operativo è stata caratterizzata da maggiori ammortamenti per circa 4 milioni di euro, correlati ai crescenti investimenti, e a minori accantonamenti al fondo svalutazione crediti per circa 2 milioni di euro.

		Primo semestre 2022	Primo semestre 2021	Vari- % %
Ricavi	€/mil.	527,9	441,5	19,6
Margine operativo lordo	€/mil.	198,0	189,8	4,3
% sui ricavi		37,5%	43,0%	
	<i>da Reti Elettriche</i>	€/mil. 37,3	40,1	(7,0)
	<i>da Reti Gas</i>	€/mil. 40,9	45,8	(10,6)
	<i>da Servizio Idrico Integrato</i>	€/mil. 119,8	104,0	15,3
Risultato Operativo	€/mil.	99,4	93,5	6,3
Investimenti	€/mil.	130,1	113,8	14,3
	<i>in Reti Elettriche</i>	€/mil. 25,2	22,5	12,2
	<i>in Reti Gas</i>	€/mil. 16,7	19,1	(12,9)
	<i>in Servizio Idrico Integrato</i>	€/mil. 84,6	70,3	20,2
	<i>Altro</i>	€/mil. 3,7	1,9	92,5
Energia elettrica distribuita	GWh	1.820,8	1.807,8	0,7
Gas distribuito	Mmc	713,7	777,3	(8,2)
Acqua Venduta	Mmc	83,9	86,1	(2,6)

SBU Reti - Energia elettrica

Il margine operativo lordo ammonta a 37,3 milioni di euro in diminuzione del -7,0% rispetto ai 40,1 milioni di euro del primo semestre 2021. La flessione della marginalità è riconducibile alla contrazione del vincolo dei ricavi caratterizzato da una riduzione della remunerazione del capitale investito (WACC) prevista dai provvedimenti tariffari ARERA, soltanto parzialmente compensato dall'effetto positivo dei maggiori investimenti, e da penali relative alla qualità tecnica riferibili ad esercizi pregressi.

Gli investimenti effettuati ammontano a 25,2 milioni di euro in aumento del +12,2% rispetto ai 22,5 milioni di euro del primo semestre 2021, inerenti principalmente agli allacciamenti, alle attività di resilienza della rete di distribuzione, alla costruzione di nuove cabine e linee BT/MT oltre all'avvio del piano di sostituzione dei contatori elettronici con tecnologia 2G.

SBU Reti - Distribuzione Gas

Il margine operativo lordo è stato pari a 40,9 milioni di euro, in diminuzione del -10,6% rispetto ai 45,8 milioni di euro del primo semestre 2021. La flessione del margine è riconducibile ad una contrazione del vincolo ricavi conseguente ad una riduzione del tasso di remunerazione del capitale investito (WACC) prevista ad inizio anno dai provvedimenti tariffari ARERA, e a maggiori costi operativi, fra i quali, principalmente, il maggiore costo del gas impiegato nelle cabine di decompressione e all'effetto di alcune partite straordinarie riferibili ad anni precedenti.

Gli investimenti ammontano a 16,7 milioni di euro, in diminuzione del -12,9% per dinamiche di programmazione stagionale rispetto ai 19,1 milioni di euro del primo semestre 2021, e hanno interessato l'adeguamento della rete alla protezione catodica e l'installazione di misuratori elettronici.

SBU Reti - Ciclo Idrico

Il margine operativo lordo è pari a 119,8 milioni di euro, in aumento del +15,3% rispetto ai 104 milioni di euro del primo semestre 2021. Il miglioramento del margine è riconducibile principalmente al recepimento delle sentenze del Consiglio di Stato in merito al riconoscimento dei conguagli tariffari relativi ai periodi 2011-2013 e all'incremento del vincolo dei ricavi tariffari (VRG) per effetto dell'aumento del capitale investito (RAB) pur a fronte di una riduzione della remunerazione del capitale investito (WACC) prevista dai provvedimenti tariffari ARERA; tale incremento ha assorbito l'effetto delle gestioni cedute, dei maggiori costi di esercizio ed il venir meno di poste straordinarie legate a risarcimenti assicurativi presenti nell'esercizio precedente.

Gli investimenti ammontano a 84,6 milioni di euro in aumento del +20,2% rispetto ai 70,3 milioni di euro del primo semestre 2021. Si tratta di attività relative alla realizzazione, sviluppo e manutenzione straordinaria di reti e impianti di distribuzione e della rete fognaria, oltre alla posa di gruppi di misura prevalentemente dotati di nuova tecnologia che prevede la telelettura.

Si segnalano inoltre investimenti, trasversali ai tre business di riferimento, per 3,7 milioni di euro nei sistemi informativi e nello sviluppo della mobilità elettrica.

SBU Ambiente

Al 30 Giugno 2022 i ricavi del settore ammontano a 485,9 milioni di euro, in aumento del +11,6% rispetto ai 435,2 milioni di euro del primo semestre 2021. L'incremento è riconducibile ai ricavi energetici (+22 milioni di euro) per effetto dell'incremento del prezzo dell'energia elettrica, ai ricavi di trattamento e valorizzazione (+12 milioni di euro), ai ricavi di smaltimento (+8 milioni di euro), e ai ricavi da raccolta (+8 milioni di euro).

		Primo semestre 2022	Primo semestre 2021 rideterminato	Variatz. %
Ricavi	€/mil.	485,9	435,2	11,6
Margine operativo lordo	€/mil.	125,9	98,5	27,7
% sui ricavi		25,9%	22,6%	
Risultato Operativo	€/mil.	63,1	43,5	45,2
Investimenti	€/mil.	66,9	47,3	41,4
Energia Elettrica venduta	GWh	240,0	246,6	(2,7)
Energia termica prodotta	GWh	202,5	169,7	19,3
Rifiuti gestiti	ton	1.714.166	1.752.139	(2,2)
Raccolta differenziata area Emilia	%	78,2	78,4	(0,2)
Raccolta differenziata area Piemonte	%	57,9	56,9	1,9
Raccolta differenziata area Liguria	%	73,0	72,9	0,0

Il margine operativo lordo del settore ammonta a 125,9 milioni di euro in aumento del +27,7% rispetto ai 98,5 milioni di euro del primo semestre 2021. L'incremento del margine è riconducibile al forte miglioramento dei margini energetici a seguito dell'incremento del prezzo di cessione dell'energia elettrica e dell'energia termica, alla raccolta e vendita dei materiali recuperati e al trattamento e valorizzazione dei rifiuti organici principalmente per l'entrata a regime dei Biodigestori di Cairo Montenotte (SV) e Santhià (VC).

Il risultato operativo ammonta a 63,1 milioni di euro in aumento del +45,2% rispetto ai 43,5 milioni di euro del primo semestre 2021. Nel periodo si registrano maggiori ammortamenti per circa 6 milioni di euro e maggiori accantonamenti per circa 2 milioni di euro.

Gli investimenti ammontano a 66,9 milioni di euro, in aumento del +41,4% rispetto ai 47,3 milioni di euro del primo semestre 2021. Gli investimenti sono relativi all'acquisto di mezzi ed attrezzature della raccolta e alla realizzazione di impianti; in particolare, tra questi ultimi si evidenzia l'impianto di trattamento e riciclo del legno di Vercelli e l'impianto FORSU di Reggio Emilia.

SBU Energia

Al 30 giugno 2022 i ricavi della SBU Energia, che comprende la produzione di energia elettrica e termica, gestione del teleriscaldamento, illuminazione pubblica ed efficienza energetica, ammontano a 2.138,9 milioni di euro, in forte aumento rispetto ai 714,8 milioni di euro del primo semestre 2021.

L'incremento dei ricavi è da ricondursi principalmente all'aumento dei prezzi di cessione dell'energia elettrica (circa 1.140 milioni di euro). Risultano in aumento anche i ricavi della produzione di calore per oltre 120 milioni di euro, prevalentemente per l'incremento dei prezzi di vendita correlato ai maggiori costi del combustibile gas, i ricavi delle attività connesse alla riqualificazione energetica e alla ristrutturazione degli edifici favorita dalle agevolazioni fiscali e le attività di gestione dei servizi energetici (+125 milioni di euro). Contribuisce all'aumento dei ricavi il consolidamento dei parchi fotovoltaici (121,5 MW di potenza installata) di Puglia Holding acquisita a inizio anno per circa 27 milioni di euro.

		Primo semestre 2022	Primo semestre 2021	Variaz. %
Ricavi	€/mil.	2.138,9	714,8	(*)
Margine operativo lordo	€/mil.	207,3	134,2	54,5
% sui ricavi		9,7%	18,8%	
Risultato Operativo	€/mil.	144,4	64,6	(*)
Investimenti	€/mil.	63,6	68,1	(6,6)
Energia elettrica prodotta	GWh	4.326,6	4.612,5	(6,2)
<i>da fonte idroelettrica e altre rinnovabili</i>	GWh	466,6	734,8	(36,5)
<i>da fonte cogenerativa</i>	GWh	2.992,1	3.130,9	(4,4)
<i>da fonte termoelettrica</i>	GWh	867,9	746,8	16,2
Calore prodotto	GWht	1.633,5	1.698,4	(3,8)
<i>da fonte cogenerativa</i>	GWht	1.457,1	1.456,7	0,0
<i>da fonte non cogenerativa</i>	GWht	176,4	241,8	(27,0)
Volumetrie teleriscaldate	Mmc	99,0	96,7	2,3

(*) Variazione superiore al 100%

Al 30 giugno 2022 l'energia elettrica prodotta è stata pari a 4.326,6 GWh, in diminuzione del-6,2% rispetto ai 4.612,5 GWh del primo semestre 2021.

La produzione elettrica da fonte cogenerativa è stata pari a 2.992,1 GWh, in diminuzione (-4,4%) rispetto ai 3.130,9 GWh del primo semestre 2021, mentre la produzione termoelettrica risulta pari a 867,9 GWh in aumento del +16,2% rispetto ai 746,8 GWh del primo semestre 2021.

La produzione da fonti rinnovabili è stata pari a 466,6 GWh in flessione del -36,5% rispetto ai 734,8 GWh del primo semestre 2021. La flessione è da ricondursi alla produzione idroelettrica che è risultata pari a 361,4 GWh rispetto ai 724,1 GWh (-50%) del corrispondente periodo 2021, a causa della scarsa idraulicità del periodo. Risulta invece in aumento la produzione fotovoltaica pari a 105,2 GWh (10,7 GWh nel primo semestre 2021) grazie alle produzioni degli impianti di Puglia Holding.

Il calore prodotto ammonta a 1.633,5 GWht in diminuzione del -3,8% rispetto al 1.698,4 GWht del primo semestre 2021.

Le volumetrie teleriscaldato ammontano a 99,0 Mmc in aumento del +2,3% rispetto ai 96,7 Mmc del corrispondente periodo 2021.

La domanda nazionale di energia elettrica è risultata pari a 155,9 TWh, rispetto ai 154,9 TWh del primo semestre 2021 (+0,6%).

Il margine operativo lordo ammonta a 207,3 milioni di euro in aumento del +54,5% rispetto ai 134,2 milioni di euro del primo semestre 2021.

L'andamento dello scenario energetico è stato caratterizzato da un forte incremento dei prezzi dell'energia elettrica e del gas impiegato come materia prima nelle attività di Generazione. Tali dinamiche hanno comportato un incremento dei margini di generazione di cui hanno beneficiato i settori della Cogenerazione Elettrica e Calore e del Termoelettrico.

Risulta invece in peggioramento il margine della produzione Idroelettrica, che nonostante il forte incremento dei prezzi di cessione ha subito una forte riduzione delle quantità prodotte a causa del basso livello dei bacini a fine anno 2021 e della perdurante carenza di idraulicità nel corso del primo semestre 2022, determinando anche una riduzione del numero di certificati verdi conseguiti. Questi effetti sono in parte mitigati dal maggior margine del Fotovoltaico grazie all'entrata nel perimetro di consolidamento degli impianti di Puglia Holding, che contribuiscono al margine operativo lordo del periodo per circa 18 milioni di euro.

Si evidenziano inoltre gli effetti positivi legati al riconoscimento del Capacity Market che il Gruppo si è aggiudicato tramite le aste competitive gestite da Terna. Si segnala che da inizio anno è cessato il riconoscimento dei certificati di efficienza energetica all'impianto cogenerativo di Torino Nord, che avevano contribuito al margine operativo lordo del primo semestre 2021 per circa 15 milioni di euro.

Le attività legate all'Efficienza Energetica fanno registrare un miglioramento di +12 milioni di euro rispetto al corrispondente periodo 2021, grazie allo sviluppo delle attività connesse ai lavori di riqualificazione energetica (Superbonus 110%).

Il risultato operativo ammonta a 144,4 milioni di euro e risulta in aumento del +120,6% rispetto ai 64,6 milioni di euro del primo semestre 2021. Concorrono al forte incremento, oltre alla dinamica del margine operativo lordo, il maggiore rilascio di fondi per circa 10 milioni di euro, relativo a pendenze risolte con fornitori/enti per le quali quindi non sussiste più la necessità di mantenere in essere i correlati accantonamenti, maggiori ammortamenti per circa 5 milioni di euro e minori accantonamenti a fondi rischi per circa 2 milioni di euro.

Gli investimenti ammontano a 63,6 milioni di euro in diminuzione del -6,6% rispetto ai 68,1 milioni di euro del primo semestre 2021. Tra i principali si evidenziano il repowering della centrale termoelettrica di Turbigo e lo sviluppo delle reti del teleriscaldamento.

SBU Mercato

Al 30 giugno 2022 i ricavi del settore ammontano a 2.887,9 milioni di euro, in aumento del +149,2% rispetto ai 1.159,0 milioni di euro del primo semestre 2021. L'incremento del fatturato è riconducibile prevalentemente al forte incremento dei prezzi sia del gas che dell'energia elettrica e in minor misura alle maggiori quantità vendute di energia elettrica.

Il margine operativo lordo ammonta a 29,6 milioni di euro in flessione del -68,0% rispetto ai 92,5 milioni di euro del primo semestre 2021, che si era caratterizzato per una marginalità straordinariamente positiva e non replicabile nei periodi successivi. La forte contrazione della marginalità è prevalentemente attribuibile alla vendita di energia elettrica, che presenta un margine operativo lordo negativo a -30,8 milioni di euro, mentre il gas, pur in sensibile contrazione, ha risentito in minor misura dello scenario energetico sfavorevole.

Contribuisce positivamente al margine il settore degli altri servizi grazie ad un importante sviluppo dei servizi e prodotti accessori commercializzati (e-mobility, caldaie, manutenzione impianti energetici, ecc.).

Il risultato operativo è negativo e ammonta a -24,5 milioni di euro, in forte flessione rispetto ai 48,5 milioni di euro del primo semestre 2021. Nel corso del periodo si sono registrati maggiori ammortamenti per circa 6 milioni di euro e maggiori accantonamenti al fondo svalutazione crediti per circa 3 milioni di euro.

		Primo semestre 2022	Primo semestre 2021	Variaz. %	
Ricavi	€/mil.	2.887,9	1.159,0	(*)	
Margine operativo lordo	€/mil.	29,6	92,5	(68,0)	
% sui ricavi		1,0%	8,0%		
	<i>da Energia Elettrica</i>	€/mil.	21,2	(*)	
	<i>da Gas</i>	€/mil.	67,6	(20,6)	
	<i>da Calore e altri servizi</i>	€/mil.	3,7	82,5	
Risultato Operativo	€/mil.	-24,5	48,5	(*)	
Investimenti		45,6	32,3	41,3	
Energia Elettrica Venduta	GWh	4.644,8	3.397,9	36,7	
Gas Acquistato	Mmc	1.523,8	1.535,6	(0,8)	
	<i>Gas commercializzato dal Gruppo</i>	Mmc	585,2	585,2	0,0
	<i>Gas destinato ad usi interni</i>	Mmc	804,7	839,7	(4,2)
	<i>Gas in stoccaggio</i>	Mmc	133,9	110,7	21,0

(*) Variazione superiore al 100%

Commercializzazione Energia Elettrica

I volumi venduti di energia elettrica sul mercato libero ammontano a 4.510,4 GWh, in aumento del +40,3% rispetto ai 3.215,9 GWh del primo semestre 2021.

L'incremento del mercato libero ha riguardato tutti i segmenti con la sola eccezione del segmento Business; in particolare il segmento dei grossisti registra vendite pari a 1.884,4 GWh (+126,8%), il segmento degli small business presenta vendite pari a 518 GWh (+95,7%), anche grazie ai maggiori quantitativi derivanti dalle aste della tutela graduale residenziale, mentre il segmento retail si attesta a 971,1 GWh venduti (+39,3%). In flessione risulta invece il segmento Business (-20,1%) con vendite che si attestano a 1.137 GWh. Le vendite del mercato tutelato ammontano a 134,4 GWh in flessione del -26,2% rispetto ai 182 GWh del primo semestre 2021.

Il margine operativo lordo della vendita di energia elettrica risulta negativo e pari a -30,8 milioni di euro, rispetto ai +21,2 milioni di euro del primo semestre 2021. La forte contrazione è riconducibile, oltre che ad un effetto scenario negativo, anche al combinarsi di due fattori quali il venir meno dei volumi in natural hedging della produzione idroelettrica della BU Energia, caratterizzata da un forte riduzione della produzione (-50%), e l'effetto di bilanciamento dei profili di consumo dei clienti retail con contratti a prezzo fisso. L'effetto combinato dei due fattori ha comportato il ricorso al mercato spot per l'approvvigionamento della materia prima a prezzi elevati, con risultato fortemente negativo sulla marginalità. Gli effetti di cui sopra sono stati parzialmente compensati dalla politica commerciale adottata.

In tabella vengono riportati le quantità vendute per classi di segmento di clientela:

	Primo semestre 2022	Primo semestre 2021	Variaz. %
<i>Business</i>	1.137,0	1.423,3	(20,1)
<i>Small business</i>	518,0	264,7	(*)
<i>Retail</i>	971,1	697,1	39,3
<i>Grossisti</i>	1.884,4	830,8	(*)
Mercato libero	4.510,4	3.215,9	40,3
Mercato tutelato	134,4	182,0	(26,2)
Totale Energia elettrica commercializzata	4.644,8	3.397,9	36,7

Commercializzazione Gas Naturale

I volumi acquistati ammontano a 1.523,8 Mmc in diminuzione del -0,8% rispetto ai 1.535,6 Mmc del primo semestre 2021.

Il gas commercializzato dal Gruppo ammonta a 585,2 Mmc in linea con i quantitativi commercializzati nel primo semestre 2021.

Il gas impiegato per consumi interni al Gruppo ammonta a 804,7 Mmc, in diminuzione del -4,2% rispetto agli 839,7 Mmc del primo semestre 2021.

Il margine operativo lordo della vendita gas ammonta a 53,7 milioni di euro in flessione del -20,6% rispetto ai 67,6 milioni di euro del primo semestre 2021.

La flessione del margine, già manifestatasi nel primo trimestre, è da ricondursi allo scenario energetico ed in particolare ai maggiori costi di sbilanciamento dovuti all'andamento climatico atipico del periodo di marzo/aprile 2022, caratterizzato da diversi picchi con temperature molto basse non prevedibili. Detti effetti sono parzialmente compensati dalle politiche commerciali adottate.

Vendita calore e altri servizi

La vendita calore e altri servizi presenta un margine operativo lordo di 6,7 milioni di euro, in forte miglioramento rispetto ai 3,7 milioni di euro del primo semestre 2021. La variazione positiva è da ricondursi principalmente alle attività commerciali di Iren Plus e Iren GO, le due linee di business di commercializzazione di beni e servizi accessori alla fornitura delle commodities e della mobilità elettrica.

Gli investimenti della SBU Mercato ammontano a 45,6 milioni di euro in aumento del +41,3% rispetto ai 32,3 milioni di euro del primo semestre 2021.

Altri servizi

Al 30 giugno 2022 i ricavi del settore, che comprende le attività dei laboratori di analisi, le telecomunicazioni e altre attività minori, ammontano a 13,5 milioni di euro e risultano in aumento del +41,2% rispetto ai 9,6 milioni di euro del primo semestre 2021.

		Primo semestre 2022	Primo semestre 2021	Variaz. %
Ricavi	€/mil.	13,5	9,6	41,2
Margine operativo lordo	€/mil.	1,9	1,2	60,8
% sui ricavi		14,2%	12,5%	
Risultato Operativo	€/mil.	0,4	0,2	50,9
Investimenti	€/mil.	31,7	17,7	79,3

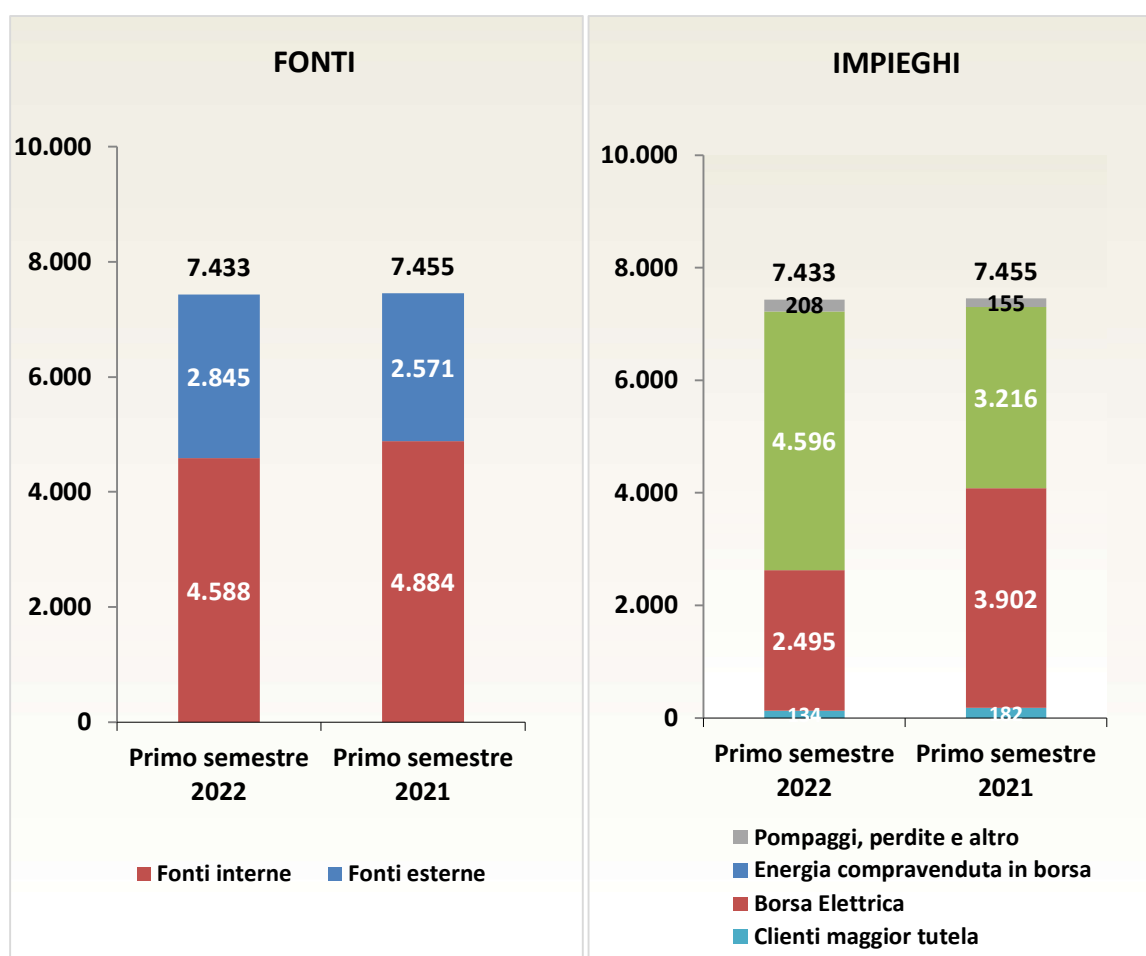
Il margine operativo lordo ammonta a 1,9 milioni di euro in miglioramento rispetto ai 1,2 milioni di euro dell'esercizio 2021.

Gli investimenti di periodo ammontano a 31,7 milioni di euro in aumento rispetto ai 17,7 milioni di euro del primo semestre 2021 e sono relativi principalmente a sistemi informativi, automezzi e immobili.

BILANCI ENERGETICI

Bilancio dell'energia elettrica

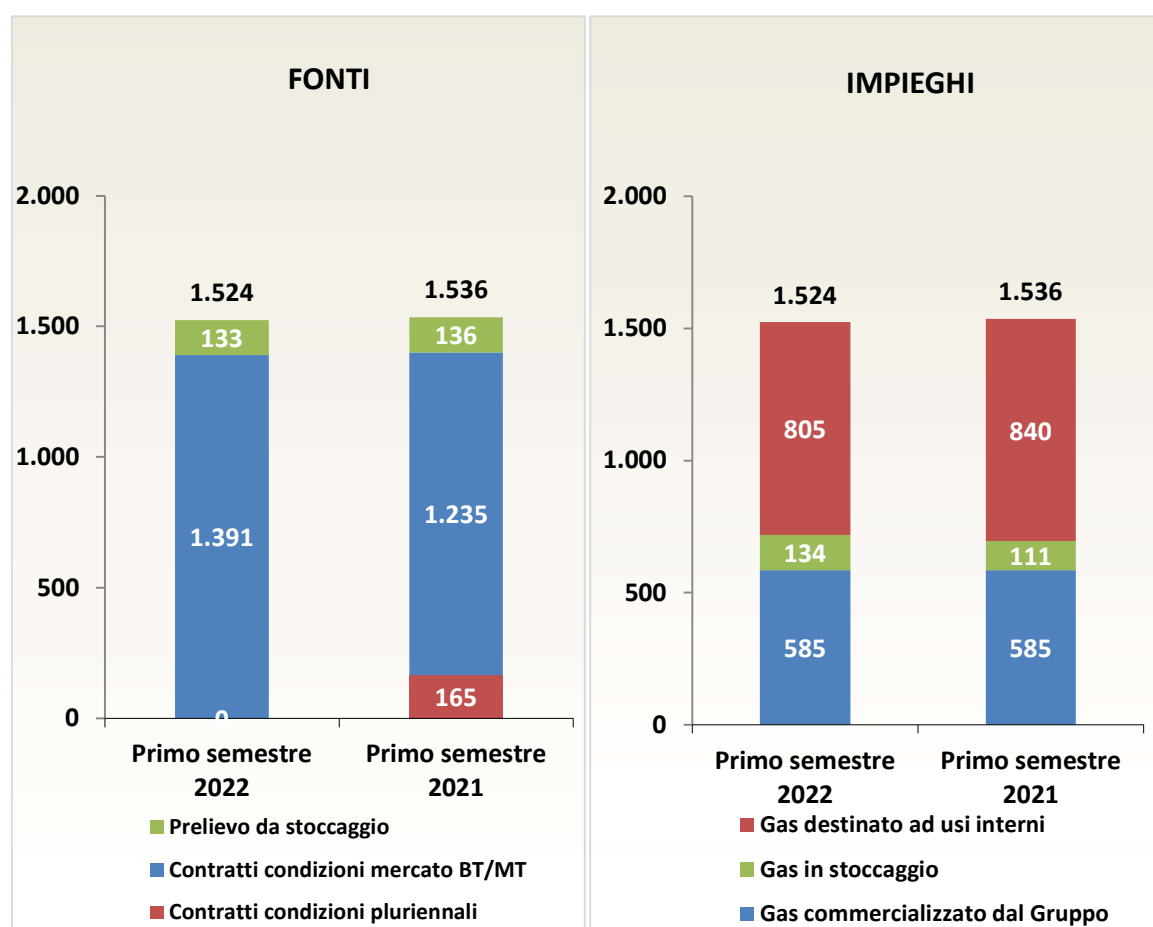
GWh	Primo semestre 2022	Primo semestre 2021	Variaz. %
FONTI			
Produzione lorda del Gruppo	4.588,1	4.883,5	(6,0)
<i>a) Idroelettrica e altre rinnovabili</i>	466,6	734,8	(36,5)
<i>b) Cogenerativa</i>	2.992,1	3.130,9	(4,4)
<i>c) Termoelettrica</i>	867,9	746,8	16,2
<i>d) Produzione da WTE e discariche</i>	261,6	271,0	(3,5)
Acquisto da Acquirente Unico	148,1	200,6	(26,2)
Acquisto energia in Borsa Elettrica	2.578,8	2.130,4	21,0
Acquisto energia da grossisti e importazioni	118,1	240,1	(50,8)
Totale Fonti	7.433,1	7.454,7	(0,3)
IMPIEGHI			
Vendite a clienti di maggior tutela	134,4	182,0	(26,2)
Vendite a clienti finali e grossisti	4.596,0	3.215,9	42,9
Vendite in Borsa Elettrica	2.494,7	3.901,6	(36,1)
Pompaggi, perdite di distribuzione e altro	208,0	155,2	0,3
Totale Impieghi	7.433,1	7.454,7	(0,3)



Bilancio del gas

Milioni di metri cubi	Primo semestre 2022	Primo semestre 2021	Variaz. %
FONTI			
Contratti con condizioni pluriennali	0,0	165,0	(100,0)
Contratti con condizioni mercato a breve e medio periodo	1.390,8	1.234,9	12,6
Prelievi da stoccaggio	133,0	135,7	(2,0)
Totale Fonti	1.523,8	1.535,6	(0,8)
IMPIEGHI			
Gas commercializzato dal Gruppo	585,2	585,2	0,0
Gas destinato ad usi interni (1)	804,7	839,7	(4,2)
Gas in stoccaggio	133,9	110,7	21,0
Totale Impieghi	1.523,8	1.535,6	(0,8)

(1) Gli usi interni riguardano il termoelettrico e l'impiego per i servizi calore e gli autoconsumi



GESTIONE FINANZIARIA

Scenario di riferimento

Nel corso del primo semestre 2022 la parte a breve termine della curva dei tassi, dopo un lungo periodo di stabilità su livelli di minimo, ha fatto registrare un repentino movimento di crescita, che si è accentuato a partire dal mese di marzo. Anche la parte a medio/lungo termine dei tassi, in misura ancora più evidente, presenta un deciso trend rialzista, incorporando le spinte inflazionistiche e le conseguenti manovre attese di politica monetaria.

La Banca Centrale Europea, che manteneva i tassi invariati da marzo 2016, ha eseguito un rialzo di 0,5% nel mese di luglio 2022; in merito, sono attesi nuovi rialzi entro la fine dell'anno. Esaminando il tasso euribor a sei mesi si rileva che il parametro ha abbandonato il territorio negativo e ha raggiunto il livello pari a 0,6%. Le quotazioni dei tassi fissi, riflesse nei valori dell'IRS, a seguito dei forti rialzi hanno toccato livelli del 2,5%, che non si registravano da 10 anni anche per scadenze di medio e lungo termine.

Attività svolta

Nel corso del primo semestre 2022 è proseguita l'attività volta a consolidare la struttura finanziaria del Gruppo Iren. L'evoluzione dei fabbisogni finanziari viene monitorata attraverso un'attenta pianificazione, che consente di prevedere la necessità di nuove risorse tenuto conto dei rimborsi dei finanziamenti in essere, dell'evoluzione dell'indebitamento, degli investimenti, dell'andamento del capitale circolante e dell'equilibrio delle fonti tra breve e lungo termine.

Il modello organizzativo adottato dal Gruppo Iren prevede, ai fini dell'ottimizzazione finanziaria per le società, l'adozione di una gestione accentrata in Iren delle operazioni di tesoreria nella Capogruppo, delle operazioni di finanziamento a medio/lungo termine e del monitoraggio e gestione del rischio finanziario. Iren intrattiene rapporti con i principali Istituti di Credito italiani e internazionali al fine di ricercare le forme di finanziamento più adatte alle proprie esigenze e le migliori condizioni di mercato.

Con riferimento alle operazioni compiute nel primo semestre 2022 si evidenzia che, come descritto nei "Fatti di rilievo del periodo", nel mese di marzo è stato sottoscritto un contratto di finanziamento con CEB (Council of Europe Development Bank – Banca di Sviluppo del Consiglio d'Europa) di 80 milioni di euro a supporto del piano di investimenti per lo sviluppo e l'efficientamento della rete di teleriscaldamento nell'area di Torino. Includendo tale prestito, i finanziamenti diretti con BEI e CEB, con durata fino a 16 anni, non utilizzati e disponibili risultano pari complessivamente a 375 milioni di euro.

In coerenza con quanto previsto nel nuovo Sustainability Financing Framework, pubblicato a marzo, sono stati inoltre negoziati nuovi finanziamenti *term loan* di tipologia ESG Linked: in particolare, nel corso del semestre sono state contrattualizzate due linee per complessivi 300 milioni di euro con Intesa Sanpaolo e Cassa Depositi e Prestiti, con rimborso a 6 anni in un'unica soluzione (*bullet*). L'entità dello spread delle nuove linee di credito è legata al raggiungimento di specifici obiettivi delineati nello stesso Sustainable Financing Framework: la riduzione a livelli prestabiliti dell'intensità carbonica delle attività del Gruppo e delle perdite idriche. In merito, si prevede il raggiungimento di tali obiettivi grazie al complesso degli investimenti previsti in arco piano. L'operazione descritta mira a coniugare sostenibilità e sviluppo attraverso il meccanismo di premio/penalità legato al raggiungimento dei target prefissati e testimonia il ruolo di crescita del Gruppo nella finanza sostenibile, migliorandone il profilo di liquidità.

Nel corso del periodo, a fronte dell'acquisizione di Alegas da parte di Iren Mercato, sono entrati nel perimetro di consolidamento i relativi finanziamenti a medio-lungo termine per 3 milioni di euro.

L'indebitamento finanziario da finanziamenti, che non include le passività relative ai *lease* iscritte in applicazione dell'IFRS 16, al termine del periodo è costituito al 17% da prestiti e all'83% da obbligazioni.

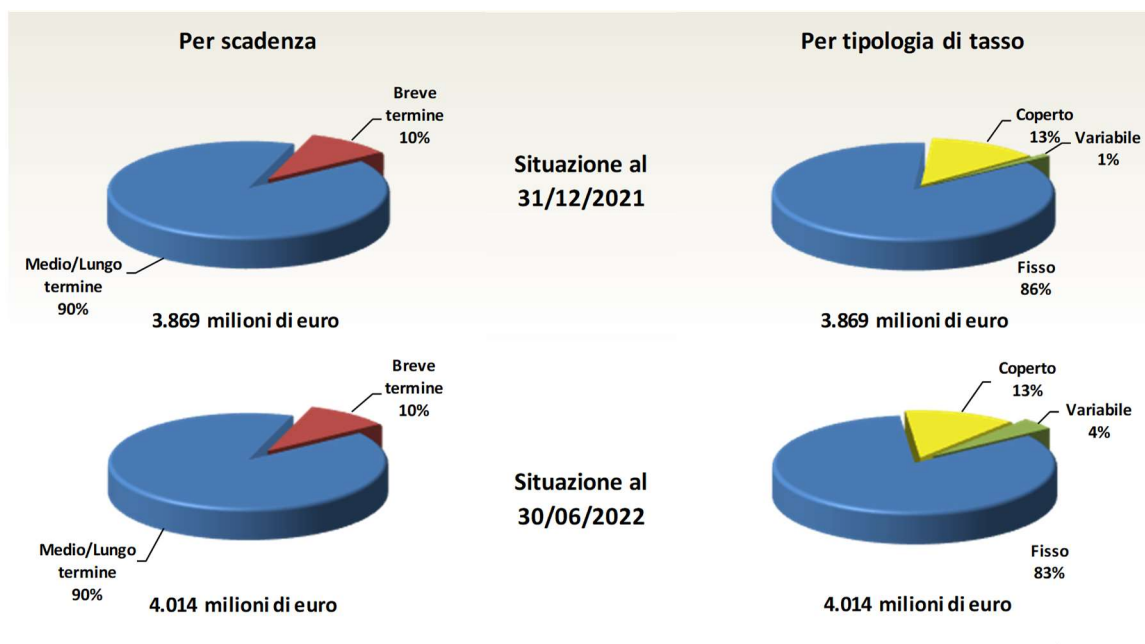
Per quanto concerne i rischi finanziari, il Gruppo Iren è esposto a diverse tipologie di rischio, tra i quali rischi di liquidità, rischi di variazione nei tassi di interesse e di cambio. Nell'ambito dell'attività di Risk Management, al fine di limitare i rischi di variazione nei tassi di interesse, il Gruppo utilizza contratti di copertura, seguendo un'ottica non speculativa. Nel periodo sono stati perfezionati due nuovi contratti di

Interest Rate Swap a copertura di complessivi 100 milioni di debito, con scadenza 2029 ed effetti differiti con decorrenza dicembre 2023 e dicembre 2024.

Al termine del periodo la quota di debito a tasso variabile non coperta con strumenti derivati è pari al 4% dell'indebitamento finanziario da finanziamenti, in linea con l'obiettivo del Gruppo Iren di mantenere un'adeguata protezione da significativi rialzi del tasso di interesse.

Nel suo complesso l'attività svolta è finalizzata al rifinanziamento del debito in un'ottica di miglioramento della struttura finanziaria, di riduzione strutturale del costo del capitale e di allungamento della durata media dell'indebitamento finanziario.

La composizione dell'indebitamento finanziario da finanziamenti per scadenza e per tipologia di tasso, confrontata con la situazione al 31 dicembre 2021, è riportata nel seguente grafico.



Rating

Il 9 dicembre 2021 l'agenzia di rating Standard & Poor's ha assegnato, per la prima volta al Gruppo Iren, il rating per il merito di credito a lungo termine al livello "BBB-" con outlook "Positivo". Lo stesso rating è attribuito anche al debito senior non garantito.

Il giudizio "Investment Grade" da una seconda agenzia, dopo Fitch, esprime il solido posizionamento del Gruppo in Italia, con un'ampia diversificazione delle attività soprattutto in settori regolati e una significativa presenza territoriale. Gli investimenti previsti dal nuovo Piano Industriale, prevalentemente destinati alla crescita organica e alla transizione energetica, combinati con un continuo miglioramento atteso delle metriche di credito, supportano l'outlook "positivo". Dal punto di vista finanziario, il livello di rating assegnato esprime anche il buon profilo di liquidità del Gruppo.

Sempre in tale contesto, il 22 dicembre l'agenzia Fitch ha confermato per Iren il suo giudizio "BBB" con outlook "Stabile". Anche tale giudizio si basa principalmente sull'analisi del Piano Industriale al 2030, con particolare riferimento agli investimenti previsti in rapporto alla struttura finanziaria. Il mantenimento di un portafoglio di business formato prevalentemente da attività regolate e semi regolate, la creazione di valore e la stabilità garantita dall'integrazione dei vari business sono elementi ritenuti positivi dall'agenzia di rating, unitamente al profilo di liquidità del Gruppo.

A sostegno del profilo di liquidità del Gruppo e del livello di rating, Iren dispone delle anzidette linee di finanziamento a medio lungo termine sottoscritte e disponibili ma non utilizzate per 375 milioni di euro, che si aggiungono alle disponibilità liquide correnti.

FATTI DI RILIEVO INTERVENUTI DOPO LA CHIUSURA DEL PERIODO ED EVOLUZIONE PREVEDIBILE DELLA GESTIONE

Acquisizione di Società dell'Acqua Potabile (SAP)

A seguito di un accordo sottoscritto a fine aprile, il 1° luglio 2022 ha avuto efficacia l'acquisizione del 100% di Società dell'Acqua Potabile S.r.l. ("SAP") da Siram S.p.A., società del gruppo francese Veolia.

SAP gestisce il servizio idrico nei comuni della Città Metropolitana di Genova Sestri Levante, Casarza Ligure e Ne, con scadenze delle relative convenzioni ricomprese tra il 2023 e il 2027, oltre a Carasco e Moneglia le cui convenzioni sono attualmente in proroga. Con riferimento a tali territori la società serve complessivamente circa 34 mila abitanti per il servizio di acquedotto e circa 11 mila abitanti per i servizi di fognatura e depurazione. La società detiene inoltre il 49% di Egua S.r.l. che gestisce il servizio idrico nel comune di Cogorno, la cui concessione è in scadenza al 2029. L'Enterprise Value dell'operazione è pari a 10 milioni di euro.

L'operazione anticipa di fatto il subentro di Ireti nella gestione di concessioni a essa destinate in quanto gestore unico dell'ambito di riferimento, consentendo di avviare in anticipo azioni volte a conseguire rilevanti sinergie con le altre gestioni già esercite nei territori limitrofi.

Sottoscrizione di un terzo finanziamento *Sustainability Linked*

Il 1° luglio 2022 è stata finalizzata una linea *term loan* a 6 anni con BPER Banca per 100 milioni di euro, che si aggiunge ai finanziamenti *Sustainability Linked* sottoscritti ad aprile e maggio, rispettivamente con Intesa San Paolo e Cassa Depositi e Prestiti, a supporto degli investimenti previsti nel Piano Industriale e correlati a obiettivi di sostenibilità delineati nel Sustainable Financing Framework.

Grazie al prestito in oggetto l'ammontare complessivo dei finanziamenti sottoscritti nel 2022 di tipologia "ESG Linked" si attesta dunque a 400 milioni di euro.

Acquisizione del controllo di SEI Toscana

Il 1° luglio 2022 il Gruppo ha acquisito il controllo della partecipata SEI Toscana S.r.l., società gestore del servizio integrato dei rifiuti urbani dell'ATO "Toscana Sud", per un totale di oltre cento comuni serviti nelle province di Arezzo, Grosseto, Siena e Livorno.

L'acquisizione del controllo consegue all'entrata in vigore delle modifiche dello statuto di SEI Toscana in merito agli assetti di governance, e avviene a valle delle operazioni che hanno portato Iren Ambiente Toscana a detenere, nel primo semestre 2022, direttamente il 41,77% della società e il 16,57% tramite Valdarno Ambiente e CRCM.

Acquisizione di progetti ready to build di impianti fotovoltaici

In data 22 luglio 2022, Iren S.p.A. ha sottoscritto gli accordi vincolanti per l'acquisizione, attraverso la controllata Iren Green Generation, di autorizzazioni e diritti sui terreni per lo sviluppo di due impianti fotovoltaici di potenza complessiva pari a 29,9 MW siti nel sud Italia, per una produzione di circa 50 GWh all'anno.

Il prezzo di acquisizione delle autorizzazioni è pari a complessivi 6,1 milioni di euro.

EVOLUZIONE PREVEDIBILE DELLA GESTIONE

Nel secondo semestre del 2022 sarà confermata la significativa crescita degli investimenti che permetteranno al Gruppo di cogliere diverse opportunità di sviluppo come previsto nel Piano Industriale. Quest'ultimo poggia i propri razionali su tre pilastri strategici che guidano le scelte di investimento: la transizione ecologica, la territorialità e la qualità del servizio. Gli obiettivi della transizione ecologica riguardano la progressiva decarbonizzazione di tutte le attività ed il rafforzamento della leadership nell'economia circolare. Con la territorialità, Iren vuole estendere il proprio perimetro di attività nei territori di riferimento ed essere il partner di riferimento per gli stakeholder locali. Infine, con la qualità del servizio, Iren punta a migliorare le performance dei servizi a rete e a massimizzare la soddisfazione della clientela in tutti i business.

La seconda parte del 2022 del settore Reti sarà caratterizzato da un importante piano di investimenti, che si rifletterà positivamente sul capitale investito remunerato (RAB) e, di conseguenza, sui ricavi tariffari. Gli investimenti nel sistema idrico integrato favoriranno l'incremento della capacità depurativa, il riutilizzo delle risorse e la riduzione delle perdite idriche grazie ad una maggiore efficienza. Nella rete di distribuzione elettrica e gas, l'obiettivo sarà quello di incrementare la potenza supportata dalla prima e sostituire il materiale non conforme nella seconda tenendo a fattore comune il miglioramento continuo della qualità del servizio.

Per quanto riguarda il settore Ambiente, gli investimenti saranno rivolti alla costruzione degli impianti di trattamento e smaltimento rifiuti previsti nel piano industriale e ad incrementare la qualità del servizio estendendo la raccolta porta-a-porta e la tariffazione puntuale. Tali investimenti, congiuntamente alla copertura completa del ciclo rifiuti (dalla raccolta al trattamento e smaltimento), consentiranno di incrementare i volumi di materia recuperata.

Per quanto concerne i settori Energia e Mercato, Iren continuerà ad attuare una serie di azioni volte a mitigare l'impatto della volatilità dei prezzi di energia elettrica e gas grazie ad una politica di hedging orientata a stabilizzare i margini dell'intera filiera energetica. Lo sviluppo del parco di generazione beneficerà dell'entrata in funzione della nuova linea di produzione dell'impianto termoelettrico di Turbigio, del consolidamento degli impianti fotovoltaici acquisiti e dello sviluppo organico di nuova capacità rinnovabile, accompagnati dalla crescita della nostra base clienti.

Infine, il settore Smart Solutions, focalizzato sull'efficienza energetica degli immobili, continuerà a cogliere le opportunità offerte dagli incentivi governativi relativi alla riqualificazione edilizia, allo sviluppo della mobilità elettrica e saprà porsi come interlocutore principale per le amministrazioni pubbliche per mettere a terra progetti di riqualificazione urbana complessi.

In relazione alla crisi geopolitica internazionale determinatasi a seguito del conflitto Russia – Ucraina, risulta difficile nonché incerto valutare gli effetti e le ripercussioni che potrebbero derivare dal perdurare della crisi internazionale. In tale scenario, sono tre i rischi principali da tenere attenzionati: la possibile interruzione delle forniture di gas naturale da parte della Russia, la volatilità del prezzo delle commodity ed il contestuale effetto inflazionistico. Iren monitora quotidianamente l'evolversi della situazione, definendo i possibili scenari di rischio per le proprie attività e individuando, laddove possibile, azioni di mitigazione.

In aggiunta, per contenere l'impatto derivante dall'aumento del prezzo delle commodity, il cui trend rialzista è iniziato nel quarto trimestre del 2021, il governo ha già approvato delle misure volte a calmierare lo sbilanciamento tra i prezzi di produzione e vendita di energia elettrica e gas, già in gran parte riflesse nella semestrale.

RISCHI E INCERTEZZE

La gestione dei rischi aziendali rappresenta una componente essenziale del Sistema di Controllo Interno della Corporate Governance di una Società quotata e il Codice di Corporate Governance di Borsa Italiana attribuisce su tale aspetto specifiche responsabilità. Il modello di Enterprise Risk Management operativo nell'ambito del Gruppo contiene l'approccio metodologico alla identificazione, valutazione e gestione integrata dei rischi del Gruppo.

Per ciascuna delle seguenti tipologie di rischio:

- Rischi Finanziari (liquidità, tasso di interesse, tasso di cambio);
- Rischi di Credito;
- Rischi Energetici, riconducibili all'approvvigionamento del gas per la generazione termoelettrica ed alla commercializzazione di energia elettrica, calore e gas, nonché ai mercati dei derivati di *hedging*;
- Rischi Cyber, legati a eventi potenziali inerenti alla perdita di confidenzialità, integrità o disponibilità di dati o informazioni a valle dei quali potrebbero derivare impatti negativi sull'organizzazione, a persone, all'operatività o altre organizzazioni;
- Rischi da Cambiamenti Climatici (Climate Change), che ricomprendono i rischi dovuti alla transizione verso un'economia a bassa emissione di biossido di carbonio (rischi da transizione) e i rischi di natura fisica (rischi fisici) che possono derivare da eventi ambientali catastrofici (rischi acuti) o da cambiamenti a medio lungo termine dei modelli ambientali (rischi cronici);
- Rischi Fiscali, legati a potenziali operazioni eseguite in violazione di norme fiscali ovvero in contrasto con i principi o con le finalità dell'ordinamento tributario;
- Rischi Operativi, riconducibili alla proprietà degli asset, all'esercizio dell'attività industriale, ai processi, alle procedure e ai flussi informativi

sono state definite specifiche "Policy", con l'obiettivo primario di esplicitare le linee guida strategiche, i principi organizzativo/gestionali, i macro-processi e le tecniche necessarie alla gestione attiva dei relativi rischi.

Il modello di Enterprise Risk Management del Gruppo disciplina, inoltre, il ruolo dei vari soggetti coinvolti nel processo di gestione dei rischi, che fa capo al Consiglio di Amministrazione, e prevede specifiche Commissioni per la gestione dei rischi finanziari, informatici, di credito, energetici e climatici.

La Cyber Risk Policy, la Climate Change Risk Policy e il Tax Control Model sono stati adottati nel 2020 a seguito dell'approvazione del Consiglio di Amministrazione di Iren S.p.A., mentre le altre Policy hanno subito nel tempo alcune revisioni sostanziali per adeguarle ai vigenti modelli organizzativi e all'evoluzione dei fattori di rischio.

Poiché il Gruppo Iren pone particolare attenzione anche al mantenimento della fiducia e dell'immagine positiva del Gruppo, il modello di Enterprise Risk Management gestisce anche i rischi c.d. reputazionali, che afferiscono agli impatti sugli stakeholder di eventuali *malpractices*.

Nell'ambito del Gruppo è presente la Direzione Risk Management, posta alle dipendenze del Vice Presidente, al quale sono state demandate, fra l'altro, le seguenti attività:

- verifica della gestione integrata del Sistema di Enterprise Risk Management (ERM) di Gruppo: impostazione metodologica, definizione delle Policy e monitoraggio del Sistema;
- stipula e gestione delle polizze assicurative in raccordo con l'Amministratore Delegato e con il supporto delle funzioni "Approvvigionamenti, Logistica e Servizi" e "Affari Legali".

È inoltre attivo un processo di valutazione periodica della sinistrosità nei diversi settori e su tutte le aree del Gruppo al fine di circoscriverne le cause e rendere operative le più idonee azioni di trattamento per prevenire e/o contenere gli impatti dei sinistri.

Di seguito si riporta, per le diverse tipologie di rischio, un dettaglio delle modalità di gestione attive nell'ambito del Gruppo.

1. RISCHI FINANZIARI

L'attività del Gruppo Iren è esposta a diverse tipologie di rischi finanziari tra le quali: rischi di liquidità, rischio cambio e rischi di variazione nei tassi di interesse. Nell'ambito dell'attività di Risk Management, al fine di limitare i rischi di cambio e di variazione dei tassi di interesse, il Gruppo utilizza contratti di copertura seguendo un'ottica non speculativa.

a) Rischio di liquidità

Il rischio di liquidità rappresenta il rischio che le risorse finanziarie disponibili all'azienda non siano sufficienti per far fronte alle obbligazioni finanziarie e commerciali nei termini e nelle scadenze prestabilite.

L'attività di approvvigionamento delle risorse finanziarie è centralizzata allo scopo di ottimizzarne l'utilizzo. In particolare, la gestione centralizzata dei flussi finanziari in Iren consente di allocare i fondi disponibili a livello di Gruppo secondo le necessità che di volta in volta si manifestano tra le singole società. I movimenti di liquidità sono registrati su conti infragruppo sui quali vengono contabilizzati anche le spese e gli interessi attivi e passivi infragruppo.

Alcune società partecipate hanno una gestione finanziaria autonoma, nel rispetto delle linee guida fornite dalla Capogruppo.

b) Rischio di cambio

Fatta eccezione per quanto riportato nell'ambito del rischio energetico, il Gruppo Iren non è particolarmente esposto al rischio di cambio.

c) Rischio tassi di interesse

Il Gruppo Iren è esposto alle fluttuazioni dei tassi d'interesse soprattutto per quanto concerne la misura degli oneri finanziari relativi all'indebitamento. La strategia del Gruppo Iren è quella di limitare l'esposizione al rischio di volatilità del tasso di interesse, mantenendo al contempo un costo della provvista contenuto.

Nel corso delle Commissioni Financial Risk, si verifica il rispetto dei limiti imposti dalla Policy per quanto riguarda le principali metriche e si analizzano la situazione di mercato, l'andamento dei tassi di interesse, il valore delle coperture stipulate e la rispondenza alle condizioni imposte dai covenant.

2. RISCHIO DI CREDITO

Il rischio di credito del Gruppo è legato essenzialmente all'ammontare dei crediti commerciali derivanti dalla vendita di energia elettrica, teleriscaldamento, gas e all'erogazione dei servizi energetici, idrici ed ambientali. I crediti sono suddivisi su un ampio numero di controparti, appartenenti a categorie di clienti eterogenee (clientela retail, business, enti pubblici); alcune esposizioni risultano di ammontare elevato e sono costantemente monitorate. Le unità di Credit Management del Gruppo Iren dedicate al recupero crediti sono responsabili di questa attività.

Il Gruppo, nello svolgimento della propria attività, è esposto al rischio che i crediti possano non essere onorati alla scadenza con conseguente aumento dell'anzianità e dell'insolvibilità sino all'aumento dei crediti sottoposti a procedure concorsuali o inesigibili. Tale rischio risente, tra gli altri fattori, anche della situazione economico-finanziaria congiunturale che nel primo semestre del 2022 ha comportato un aumento dei prezzi per i clienti finali di gas, luce e teleriscaldamento particolarmente significativo. Per limitare l'esposizione al rischio di credito, sono usati strumenti tra i quali l'analisi di solvibilità dei Clienti in fase di acquisizione attraverso un'accurata valutazione del merito creditizio, l'affidamento dei crediti di Clienti cessati e/o attivi a società di recupero crediti esterne e l'introduzione di nuove modalità di recupero per la gestione del contenzioso legale. Inoltre, sono offerti ai Clienti numerosi metodi di pagamento attraverso canali anche digitali e proposti piani di pagamento opportunamente monitorati.

La politica di gestione dei crediti e gli strumenti di valutazione del merito creditizio, nonché le attività di monitoraggio e recupero, sono gestite tramite processi automatizzati e integrati con gli applicativi aziendali e differenziate in relazione alle diverse tipologie di clientela e di servizio erogato.

Il rischio di credito è coperto, per alcune tipologie di Clienti business, con opportune forme di garanzie bancarie o assicurative a prima richiesta emesse da soggetti di primario standing creditizio e con l'assicurazione crediti per il segmento di clientela reseller.

Per alcune tipologie di servizio (settore idrico, gas naturale, energia elettrica maggior tutela), in ottemperanza alle disposizioni normative che ne regolano l'attività, è previsto il versamento di un deposito cauzionale fruttifero, che viene rimborsato qualora il Cliente utilizzi, come modalità di pagamento, la domiciliazione bancaria/postale con addebito sul conto corrente.

Le condizioni di pagamento generalmente applicate alla clientela sono riconducibili alla normativa o ai regolamenti vigenti o in linea con gli standard del mercato libero; in caso di mancato pagamento, è prevista l'applicazione di interessi di mora nella misura indicata nei contratti o dalla normativa.

Gli accantonamenti ai fondi svalutazione crediti riflettono, in maniera accurata e nel rispetto della normativa vigente (applicata la metodologia IFRS 9), i rischi di credito effettivi e sono determinati basandosi sull'estrazione dalle banche dati degli importi componenti il credito e, in generale, valutando le eventuali variazioni del predetto rischio rispetto alla rilevazione iniziale nonché, in particolare per i crediti commerciali, stimando le relative perdite attese determinate su base prospettica, tenendo in debita considerazione la serie storica.

Il controllo sui rischi di credito è inoltre rafforzato dalle procedure di monitoraggio e reportistica, al fine di individuare in modo tempestivo possibili contromisure. Inoltre, su base trimestrale, la Direzione Risk Management si occupa di raccogliere ed integrare i principali dati in merito all'evoluzione dei crediti commerciali delle società del Gruppo, in termini di tipologia della clientela, stato del contratto, filiera di business e fascia di *ageing*. La valutazione del rischio credito è effettuata sia a livello consolidato sia a livello di Business Unit e società. Alcune delle suddette valutazioni sono effettuate a intervalli inferiori al trimestre o su specifica esigenza.

3. RISCHIO ENERGETICO

Il Gruppo Iren è esposto al rischio prezzo, sulle commodity energetiche trattate, ossia energia elettrica, gas naturale, titoli di emissione ambientale, ecc., dal momento che sia gli acquisti sia le vendite risentono delle oscillazioni dei prezzi di dette commodity direttamente, ovvero attraverso formule di indicizzazione. Al momento non è presente l'esposizione rischio cambio, tipica delle commodity di derivazione petrolifera, grazie allo sviluppo dei mercati organizzati europei che trattano la commodity gas in valuta Euro e non più indicizzata ai prodotti petroliferi.

La politica del Gruppo è orientata ad una strategia di gestione attiva delle posizioni per stabilizzare il margine cogliendo le opportunità offerte dai mercati; essa si realizza sia mediante l'allineamento delle indicizzazioni delle commodity in acquisto e in vendita, sia attraverso lo sfruttamento verticale e orizzontale delle varie filiere di business, sia operando sui mercati finanziari.

A tal fine viene eseguita un'attività di pianificazione della produzione per gli impianti del Gruppo, degli acquisti e delle vendite di energia e di gas naturale, sia in relazione ai volumi che alle formule di prezzo. L'obiettivo è ottenere una sufficiente stabilità dei margini attraverso una politica di acquisti e vendite indicizzate che realizzi un elevato grado di copertura naturale, con un adeguato ricorso ai mercati a termine e spot.

Per una più dettagliata analisi dei rischi sinora trattati si rimanda a quanto riportato nel paragrafo "Gestione dei rischi finanziari del Gruppo", inserito nelle Note Illustrative al Bilancio Consolidato Semestrale Abbreviato.

4. RISCHI DA CAMBIAMENTI CLIMATICI

Il Gruppo Iren ha inserito nell'ambito del sistema di Enterprise Risk Management una Policy dedicata ai rischi da cambiamenti climatici, che assumono una rilevanza sempre crescente per le organizzazioni. Inoltre, essi incidono sulla salute del Pianeta, con stime di effetti rilevanti già nel medio termine. Tutte le aziende, e in particolare quelle operanti in settori significativamente esposti come il Gruppo Iren, devono necessariamente considerare l'analisi dei rischi da cambiamento climatico come un fattore emergente e determinante nella definizione delle proprie strategie di medio e lungo periodo.

L'adozione della Climate Change Risk Policy e le conseguenti analisi e gestione dei rischi costituiscono le fasi preliminari di un processo abilitante un presidio ancor più puntuale, sia con riguardo all'esposizione ad eventi di danno, sia alle opportunità che il contesto esterno e le sue variazioni possono offrire, nonché in relazione al contributo al raggiungimento degli obiettivi di sviluppo sostenibile definiti a livello nazionale e internazionale.

La Policy analizza e norma, con attenzione all'applicabilità per le singole Business Unit, i fattori di rischio da cambiamento climatico, distinguendoli in rischi fisici e rischi di transizione. I rischi fisici derivanti dal cambiamento delle condizioni climatiche si distinguono in rischi fisici acuti – se connessi ad eventi naturali catastrofici locali (ad esempio alluvioni, ondate di calore, incendi, ecc.) – e rischi fisici cronici – se connessi a cambiamenti climatici a lungo termine (ad esempio riscaldamento globale, innalzamento del livello dei mari, carenza della risorsa idrica, ecc.).

La transizione verso una economia *low-carbon* potrebbe comportare ampi cambiamenti nelle politiche governative, con conseguenti variazioni normative, tecnologiche, di mercato. A seconda della natura e della velocità di questi cambiamenti, i rischi di transizione possono comportare un livello variabile di rischio finanziario e di reputazione per il Gruppo.

La Policy prevede la presenza di una Commissione Rischi atta a esaminare, su base periodica, il profilo di rischio del Gruppo, definendo e proponendo l'aggiornamento all'Amministratore Delegato delle strategie di gestione delle classi di rischio e riportando agli Organi Delegati eventuali criticità emergenti. Sono inoltre contemplate nel documento le linee guida per la rendicontazione, finalizzata a garantire la trasparenza informativa a tutti gli stakeholder.

Nell'ambito della Policy di gestione dei rischi da cambiamento climatico, nel 2021 il Gruppo Iren ha avviato l'implementazione di uno strumento che affianca il processo decisionale di tipo strategico. Tale strumento ha visto lo sviluppo di un modello di valutazione basato su tre orizzonti temporali (2030, 2040 e 2050), individuati in coerenza con gli obiettivi di Piano Strategico e di Sostenibilità del Gruppo, e sull'utilizzo di scenari climatici e socio-economici necessari a definire scenari di evoluzione delle principali grandezze sottostanti l'analisi.

I dati climatici si basano sugli scenari pubblicati dall'*International Panel on Climate Change* (IPCC), i cosiddetti *Representative Concentration Pathways* (RCPs) dove il numero associato a ciascun RCP indica la "forza" dei cambiamenti climatici generati dall'attività umana entro il 2100 rispetto al periodo pre-industriale.

Gli scenari climatici presi in considerazione nell'analisi sono lo scenario RCP 2.6 (~+1.5°C considerati dal Gruppo Iren), che prevede una forte mitigazione tesa a mantenere il riscaldamento globale sotto i 2°C rispetto ai livelli preindustriali con il contestuale raggiungimento degli obiettivi definiti dall'Accordo di Parigi, e lo scenario RCP 8.5 (~+4°C considerati dal Gruppo Iren), (comunemente associato all'espressione "Business-as-usual", o "Nessuna mitigazione"), che non prevede l'adozione di particolari misure di contrasto e una crescita delle emissioni ai ritmi attuali.

I dati socio-economici, invece, sono principalmente basati sugli scenari *Sustainable Development Scenario* (SDS) e *Stated Policies Scenario* (STEPS) del *World Energy Outlook* (WEO) pubblicato dall'*International Energy Agency*. Il modello di valutazione adottato dal Gruppo consente di quantificare la variazione delle variabili economico-finanziarie, tramite specifici KPI, per quegli asset che potenzialmente risultano maggiormente esposti ai rischi da cambiamento climatico.

Dall'applicazione del modello è emerso che le azioni introdotte nel Piano Industriale 2021-2030 nel quale si delineano investimenti asset-specifici, hanno un effetto mitigativo degli impatti del cambiamento climatico sull'attività del Gruppo Iren. Alle azioni di mitigazione di tipo strategico, legate agli investimenti, se ne affiancano altre di tipo operativo e assicurativo.

Nel corso del 2022 ha preso avvio un'ulteriore fase progettuale volta al completamento del modello valutativo, che ha previsto l'inclusione degli impianti/attività maggiormente significativi per il rischio in esame non ricompresi nell'analisi 2021, effettuando inoltre, un aggiornamento del modello rispetto ai nuovi scenari normativi e climatici.

5. RISCHI FISCALI

Il Gruppo Iren si è dotato di uno specifico sistema di controllo interno e di gestione del rischio fiscale, inteso come il rischio di operare in violazione di norme di natura tributaria o in contrasto con i principi o con le finalità dell'ordinamento.

Il sistema di controllo e gestione del rischio fiscale, “Tax Control Framework” (di seguito anche “TCF”), consente di perseguire l’obiettivo di minimizzare l’esposizione del Gruppo al rischio fiscale attraverso l’identificazione, l’aggiornamento, la valutazione ed il monitoraggio della governance, dei processi, dei rischi e dei controlli a rilevanza fiscale.

Il Gruppo si impegna a gestire i propri adempimenti fiscali in conformità a tutte le leggi e i regolamenti applicabili.

Per questo motivo, Iren ha adottato il TCF come sistema di controllo interno che definisce la governance per la gestione della fiscalità e del relativo rischio in linea con i principi della strategia aziendale e, in particolare, della Strategia Fiscale.

Il Tax Control Framework adottato è costituito da un insieme di regole, linee guida, strumenti e modelli volti a supportare i dipendenti del Gruppo nell’esecuzione delle attività quotidiane, garantendo coerenza su attività fiscali rilevanti.

La struttura del TCF prevede dunque la presenza di due pilastri che ne delincono lo schema di funzionamento: la Strategia Fiscale ed il Tax Compliance Model.

La Strategia Fiscale definisce gli obiettivi e l’approccio adottati dal Gruppo nella gestione della variabile fiscale. Tale documento ha lo scopo di statuire i Principi di condotta in materia fiscale al fine di i) contenere il rischio fiscale sia per fattori esogeni sia per fattori endogeni e ii) continuare a garantire nel tempo la corretta e tempestiva determinazione e liquidazione delle imposte dovute per legge ed esecuzione dei connessi adempimenti. La Strategia Fiscale è approvata ed emanata dal Consiglio di Amministrazione di Iren S.p.A..

Il Tax Compliance Model è un elemento del Sistema di Controllo Interno e di Gestione del Rischio. Si tratta del documento che raccoglie la descrizione di dettaglio delle fasi di cui si compongono i processi di *risk assessment*, controllo e monitoraggio periodico svolti da Iren e del successivo reporting sulle tematiche fiscali all’Amministratore Delegato e agli altri organi e funzioni competenti. Ha inoltre l’obiettivo di riepilogare le principali responsabilità attribuite alle varie funzioni coinvolte nei processi di rilevanza fiscale. Il Tax Compliance Model è predisposto dalla Funzione Fiscale e Compliance e, in ultima istanza, viene approvato dal Consiglio di Amministrazione di Iren S.p.A..

Il progetto di realizzazione di un TCF allineato alle best practice in materia si è concretizzato con la presentazione da parte di Iren S.p.A. e di Iren Energia della domanda di accesso all’istituto dell’Adempimento Collaborativo, un regime fra l’Agenzia delle Entrate e le grandi imprese introdotto dal D.lgs. 5 agosto 2015, n. 128 al fine di promuovere l’adozione di forme di comunicazione e di cooperazione rafforzate basate sul reciproco affidamento tra Amministrazione Finanziaria e contribuenti e favorire, nel comune interesse, la prevenzione e la risoluzione delle controversie in materia fiscale. L’istruttoria per l’ammissione si è conclusa positivamente nel dicembre 2021 con l’ammissione delle due società.

6. RISCHI OPERATIVI

Rientrano in questa categoria tutti i rischi che, in aggiunta a quelli già evidenziati nei paragrafi precedenti, possono impattare sul conseguimento degli obiettivi, relativi all’efficacia e all’efficienza delle operazioni aziendali, ai livelli di performance, di redditività e di protezione delle risorse da eventuali perdite.

Il modello di Enterprise Risk Management del Gruppo ha come obiettivo la gestione integrata e sinergica dei rischi.

Il processo di gestione dei rischi di Gruppo prevede che, per ciascuna filiera di business e ambito operativo, si analizzino le attività svolte e si identifichino i principali fattori di rischio connessi al raggiungimento degli obiettivi. In seguito all’attività di individuazione, i rischi sono valutati quali-quantitativamente (in termini di magnitudo e probabilità di accadimento), consentendo così l’identificazione dei rischi più rilevanti. L’analisi prevede altresì una valutazione del livello di controllo attuale e prospettico del rischio, monitorato mediante specifici *key risk indicators*.

Le fasi di cui sopra consentono di strutturare piani di trattamento specifici per ciascun fattore di rischio.

Lungo tutte le fasi di gestione, ciascun rischio è sottoposto su base continuativa a un processo di controllo e monitoraggio durante il quale si verifica la corretta ed efficace messa in atto delle attività di trattamento approvate e pianificate, nonché l’insorgenza di eventuali nuovi rischi operativi. Al processo di gestione dei rischi operativi è associato un sistema organico e strutturato di reportistica per la rappresentazione dei risultati dell’attività di misura e di gestione dei rischi. Lo svolgimento di ciascuna delle fasi del processo avviene sulla base di standard e riferimenti definiti a livello di Gruppo. Con periodicità almeno trimestrale, si aggiorna la situazione dei rischi del Gruppo, nella quale sono evidenziati la dimensione e il livello di

controllo di tutti i rischi monitorati, compresi quelli finanziari, informatici, di credito ed energetici. La reportistica sul rischio è trasmessa al top management e ai risk owner, che sono coinvolti nelle attività di gestione. L'analisi di rischio supporta altresì la redazione degli strumenti di pianificazione.

In merito, Iren si è dotata di una mappa dei rischi molto dettagliata e rispondente alla realtà del Gruppo, con valutazioni quali-quantitative di ogni singolo rischio e con dettaglio dei controlli e delle azioni di mitigazione in essere o prospettiche. Per ciascun rischio individuato sono associati i relativi impatti ESG (Environmental, Social e Governance). Si segnala inoltre che per ciascun rischio si è verificato se e come fosse stato impattato dal Covid-19.

In particolare si evidenziano:

a. Rischi normativi e regolatori

Il quadro normativo e regolatorio è soggetto a possibili variazioni nel tempo, costituendo pertanto una potenziale fonte di rischio. In merito operano Direzioni alla diretta dipendenza dell'Amministratore Delegato, dedicate al continuo monitoraggio della legislazione e della normativa di riferimento al fine di valutarne le implicazioni, garantendone la corretta applicazione nel Gruppo.

b. Rischio impianti

In relazione alla consistenza degli asset di produzione del Gruppo il rischio impianti è gestito con l'approccio metodologico sopra descritto, al fine di allocare correttamente le risorse in termini di azioni di controllo e prevenzione (manutenzione preventiva/predittiva, sistemi di controllo e supervisione, piani di emergenza e continuità, ecc.). Per gli impianti più rilevanti, la Direzione Risk Management svolge periodicamente delle survey, grazie alle quali può dettagliare accuratamente gli eventi a cui tali impianti potrebbero essere esposti, nonché le conseguenti azioni di prevenzione. Il rischio è altresì presidiato mediante coperture assicurative progettate in considerazione delle singole realtà impiantistiche.

c. Rischi informatici

I rischi informatici (Cyber Risk) sono definiti come l'insieme di minacce interne ed esterne che possono compromettere la continuità aziendale o causare a terzi danni da responsabilità civile in caso di perdita o divulgazione di dati sensibili. Da un punto di vista interno, i rischi operativi di tipo informatico sono strettamente correlati all'attività del Gruppo Iren, che gestisce infrastrutture di rete ed impianti, anche tramite telecontrollo, sistemi di gestione operativa contabile e di fatturazione e le piattaforme di trading delle commodity energetiche. Il Gruppo Iren è infatti uno dei principali operatori italiani sulla borsa elettrica ed eventuali indisponibilità accidentali del sistema potrebbero portare conseguenze economiche rilevanti, legate alla mancata presentazione di offerte di vendita e di acquisto dell'energia. Allo stesso tempo, problematiche relative alla supervisione e acquisizione dati di sistemi fisici potrebbero causare fermi impianti e danni collaterali anche gravi. Un blocco dei sistemi di fatturazione potrebbe inoltre determinare ritardi nell'emissione delle bollette e dei relativi incassi, nonché danni d'immagine.

A mitigazione di tali rischi sono state predisposte specifiche misure, quali ridondanze, sistemi in alta affidabilità e debite procedure di emergenza, che periodicamente sono sottoposte a simulazioni, al fine di garantirne l'efficacia. Il Gruppo Iren è inoltre esposto al rischio di attacchi informatici volti sia all'acquisizione di dati sensibili sia a produrre il blocco dell'operatività, danni agli impianti e alle reti e a compromettere la continuità dei servizi. Benchmark di mercato mostrano inoltre che sono sempre più frequenti attacchi volti all'acquisizione di dati propri e di terzi, con conseguenti azioni di responsabilità civile e sanzioni anche gravi, e all'acquisizione di segreti industriali. Al riguardo:

- la rete dati è stata ulteriormente segregata secondo l'utilizzo funzionale, in particolar modo isolando la rete OT;
- è attivo il Security Operation Center (SOC) con presidio h24 per il monitoraggio degli eventi di sicurezza informatica;
- sono state adottate politiche di rafforzamento dell'accesso ai sistemi quali, oltre all'introduzione di password particolarmente complesse, l'introduzione del secondo fattore di autenticazione e di una piattaforma per l'accesso controllato e monitorato da parte degli amministratori di sistema. È stata completata l'adozione di sistemi con capacità di analisi comportamentali e di esecuzione di risposte automatizzate e da remoto per le postazioni di lavoro;
- La piattaforma di Cyber Threat Intelligence (CTI), atta ad acquisire evidenze relative agli attaccanti e alle minacce potenzialmente impattanti gli asset aziendali, è stata pienamente integrata con i sistemi di monitoraggio e gestione degli eventi di sicurezza informatica;

- è stato avviato un progetto pluriennale di awareness sulle tematiche di sicurezza informatica indirizzato a tutti i dipendenti del gruppo; tale programma è basato su campagne di simulazione di phishing, su questionari di assessment e moduli mirati di formazione on line.

Inoltre, è vigente la Cyber Risk Policy di Gruppo, approvata dal Consiglio di Amministrazione di Iren S.p.A., che – analogamente alle altre principali risk Policy – prevede la convocazione di specifiche Commissioni rischi, il monitoraggio di indicatori di performance e reportistica dedicata.

Il processo di gestione dei rischi operativi è anche finalizzato all’ottimizzazione dei programmi assicurativi del Gruppo.

7. RISCHI STRATEGICI

Nella costruzione del Piano Industriale al 2030 il Gruppo ha strutturato tre filoni di analisi distinti: un *risk assessment* quali-quantitativo, un focus specifico sugli investimenti e un focus sui rischi da cambiamento climatico.

Il risk assessment qualitativo si è basato sull’analisi dei trend del settore, dell’esposizione del Gruppo ai relativi rischi strategici e della correlata capacità del Piano Industriale di mitigare tali rischi. Di conseguenza, per le categorie di rischio e relativi rischi elementari mappati nell’ambito della Risk Map di Gruppo, che integra per ciascun rischio anche gli impatti ESG, è stata svolta un’analisi di dettaglio dei driver quantitativi relativi ai rischi con impatto negli anni di Piano. Individuati tali rischi, sono stati quantificati i relativi impatti, probabilità di accadimento e azioni di mitigazione funzionali alla quantificazione del valore di rischio sia inerente sia residuo. Tale valutazione ha condotto alla valorizzazione dello stress test di Piano e dei relativi indici di rating.

Riguardo all’analisi degli investimenti di Piano, individuando sia i capital expenditure con effetto mitigativo sui rischi, sia quelli la cui realizzazione può rappresentare una possibile fonte di rischio, con possibili ripercussioni in termini economico-finanziari (i cosiddetti “rischi di execution”).

Da ultimo, è stata effettuata un’analisi dei fattori di rischio da cambiamento climatico con impatto sul Gruppo, con la modellizzazione degli asset e fattori di rischio più significativi per diversi scenari climatici e orizzonti temporali. Sono stati analizzati i risultati del modello e valutati gli investimenti a mitigazione dei rischi da climate change.

Oltre alle analisi di rischio legate al Piano, la Direzione Risk Management contribuisce con *risk assessment* specifici alle operazioni di *merger & acquisition* e ai principali progetti strategici che stanno coinvolgendo il Gruppo.

RAPPORTI CON PARTI CORRELATE

La Procedura in materia di operazioni con parti correlate (“Procedura OPC”) vigente dal 1° luglio 2021 è pubblicata sul sito Iren (www.gruppoiren.it) ed è stata approvata dal Consiglio di Amministrazione in allora in carica in data 28 giugno 2021, previo parere favorevole del Comitato per le Operazioni con Parti Correlate (“COPC”, interamente composto da Amministratori indipendenti).

Il documento di cui sopra è predisposto in attuazione:

- delle disposizioni in materia di operazioni con parti correlate di cui all’art. 2391-*bis* del Codice Civile;
- del Regolamento recante disposizioni in materia di operazioni con parti correlate, adottato dalla Consob con delibera n. 17221 del 12 marzo 2010 e ss.mm.ii. (“Regolamento Consob”), nella versione tempo per tempo vigente, tenuto conto delle indicazioni di cui alla Comunicazione Consob n. DEM/10078683 del 24 settembre 2010 (“Comunicazione Consob”); in specie, l’aggiornamento della Procedura OPC da parte del Consiglio di Amministrazione della Società del 28 giugno 2021, efficace dal 1° luglio 2021, recepisce le modifiche apportate con Delibera Consob n. 21624 al testo del Regolamento Consob, anch’esse efficaci dalla medesima data;
- delle disposizioni di cui all’art. 114 del D. Lgs. 24 febbraio 1998, n. 58 (il “Testo Unico della Finanza” ovvero “TUF”) nonché di quanto previsto dal Regolamento (UE) n. 596/2014 in materia di abusi di mercato.

I documenti societari adottati in ottemperanza alla normativa in materia di operazioni con parti correlate, definiti in coordinamento con quanto previsto dalle procedure amministrative e contabili di cui all’art. 154-*bis* TUF, hanno per scopo, in particolare:

- (i) disciplinare l’effettuazione delle operazioni con parti correlate da parte di Iren, direttamente o per il tramite di società controllate, individuando procedure e regole interne idonee ad assicurare la trasparenza e la correttezza sostanziale e procedurale di tali operazioni, nonché
- (ii) stabilire le modalità di adempimento dei relativi obblighi informativi, ivi compresi quelli previsti dalle disposizioni di legge e regolamentari vigenti e applicabili.

Questi, in estrema sintesi, prevedono:

- a) l’individuazione del perimetro delle parti correlate, in ottemperanza ai principi contabili internazionali adottati secondo la procedura di cui all’articolo 6 del Regolamento (CE) n. 1606/2002 nella versione *pro tempore* vigente;
- b) la definizione di “operazione con parte correlata”;
- c) l’individuazione dei casi di esclusione nonché delle operazioni c.d. “di importo esiguo”;
- d) le procedure applicabili alle operazioni di minore e di maggiore rilevanza, a seconda dei casi;
- e) i soggetti preposti all’istruttoria in materia di operazioni con parti correlate;
- f) le operazioni di competenza assembleare;
- g) le forme di pubblicità e i flussi informativi.

Iren e le Società dalla stessa controllate definiscono i rapporti con parti correlate in base a principi di trasparenza e correttezza. Tali rapporti attengono principalmente a prestazioni fornite alla generalità della clientela (gas, acqua, energia elettrica, calore ecc.) o a seguito di concessioni e affidamenti di servizi, in particolare per il settore ambiente, e sono regolati dai contratti applicati in tali situazioni.

Ove non si tratti delle prestazioni di cui sopra, i rapporti sono regolati da specifici contratti le cui condizioni sono fissate, ove possibile, sulla base delle normali condizioni praticate sul relativo mercato. Nel caso in cui tale riferimento non sia disponibile o significativo, vengono definite le condizioni contrattuali anche mediante ricorso ad esperti e/o professionisti indipendenti.

Le informazioni relative ai rapporti patrimoniali ed economici con le parti correlate sono riportate nelle Note Illustrative al Bilancio Consolidato Semestrale Abbreviato ai capitoli “VI. Informativa sui rapporti con parti correlate” e “XIII. Allegati al Bilancio Consolidato Semestrale Abbreviato” quale parte integrante delle stesse.

QUADRO NORMATIVO E REGOLATORIO

I riferimenti normativi e regolatori essenziali, le concessioni e gli affidamenti in relazione ai settori in cui opera il Gruppo Iren sono presentati in maniera approfondita nella Relazione sulla Gestione redatta in occasione del bilancio annuale. Sempre con riferimento a tali settori, nel presente capitolo sono riportate le principali novità normative (nuove norme o modifiche a norme preesistenti) intervenute nel primo semestre 2022; quanto di seguito deve dunque essere letto unitamente al bilancio annuale predisposto per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2021.

QUADRO EUROPEO

Riforma dell'Emission Trading System (ETS)

Il Parlamento UE ha approvato il 22 giugno 2022 la propria posizione sulla riforma del sistema di scambio delle Emissioni (ETS) prevedendovi dal 2026 l'inclusione dei termovalorizzatori; se tale scelta verrà confermata anche dal Trilogo (negoziati informali cui prendono parte alcuni rappresentanti di Parlamento, Consiglio e Commissione Europea), i WTE dal 2026 dovranno pagare le quote di CO2 emesse. La Commissione dovrebbe comunque avviare un impact assessment per la fine del 2024 per definire gli impatti della norma (rischio "deviazione" su discariche ed esportazioni di rifiuti verso Paesi terzi).

Pacchetto "REPowerEU"

Il 18 maggio 2022 la Commissione europea ha presentato il piano REPowerEU, in risposta alle difficoltà e alla volatilità del mercato energetico causate dall'invasione russa dell'Ucraina. In merito, si rileva una doppia esigenza per trasformare il sistema energetico europeo: (i) porre fine entro il 2030 alla dipendenza UE dai combustibili fossili russi (ii) affrontare la crisi climatica.

In tale contesto si ritiene che la transizione energetica della UE potrà supportare la crescita economica, la leadership industriale, indirizzando l'Europa verso la neutralità climatica al 2050.

Il pacchetto include cinque comunicazioni, una proposta di regolamento, una di raccomandazione e una di direttiva, e Linee Guida sulle modifiche ai PNRR alla luce del REpowerEU. Sarà proprio il Recovery Plan a garantire gli investimenti necessari per l'attuazione delle misure ((210 miliardi di euro al 2027, 300 miliardi al 2030).

Le principali linee di azione riguardano:

- l'aumento degli obiettivi di efficienza energetica al 2030, dall'attuale 9% al 13%;
- l'aumento del target sulle Fonti di Energia Rinnovabile (FER) al 2030, dal 40% al 45%, Incremento utilizzo idrogeno e biometano;
- la piattaforma per gli acquisti comuni di gas, GNL e idrogeno;
- il via libera condizionato della Commissione Europea a un price cap sul gas;
- la promozione, con l'invito all'estensione anche al prossimo inverno, della tassa sugli extraprofitto delle imprese dell'energia

QUADRO NAZIONALE

CODICE DEI CONTRATTI PUBBLICI

Legge 21 giugno 2022, n. 78 recante "Delega al Governo in materia di contratti pubblici" (G.U. 78 del 21 giugno 2022)

Il provvedimento definisce una griglia di criteri di delega che il governo dovrà rispettare nella stesura del nuovo codice degli Appalti. In base a quanto previsto dall'articolo 1, comma 1 del provvedimento, la delega dovrà essere esercitata entro sei mesi dalla data di entrata in vigore della legge.

GAS

Reti gas

Delibera 269/2022/R/gas - Revisione della regolazione del servizio di misura con adeguamento della fatturazione ai clienti finali nel settore del gas naturale

A valle del documento di consultazione 263/2022/R/gas, l'Autorità ha introdotto importanti novità nella regolazione del servizio di misura del settore gas. In particolare, per gli *smart meter* di classe G4/G6 è prevista la rilevazione delle letture con cadenza mensile. Inoltre, sono confermati nuovi indennizzi, sia nei confronti dei clienti finali (consumo annuo fino a 5.000 smc) in caso di ripetuta indisponibilità delle letture di fine mese, sia nei confronti delle società di vendita (misuratori di classe maggiore o uguale a G10), in relazione alla performance di misura in termini di qualità dei dati e rispetto delle tempistiche. Per quanto concerne gli indennizzi ai clienti finali, l'Autorità ha previsto un meccanismo di riconoscimento dei costi al distributore per indennizzi di mancata lettura fino ad un livello di insuccesso fisiologico, fissato in prima applicazione pari a 4,8% e 5%, rispettivamente per i punti con consumi annui superiori a 500 Smc e per i punti con consumi annui fino a tale soglia. Il provvedimento entra in vigore il 1° aprile 2023.

Documento di consultazione 157/2022 – Orientamenti finali in tema di riforma del processo di conferimento della capacità di trasporto – Focus nuove penali per le imprese di distribuzione

Il documento per la consultazione illustra gli orientamenti circa il completamento del quadro applicativo della riforma dei conferimenti della capacità trasporto. In particolare, per quanto concerne il potenziale impatto del provvedimento finale per i distributori, è proposto un meccanismo di penali che incentivi l'impresa di distribuzione a procedere tempestivamente alla rettifica dei dati di misura anomali ai fini del *settlement*.

ENERGIA ELETTRICA

Mercato

Decreto MITE 5/2022 - Istituzione elenco venditori di energia elettrica

Il decreto prevede una serie di requisiti di onorabilità, di solidità finanziaria e di osservanza di caratteristiche tecniche il cui possesso risulta imprescindibile al fine di poter esercitare l'attività di vendita di energia elettrica da parte degli operatori. Tale decreto si prefissa di garantire una maggiore qualità nel servizio di vendita in vista della completa liberalizzazione del mercato.

Delibera 208/2022/R/eel - Disposizioni per l'erogazione del servizio a tutele graduali per le microimprese del settore dell'energia elettrica, di cui alla legge 4 agosto 2017, n. 124 (legge annuale per il mercato e la concorrenza)

Analogamente a quanto previsto dalla delibera 491/2020/R/eel, l'ARERA ha disciplinato le modalità d'individuazione degli esercenti la vendita che saranno responsabili, a partire dal 1° gennaio 2023, dell'erogazione del servizio a tutele graduali destinato a tutte le utenze classificate come "basse tensioni altri usi" che a partire dalla suddetta data risultino sprovviste di contratto di fornitura sul mercato libero. L'assegnazione del servizio avverrà mediante apposita procedura di gara – da svolgersi nel mese di settembre 2022 – avente le caratteristiche di un'asta multisessione ascendente con prezzo predefinito dal banditore. È prevista l'applicazione di un tetto antitrust sui volumi oggetto di gara pari al 35% del totale.

DL 4/2022, DL 17/2022 e Legge 51/2022 - Misure a contrasto del caro energia

In considerazione del complesso scenario di mercato, il governo ha varato una serie di provvedimenti finalizzati a contenere gli aumenti del costo dell'energia elettrica e del gas naturale, andando così ad ampliare la sfera di interventi a sostegno dei clienti finali già avviati nel corso del 2021 (DL 130/2021).

In particolare, il DL 4/2022 (DL Sostegni ter) ha previsto, con vigenza dal 1° gennaio 2022, l'annullamento degli oneri di sistema per il primo trimestre 2022 per le utenze con potenza disponibile pari o superiore a 16,5 kW, anche connesse in media e alta/altissima tensione o per usi di illuminazione pubblica o di ricarica di veicoli elettrici in luoghi accessibili al pubblico. Detta iniziativa è stata prorogata dal DL 17/2022 (DL Energia) il quale ha anche disciplinato, fra l'altro, relativamente al settore gas, la riduzione dell'IVA al 5% per i consumi relativi agli usi civili e industriali e l'azzeramento della quota relativa agli oneri generali di sistema.

Secondariamente, sono state previste misure a rafforzamento delle tutele dei clienti finali domestici in stato di disagio fisico e/o economico mediante l'innalzamento (a 12.000 euro) del tetto massimo ISEE per la percezione del c.d. "Bonus sociale".

Sempre nell'ambito delle misure a contrasto del caro energia, la Legge 51/2022 del 20 maggio (di conversione del DL 21 del 21 marzo 2022, recante misure urgenti per contrastare gli effetti economici e umanitari della crisi ucraina) prevede fra l'altro un credito d'imposta, del 12% e del 20% rispettivamente per le imprese c.d. "non-energivore" e "non-gasivore", volto a compensare i maggiori oneri sostenuti per l'energia elettrica e il gas acquistati e impiegati nell'attività economica durante i mesi di aprile, maggio e giugno 2022. Il DL 50/2022 (c.d. "DL Aiuti") ha inoltre previsto l'incremento di tali percentuali rispettivamente al 15% e 25%. Per il Gruppo, gli effetti di tale misura sono stimati pari a 1,5 milioni di euro al 30 giugno 2022.

In tale contesto, la successiva conversione in legge del "DL Aiuti", avvenuta il 15 luglio 2022, ha previsto che tale misura sia sottoposta alla normativa "de minimis", con un tetto massimo ottenibile pari a 200 mila euro, calcolato su base triennale, considerando tutti gli aiuti concessi sotto tale regime.

Produzione

Capacity Market

A valle delle aste svoltesi fra la fine del 2019 e gli inizi del 2020, nel 2022 è divenuto operativo il c.d. "Capacity Market" che prevede, da un lato, un premio alla capacità degli impianti di generazione determinato in modo competitivo, fornendo una redditività minima per permettere la realizzazione degli investimenti necessari a raggiungere il *phase out* degli impianti a carbone in un contesto di sicurezza energetica complessiva e, dall'altro, l'obbligo per gli operatori di rendere disponibile la capacità assegnata per soddisfare la richiesta di energia elettrica. Per gli impianti di generazione del Gruppo i corrispettivi di capacità sono distribuiti fra il 2022 e il 2023, ad esclusione della "nuova capacità autorizzata" (il repowering della centrale di Turbigo in fase di realizzazione) per la quale è previsto un periodo di 15 anni a partire dal 2022.

Decreto Legge 27 gennaio 2022, n. 4, pubblicata in GU n. 21 del 27 gennaio 2022 (DL Sostegni Ter)

Il DL prevede al Titolo III "Misure urgenti per il contenimento dei costi dell'energia elettrica" attraverso diversi interventi.

In particolare, il terzo capitolo riguarda l'introduzione di un tetto al prezzo di cessione dell'elettricità prodotta da impianti rinnovabili incentivati con meccanismi non agganciati all'andamento del mercato. In particolare si prevede l'applicazione, a partire dal 1° febbraio 2022 e fino al 31 dicembre 2022, di un meccanismo di compensazione a due vie sul prezzo dell'energia, con riferimento all'energia elettrica immessa in rete da impianti fotovoltaici di potenza superiore a 20 kW che beneficiano di premi fissi derivanti dal meccanismo del Conto Energia, non dipendenti dai prezzi di mercato, nonché sull'energia elettrica immessa da impianti di potenza superiore a 20 kW alimentati da fonte solare, idroelettrica, geotermoelettrica ed eolica che non accedono a meccanismi di incentivazione.

Il GSE è deputato a calcolare a tal fine la differenza tra un prezzo di riferimento pari alla media dei prezzi zonali orari registrati dalla data di entrata in esercizio dell'impianto fino al 31 dicembre 2020 e il prezzo zonale orario di mercato dell'energia elettrica. Qualora la differenza sia positiva, il Gestore eroga il relativo importo al produttore. Se negativa, il GSE conguaglia o provvede a richiedere al produttore gli importi corrispondenti. Le disposizioni non si applicano all'energia oggetto di contratti conclusi prima della data di entrata in vigore del decreto, a condizione che non siano collegati all'andamento dei prezzi dei mercati spot dell'energia e che, comunque, non siano stipulati a un prezzo medio superiore del 10 per cento rispetto al valore medio precedentemente citato. Tale normativa ha comportato per il Gruppo un onere stimato nel primo semestre 2022 pari a 10,8 milioni di euro.

Delibera 266/2022/R/eel, di attuazione dell'articolo 15-bis del DL Sostegni-ter in merito al meccanismo di compensazione a due vie sul prezzo dell'energia immessa da impianti di produzione alimentati da fonti rinnovabili

In esito al processo di consultazione avviato con il DCO 133/2022, l'ARERA con la Delibera 266/2022 ha:

- escluso dal perimetro di applicazione del meccanismo di compensazione a due vie gli impianti oggetto di rifacimento (parziale/totale) post 1° gennaio 2010;
- scomputato gli ammontari relativi a cessione energia gratuita a Enti Locali (equiparabile a cessione a prezzo nullo);

- definito il settlement del meccanismo di compensazione a due vie (associazione produzione FER/contratti):
 - ammettendo tutti i contratti di copertura, compresi i finanziari;
 - associando i volumi ai contratti mensili, salvo conguaglio annuale
 - stabilendo il settlement del prezzo dei contratti (se non determinato ex ante), fatturato anch'esso mensilmente salvo conguaglio.

DL Tagliaprezzi (DL 21/2022) e DL Aiuti (DL 50/2022): Contributo di solidarietà

Il combinato disposto dell'Art. 37 del DL 21/2022 (Convertito in legge, in vigore dal 21 maggio 2022) come modificato da art. 55 DL 50/2022 prevede l'erogazione di un c.d. "Contributo di solidarietà", ovvero un contributo straordinario sui cosiddetti extra-profitti delle aziende energetiche, pari al 25% dell'incremento (se maggiore del 10% e maggiore di 5 milioni di euro) della differenza fra operazioni attive e passive del periodo 1° ottobre 2021 – 30 aprile 2022 rispetto a quelle del periodo 1° ottobre 2020 – 30 aprile 2021.

Il contributo è dovuto dai soggetti che esercitano, per la successiva vendita dei beni, l'attività di produzione di energia elettrica, l'attività di produzione di gas metano o di estrazione di gas naturale, dai rivenditori di energia elettrica di gas metano e di gas naturale e dagli esercenti l'attività di produzione, distribuzione e commercio di prodotti petroliferi. Il contributo è dovuto, altresì, dai soggetti che, per la successiva rivendita, importano a titolo definitivo energia elettrica, gas naturale o gas metano, prodotti petroliferi o che introducono nel territorio dello Stato detti beni provenienti da altri Stati dell'Unione europea.

Concessioni idroelettriche

Concessioni di grande derivazione ad uso idroelettrico

Con riferimento alla L.R. Regione Piemonte n. 26/2020 "Assegnazione delle grandi derivazioni ad uso idroelettrico", emanata in dichiarata attuazione del nuovo art. 12 D.lgs. n. 79/1999, così come modificato dall'art. 11 quater del DL n. 135/2018 convertito in Legge n. 12/2019, che ha introdotto la disciplina del canone annuale per le concessioni di Grande Derivazione a scopo idroelettrico applicabile dal 2021, è tuttora pendente il ricorso da parte del Governo davanti alla Corte Costituzionale.

Sono stati pubblicati i Regolamenti Regionali del 18 dicembre 2020 n. 5/R (disciplina dei canoni) e n. 6/R (obbligo di fornitura di energia a titolo gratuito dagli impianti di grande derivazione idroelettrica), emanati in attuazione dell'art. 21 della LR 26/2020.

La Delibera Giunta n. 12-4729/2022, inoltre, approva lo schema di convenzione quadro Regione Piemonte - Società Committenza Regione Piemonte per supporto attuazione Legge 26/2020.

Il 22 giugno 2022, n. 212 è stato pubblicato dalla Regione Piemonte il DDL recante "Modifiche alla legge regionale 29 ottobre 2020, n. 26 (Assegnazione delle grandi derivazioni ad uso idroelettrico)", che, in particolare, risolve il contenzioso Stato-Regione relativo ai processi di indizione delle gare sulle concessioni di grande derivazione ad uso idroelettrico e prevede la forma del Partenariato Pubblico-Privato fra le forme di affidamento delle concessioni.

Reti elettriche

Delibere 232/2022/R/eel e 281/2022/R/ee – Energia reattiva

La Del. 232/2022 ha previsto:

- da aprile 2023 l'applicazione di corrispettivi solo in fascia F3 agli utenti/interconnessioni in BT ed MT;
- da luglio 2022 la comunicazione dai DSO, tramite il SII, delle misure dell'energia reattiva immessa a tutti i Clienti Finali (dalla BT oltre 16,5 kW) e, individualmente, ai Clienti finali in MT;
- entro febbraio 2023 il contatto dei DSO ai principali clienti finali in MT per incentivare loro comportamenti virtuosi che ne diminuiscano le immissioni di energia reattiva sulla rete.

La recente del. 281/2022 ha confermato l'assenza per il 2022 di corrispettivi per immissioni di energia reattiva da parte degli utenti/interconnessioni in AT, alla luce dei rallentamenti occorsi nelle analisi di Terna.

Delibere 35/2022/R/eel, 141/2022/R/com e del. 295/2022/R/com – Modifiche alle tariffe degli utenti

Le delibere in oggetto hanno previsto l'annullamento degli oneri generali di sistema fino al 30 giugno 2022 per tutte le tipologie di utenza, in estensione quindi alle previsioni già in essere per il 2021 per alcuni tipi di utenti in bassa tensione (dell. 279/2021 e 124/2021). La recente del. 295/2022/R/com conferma – a condizione della pubblicazione, in senso conforme, del DL 30 giugno 2022 in Gazzetta Ufficiale - anche per il trimestre luglio-settembre 2022 l'annullamento di tali oneri.

Documento di consultazione 284/2022/R/eel – Piani di messa in servizio 2G

Il recente DCO 284/2022, prendendo atto dei problemi sulle consegne 2022 dei 2G/Concentratori dovuti alla crisi economica e internazionale, pone in consultazione alcune misure per ridurre eventuali penali in carico ai DSO nel caso di avanzamento del piano di messa in servizio 2022 non in linea con le previsioni. Nello specifico, propone due alternative per il 2022 (sospensione delle penali o estensione delle franchigie) e la possibilità di compensare ritardi nelle installazioni del 2021 con volumi di installazioni oltre il 105% sul cumulato installato nei due anni 2021 e 2023. Inoltre, propone una deroga transitoria al criterio di “messa a regime” dei territori significativamente rilevanti. Per i soli DSO fino a 100.000 utenti propone un preavviso ridotto (tre mesi al posto dei formali sei) agli utenti dell’avvio della fase massiva.

Delibera 295/2022/R/com – Nuovi bonus sociali integrativi

L’ulteriore componente compensativa introdotta il 1° ottobre 2021 è stata confermata per l’anno in corso fino a settembre 2022.

Delibera 119/2022/R/eel – Presentazione istanze DSO per Oneri di sistema e di rete dal 2022

Dopo consultazione, la del. 119/2022 approva il meccanismo unificato con cui i DSO possono presentare a CSEA annualmente istanze per ricevere il reintegro dei crediti per crediti scaduti relativi a Oneri Generali di Sistema (OGS) e Oneri di Rete (OdR) nei confronti di Venditori. Nello specifico, sono introdotti incentivi nel caso di accordi transattivi raggiunti con i venditori, è prevista una franchigia del 10% per i crediti di OdR ed è prevista una decurtazione (pari a $0,00225 \times \text{Vincolo ricavi del DSO}$) da applicare al reintegro degli OdR biennali.

Delibera 117/2022/R/eel – Perequazione delta perdite 2022-2023

A valle del DCO 602/2021, la del. 117/2022 dispone la necessità di proseguire il percorso di efficientamento delle perdite commerciali standard della perequazione delta perdite 2022-2023. Rispetto al DCO, viene però introdotto un tetto al valore unitario dell’energia elettrica per valorizzare il delta perdite (pari alla media aritmetica dei Prezzi di mercato applicati dall’Acquirente Unico medi degli anni 2016-2021), sia per il 2022 sia per il 2023.

DM 6 e 7 aprile 2022 su interventi Smart Grid e Resilienza

E’ stato pubblicato il provvedimento ministeriale per promuovere interventi per migliorare la resilienza della rete elettrica di distribuzione a eventi meteorologici estremi, da finanziare nell’ambito del PNRR.

La dotazione complessiva per i distributori è pari a 350 milioni di euro, di cui almeno 140 milioni, pari al 40% del totale, riservato alle regioni del Mezzogiorno. Per la realizzazione degli interventi è stabilito un costo unitario massimo pari a euro 125.000,00/Km di rete beneficiata.

Per quanto riguarda le Smart grid, le risorse stanziare dal decreto sono 3,6 miliardi di euro, di cui oltre 1,6 miliardi (45% del totale) riservati a interventi nelle regioni del Mezzogiorno. I fondi sono destinati per un miliardo di euro all’incremento di Hosting Capacity e per circa 2,6 miliardi di euro all’ elettrificazione dei consumi. Nel primo caso l’obiettivo è rafforzare la capacità di ospitare e integrare ulteriore generazione distribuita da fonti rinnovabili per 4.000 MW attraverso interventi smart grid (rafforzamento infrastrutturale e digitalizzazione), con costo massimo di 250.000 €/MW. Nel secondo caso l’obiettivo è aumentare la potenza disposizione di almeno 1.500.000 abitanti per favorire l’elettrificazione dei consumi energetici.

A fine giugno il MiTE ha pubblicato i bandi, contenenti i criteri che gli operatori dovranno seguire per presentare proposte per accedere ai finanziamenti fino al 3 ottobre 2022.

EFFICIENZA ENERGETICA

Superbonus ed altri bonus edilizi

Decreto Legge n. 77/2020 (cd. Rilancio) e Leggi di Bilancio

Il DL ha previsto l’incremento della detrazione al 110% per le spese sostenute dal 1° luglio 2020 al 31 dicembre 2021 a fronte di specifici interventi (efficienza energetica, rischio sismico, installazione impianti fotovoltaici, installazione infrastrutture di ricarica per veicoli elettrici), con fruizione della detrazione in 5 rate annuali di pari importo o opzione per la trasformazione in credito d’imposta o sconto per l’importo corrispondente alla detrazione.

La legge di Bilancio 2022 ha previsto le seguenti disposizioni:

- Superbonus del 110% prorogato anche per i lavori trainati, con estensione al Terzo Settore, a fine 2023 (riduzione a 70% nel 2024 e a 65% nel 2025) per lavori dei condomini su parti comuni condominiali e dei condòmini sugli appartamenti. Per unità unifamiliari proroga superbonus 110% al 31 dicembre 2022, condizionata ad effettuazione lavori per almeno 30% del totale entro il 30 giugno 2022 (in base a SAL);
- installazione impianti fotovoltaici: proroga detrazione al 110% al 30 giugno 2022;
- aggiornamento del riferimento per i fattori di conversione in energia primaria da applicarsi per gli A.P.E. allegati all'asseverazione necessaria per fruire del Superbonus;
- detraibilità spese per rilascio visto di conformità e attestazioni/asseverazioni. Le detrazioni non si applicano a interventi (i) di edilizia libera e (ii) di importo < 10 k€, su singole unità o su parti comuni, esclusi interventi su facciate edifici zona A o B;
- Ecobonus (efficienza energetica e ristrutturazione edilizia): proroga detrazioni al 31 dicembre 2024;
- Bonus facciate: rimodulazione da 90% a 60% su intero 2022;
- proroga opzione per cessione credito o sconto in fattura al 2025 per Superbonus, al 2024 per interventi edilizi "ordinari" (Ecobonus, Sismabonus, ristrutturazioni, bonus facciate, installazione di colonnine e pannelli fotovoltaici);
- abrogazione DL n. 157/2021 (Antifrodi) con recepimento del testo, incluso riferimento, pro asseverazione congruità spese, ai valori massimi (DM MiTE approvato il 14 febbraio 2022).

In merito, il DL Sostegni TER (DL 4/2022) ha inoltre previsto le seguenti disposizioni:

- vengono consentite, dopo l'opzione per il contributo come sconto in fattura o cessione del credito, due ulteriori cessioni piene (non parziali), solo per istituti di credito, intermediari finanziari abilitati, società di gruppi bancari "vigilati" e imprese di assicurazioni autorizzate in Italia;
- il riconoscimento dei benefici fiscali relativi ai bonus edilizi viene subordinato all'indicazione, nell'atto di affidamento dei lavori, che i datori di lavoro applicano contratti collettivi del settore edile, nazionali e territoriali.

Il DL Energia 17/2022 ha infine disposto che il credito fiscale sia cedibile una ulteriore volta, rispetto alle tre già previste, mentre il DL Aiuti (DL50/2022) proroga il superbonus per le villette: per le abitazioni unifamiliari la scadenza per raggiungere il SAL del 30 per cento passa dal 30 giugno al 30 settembre, per godere dell'agevolazione sulle spese sostenute fino al 31 dicembre 2022.

TELERISCALDAMENTO

Delibera 478/2020/R/tlr – Regolazione della misura nel servizio di teleriscaldamento e teleraffrescamento per il periodo di regolazione 1° gennaio 2022 - 31 dicembre 2024

La deliberazione definisce la disciplina della qualità della misura nel servizio di teleriscaldamento, integrando la regolazione della qualità commerciale del servizio, per il periodo di regolazione 1° gennaio 2022 - 31 dicembre 2024.

Delibera 463/2021/R/tlr - Disposizioni in materia di contributi di allacciamento e modalità per l'esercizio del diritto di recesso per il secondo periodo di regolazione

Si tratta dell'aggiornamento del TUAR, il testo unico dei corrispettivi di allacciamento, per il periodo di regolamentazione 1° gennaio 2022 - 31 dicembre 2025.

Delibera 526/2021/R/tlr - Disposizioni in materia di qualità commerciale dei servizi di teleriscaldamento e teleraffrescamento per il secondo periodo di regolazione

Si tratta dell'aggiornamento della disciplina della qualità commerciale del teleriscaldamento (RQCT) per il periodo di regolamentazione 1° gennaio 2022 - 31 dicembre 2025.

RIFIUTI

Delibera 15/2022/R/rif su regolazione della qualità contrattuale e tecnica del servizio di gestione dei rifiuti urbani

Il provvedimento, pubblicato il 28 gennaio 2022 a seguito di due momenti di consultazione (72/2021/R/rif e 422/2021/R/rif), prevede l'introduzione dal 1° gennaio 2023 di un set di obblighi di servizio di qualità

contrattuale e tecnica, minimi ed omogenei per tutte le gestioni, affiancati da indicatori e relativi standard generali differenziati per quattro schemi regolatori (individuati dall'Ente territoriale competente entro il marzo 2022 in base al livello di partenza della gestione). Il posizionamento del gestore nella matrice degli schemi regolatori determinerà gli obblighi di qualità per tutta la durata del PEF 2022-2025, consentendone anche la relativa valorizzazione economica per l'eventuale adeguamento agli obblighi.

L'Ente può anche prevedere la definizione di standard migliorativi e/o ulteriori rispetto a quanto previsto dal Testo Unico per la regolazione della qualità nel settore dei rifiuti (TQRIF); inoltre la delibera 15/2022 integra alcune disposizioni in materia di trasparenza.

Legge di Bilancio 2022 n. 234/2021

Il decreto contiene varie disposizioni tra le quali la proroga al 1° gennaio 2023 delle disposizioni sul tributo per i manufatti in plastica con singolo impiego, denominato *plastic tax*.

Decreti Ministeriali sull'Economia Circolare (PNRR)

Tramite il DM 396/2021, sono stati stanziati 1.500 milioni di euro, di cui 60% destinati al Centro-Sud, in favore degli Enti di governo degli Ambiti Territoriali Ottimali e dei Comuni per il finanziamento dei seguenti possibili progetti:

- miglioramento e meccanizzazione rete RD rifiuti urbani (max. 1 milione/proposta);
 - impianti di trattamento e riciclo RU provenienti da RD (max. 40 milione/proposta);
- adeguamento impianti esistenti e realizzazione nuovi impianti innovativi di trattamento/riciclaggio per smaltimento materiali assorbenti ad uso personale (PAD), fanghi depurazione, rifiuti pelletteria e tessili (max. 10 milioni/proposta).

Similmente, il DM 397/2021 ha previsto lo stanziamento di 600 milioni di euro, di cui 60% destinati al Centro-Sud, in favore delle imprese per il finanziamento dei seguenti possibili progetti:

- adeguamento impianti esistenti e realizzazione nuovi impianti per i) raccolta, logistica e riciclo dei RAEE (150 milioni, di cui 60 milioni al Nord); ii) raccolta, logistica e riciclo rifiuti carta e cartone (150 milioni, di cui 60 milioni al Nord);
- realizzazione di nuovi impianti per il riciclo dei rifiuti plastici (attraverso riciclo meccanico, chimico, "Plastic Hubs") con un contributo complessivo 150 milioni (di cui 60 milioni al Nord);
- infrastrutturazione raccolta delle frazioni di tessili pre e post consumo, ammodernamento impiantistica e realizzazione di nuovi impianti di riciclo delle frazioni tessili con un contributo di 150 milioni (di cui 60 milioni al Nord).

A seguito della pubblicazione e dell'adesione ai Bandi e Avvisi legati alle procedure di attivazione/ selezione progetti PNRR (sul portale "Italia Domani"), sono in corso le valutazioni da parte della Commissione Esaminatrice che dovrebbe esprimersi entro il 30 settembre 2022.

Strategia Nazionale per l'Economia Circolare (SEC)

La strategia, approvata con DM 259 del 24 giugno 2022 è un documento programmatico, all'interno del quale sono individuate le azioni, gli obiettivi e le misure che si intendono perseguire nella definizione delle politiche istituzionali volte ad assicurare un'effettiva transizione verso un'economia di tipo circolare (costituisce una delle riforme strutturali del PNRR nonché strumento fondamentale per il raggiungimento degli obiettivi di neutralità climatica al 2035).

In particolare, la SEC intende definire gli strumenti amministrativi e fiscali per potenziare il mercato delle materie prime seconde, affinché siano competitive in termini di disponibilità, prestazioni e costi rispetto alle materie prime vergini.

Programma Nazionale Gestione Rifiuti (PNGR)

Il PNGR è uno strumento di pianificazione nazionale Introdotto dal D.Lgs. 116/2020 e rappresenta uno dei pilastri strategici e attuativi della Strategia Nazionale per l'Economia Circolare. A dicembre 2021 è stato presentato dal MiTE il Rapporto Preliminare Ambientale, nell'ambito della procedura di Valutazione Ambientale Strategica (VAS), e nel marzo del 2022 si è svolta la fase di consultazione pubblica; con il DM 257 del 24 giugno 2022 il PNGR è stato adottato ufficialmente, con valenza nel periodo temporale di 6 anni (2022-2028).

Il PNGR è uno strumento di indirizzo delle Regioni nella pianificazione della gestione dei rifiuti: entro 18 mesi tutte le Regioni dovranno aggiornare i propri Piani indicando, tra l'altro, anche target intermedi nel

periodo 2023- 2028 per compliance con gli obiettivi ambientali europei del tasso di smaltimento in discarica al 2035).

Relativamente alla pianificazione a livello regionale si segnala per ciascuna regione di operatività del Gruppo lo stato di avanzamento:

- Regione Puglia: approvazione del Piano 2021-2025 il 14 dicembre 2021;
- Regione Emilia-Romagna: formulata proposta all'Assemblea Legislativa per successiva approvazione definitiva del Piano (PRRB) 2022-2027 (prevista approvazione nel 2022);
- Regione Liguria: a seguito del positivo esito della VAS (nel maggio 2022), formulata proposta al Consiglio Regionale per definitiva approvazione del Piano 2021-2026 (prevista approvazione nel corso del 2022);
- Regione Piemonte: Adozione del Piano regionale di gestione dei Rifiuti Urbani e di Bonifica delle Aree Inquinata (PRUBAI) e in corso fase di consultazione ai fini della Valutazione Ambientale Strategica;
- Regione Toscana: avviato iter di aggiornamento.

SERVIZIO IDRICO

Delibera 229/2022 Revisione dei criteri di riconoscimento dei costi di energia elettrica

A seguito dell'ordinanza del TAR Lombardia in accoglimento dell'istanza cautelare presentata da vari operatori del servizio, ARERA a fine marzo 2022 ha avviato procedimento volto alla revisione dei criteri di riconoscimento dei costi di energia elettrica per l'esercizio 2022 previsti dalla delibera ARERA 639/21. Nell'ambito di tale procedimento l'Autorità ha pubblicato documento di consultazione per chiedere ai soggetti interessati osservazioni e contributi circa le proposte da essa formulate.

La delibera di chiusura del procedimento ha previsto a) la possibilità che gli operatori presentino istanza per la copertura di costi di energia elettrica del 2021 in eccesso rispetto ai criteri standard previsti dall'Autorità (costo massimo riconosciuto pari al 110% del costo medio nazionale rilevato dall'Autorità), b) l'istituzione di una raccolta dati annuale circa i costi di energia elettrica, da effettuarsi nei primi mesi successivi dell'anno successivo a quello di riferimento, c) la possibilità, sotto stringenti condizioni, di richiedere finanziamento da parte di CSEA per reperire risorse per l'acquisto di energia elettrica. L'Autorità si è infine dichiarata disponibile ad ulteriori interventi qualora ne emergessero le necessità.

Delibera 98/22 e 183/22 Determinazioni quantitative circa premi-penali RQTI 2018-2019

Con delibera 98/22 ARERA ha approvato la nota metodologica in esito alle risultanze istruttorie preliminari nell'ambito del procedimento per le valutazioni quantitative previste dal meccanismo incentivante della regolazione della qualità tecnica RQTI per il biennio 2018-2019, avviato con deliberazione dell'Autorità 46/20. Con la successiva delibera 183/22 sono stati approvati i relativi risultati finali derivanti dall'applicazione del suddetto meccanismo premiante.

ALTRI TEMI TRASVERSALI

Incentivi

Delibera 292/2022/R/efr – Contributo ai distributori relativo al meccanismo dei TEE per l'anno d'obbligo 2021

La delibera ha definito il contributo tariffario unitario e il corrispettivo addizionale unitario per l'anno d'obbligo 2021, rispettivamente pari a 250 €/TEE e 3,44€/TEE.

CONCESSIONI E AFFIDAMENTI DEL GRUPPO IREN

Si riportano di seguito le variazioni intervenute nel primo semestre 2022 al perimetro delle concessioni e degli affidamenti in capo ai settori di attività del Gruppo.

TELERISCALDAMENTO

In data 2 maggio 2022 Iren Energia ha acquisito il 100% delle quote di Dogliani Energia S.r.l., società già autorizzata alla costruzione ed esercizio di una centrale di cogenerazione con annessa rete di teleriscaldamento nell'area urbana del comune di Dogliani (CN).

GESTIONE SERVIZI AMBIENTALI

L'RTI composta da ASM Vercelli (capogruppo), San Germano e Rimeco è risultata aggiudicataria del contratto di appalto per la gestione dei servizi ambientali nei comuni del vercellese afferenti al consorzio C.O.Ve.Va.R. (Albano Vercellese, Alice Castello, Arborio, Balocco, Borgo D'Ale, Buronzo, Carisio, Casanova Elvo, Collobiano, Crova, Formigliana, Gattinara, Ghislarengo, Greggio, Lenta, Lozzolo, Moncrivello, Olcenengo, Oldenico, Quinto Vercellese, Roasio, Rovasenda, Salasco, San Germano Vercellese, San Giacomo Vercellese, Santhià, Tronzano Vercellese e Villarboit). L'affidamento ha validità dal 1° gennaio 2022 al 31 dicembre 2030, con possibilità di proroga di ulteriori 12 mesi.

Servizi al Comune di Torino

Con determina dirigenziale del 2 marzo 2022 e successiva determinazione dirigenziale del 9 giugno, il Comune di Torino ha aggiudicato in modo definitivo ad Iren Smart Solutions l'affidamento in concessione, mediante Finanza di Progetto, dell'attività di riqualificazione impiantistica ed energetica finalizzata all'efficientamento degli immobili di proprietà del medesimo Comune, comprensiva della gestione e della manutenzione. La convenzione di affidamento della concessione, di durata ventisette anni dalla data di sottoscrizione del verbale di presa in carico degli impianti, è stata sottoscritta in data 30 giugno 2022.

PERSONALE

Al 30 giugno 2022 risultano in forza al Gruppo Iren 9.345 dipendenti, in aumento rispetto ai 9.055 dipendenti al 31 dicembre 2021, come risulta dalla seguente tabella, suddivisa per Holding e Business Unit.

Società	Organico al 30.06.2022	Organico al 31.12.2021
Iren S.p.A.	1.099	1.074
IRETI e controllate	2.208	2.166
Iren Ambiente e controllate	4.303	4.178
Iren Energia e controllate	1.140	1.084
Iren Mercato e controllate	595	553
Totale	9.345	9.055

Le variazioni nella consistenza dell'organico rispetto al 31 dicembre 2021 sono principalmente riconducibili:

- all'avvio/conclusione di servizi svolti in appalto da San Germano;
- alla prosecuzione del piano di ricambio generazionale, con un consistente numero di assunzioni dal mercato del lavoro;
- all'acquisizione, ad aprile 2022, da parte di Iren Mercato di Alegas, per complessive 11 risorse.

