



Relazione Finanziaria Semestrale al 30 giugno 2026





iren

Sommario

INTRODUZIONE.....	3
Cariche sociali	4
Azionariato.....	5
Missione e Visione del Gruppo Iren.....	6
Il Gruppo Iren in cifre: Highlights Primo Semestre 2026.....	8
Il modello di business del Gruppo Iren.....	10
Informazioni sul titolo Iren nel Primo Semestre 2026.....	14
RELAZIONE SULLA GESTIONE AL 30 GIUGNO 2026	17
Scenario di mercato	18
Fatti di rilievo del periodo.....	24
Indicatori Alternativi di Performance	26
Situazione economica, patrimoniale e finanziaria del Gruppo Iren.....	28
Analisi per settori di attività	34
Gestione finanziaria.....	43
Fatti di rilievo intervenuti dopo la chiusura del periodo ed evoluzione prevedibile della gestione.....	45
Rischi e incertezze.....	46
Rapporti con parti correlate	51
Quadro normativo e regolatorio.....	52
Personale	71
BILANCIO CONSOLIDATO SEMESTRALE ABBREVIATO E NOTE ILLUSTRATIVE AL 30 GIUGNO 2026.....	73
Prospetto della Situazione Patrimoniale-Finanziaria	74
Prospetto di Conto Economico.....	76
Prospetto delle altre componenti di Conto Economico Complessivo	77
Prospetto delle variazioni delle voci di Patrimonio Netto	78
Rendiconto Finanziario.....	80
Note Illustrative.....	81
I. Contenuto e forma del Bilancio Consolidato Semestrale Abbreviato.....	81
II. Principi di consolidamento	83
III. Area di consolidamento.....	85
IV. Aggregazioni aziendali.....	87
V. Gestione dei rischi finanziari del Gruppo	87
VI. Informativa sui rapporti con parti correlate	96
VII. Fatti di rilievo intervenuti dopo la chiusura del periodo	98
VIII. Altre informazioni	98
IX. Informazioni sulla Situazione Patrimoniale-Finanziaria.....	99
X. Informazioni sul Conto Economico.....	126
XI. Garanzie, impegni e passività potenziali.....	134
XII. Informativa per settori di attività	136
XIII. Allegati al Bilancio Consolidato Semestrale Abbreviato.....	138
Attestazione del Bilancio Semestrale Abbreviato ai sensi dell'art. 154-bis del D.Lgs. 58/1998	148
Relazione di revisione contabile limitata sul Bilancio Consolidato Semestrale Abbreviato	149



Introduzione

1

Cariche sociali

Consiglio Amministrazione ⁽¹⁾

Presidente

Luca Dal Fabbro ⁽²⁾

Vice Presidente

Moris Ferretti ⁽³⁾

Amministratore Delegato e Direttore Generale

Gianluca Bufo ⁽⁴⁾

Consiglieri

Sandro Mario Biasotti ⁽⁵⁾

Stefano Borotti ⁽⁶⁾

Francesca Culasso ⁽⁷⁾

Daniele De Giovanni ⁽⁸⁾

Paola Girdinio ⁽⁹⁾

Giacomo Malmesi ⁽¹⁰⁾

Giuliana Mattiazzo ⁽¹¹⁾

Patrizia Paglia ⁽¹²⁾

Davide Piccioli ⁽¹³⁾

Cristina Repetto ⁽¹⁴⁾

Elisabetta Ripa ⁽¹⁵⁾

Elisa Rocchi ⁽¹⁶⁾

Collegio Sindacale ⁽¹⁷⁾

Presidente

Sonia Ferrero

Sindaci effettivi

Ugo Ballerini

Donatella Busso

Simone Caprari

Fabrizio Riccardo Di Giusto

Sindaci supplenti

Lucia Tacchino

Carlo Bellavite Pellegrini

Società di Revisione

KPMG S.p.A. ⁽¹⁸⁾

Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili e societari

Giovanni Gazza

Dirigente incaricato dell'attestazione sulla rendicontazione di sostenibilità

Selina Xerra

⁽¹⁾ Nominato dall'Assemblea dei Soci del 24 aprile 2025 per il triennio 2025-2026-2027.

⁽²⁾ Presidente del Consiglio di Amministrazione nel triennio 2022-2024 e confermato nella stessa carica per il triennio 2025-2027 dall'Assemblea dei Soci del 24 aprile 2025. Con deliberazione assunta dal Consiglio di Amministrazione di Iren S.p.A. tenutosi lo stesso 24 aprile 2025, l'ing. Dal Fabbro è stato confermato, altresì, quale Direttore Strategico Finanza, Strategie Aree Delegate.

⁽³⁾ Vice Presidente del Consiglio di Amministrazione nei trienni 2019-2021 e 2022-2024 e confermato nella stessa carica per il triennio 2025-2027 dal Consiglio di Amministrazione del 24 aprile 2025. Con deliberazione assunta dal Consiglio di Amministrazione di Iren S.p.A. tenutosi lo stesso 24 aprile 2025, il dott. Ferretti è stato confermato, altresì, quale Direttore Strategico Risorse Umane, Corporate Social Responsibility e Strategie Aree Delegate.

⁽⁴⁾ Amministratore Delegato e Direttore Generale a partire la 10 settembre 2024 e confermato nella stessa carica per il triennio 2025-2027 dal Consiglio di Amministrazione di Iren S.p.A. del 24 aprile 2025.

⁽⁵⁾ Componente del Comitato per le Operazioni con Parti Correlate.

⁽⁶⁾ Componente del Comitato Controllo, Rischi e Sostenibilità.

⁽⁷⁾ Presidente del Comitato Controllo, Rischi e Sostenibilità (carica già rivestita nel triennio 2022-2024).

⁽⁸⁾ Componente del Comitato Controllo, Rischi e Sostenibilità.

⁽⁹⁾ Componente del Comitato Controllo, Rischi e Sostenibilità (carica già rivestita dal 10 settembre 2024).

⁽¹⁰⁾ Componente del Comitato per la Remunerazione e le Nomine.

⁽¹¹⁾ Componente del Comitato per le Operazioni con Parti Correlate (carica già rivestita nel triennio 2022-2024) e *Lead Independent Director* della Società dal 30 ottobre 2025.

⁽¹²⁾ Componente del Comitato per la Remunerazione e le Nomine (carica già rivestita nel triennio 2022-2024).

⁽¹³⁾ Componente del Comitato per la Remunerazione e le Nomine.

⁽¹⁴⁾ Componente del Comitato per le Operazioni con Parti Correlate (carica già rivestita nel triennio 2022-2024).

⁽¹⁵⁾ Presidente del Comitato per le Operazioni con Parti Correlate.

⁽¹⁶⁾ Presidente del Comitato per la Remunerazione e le Nomine.

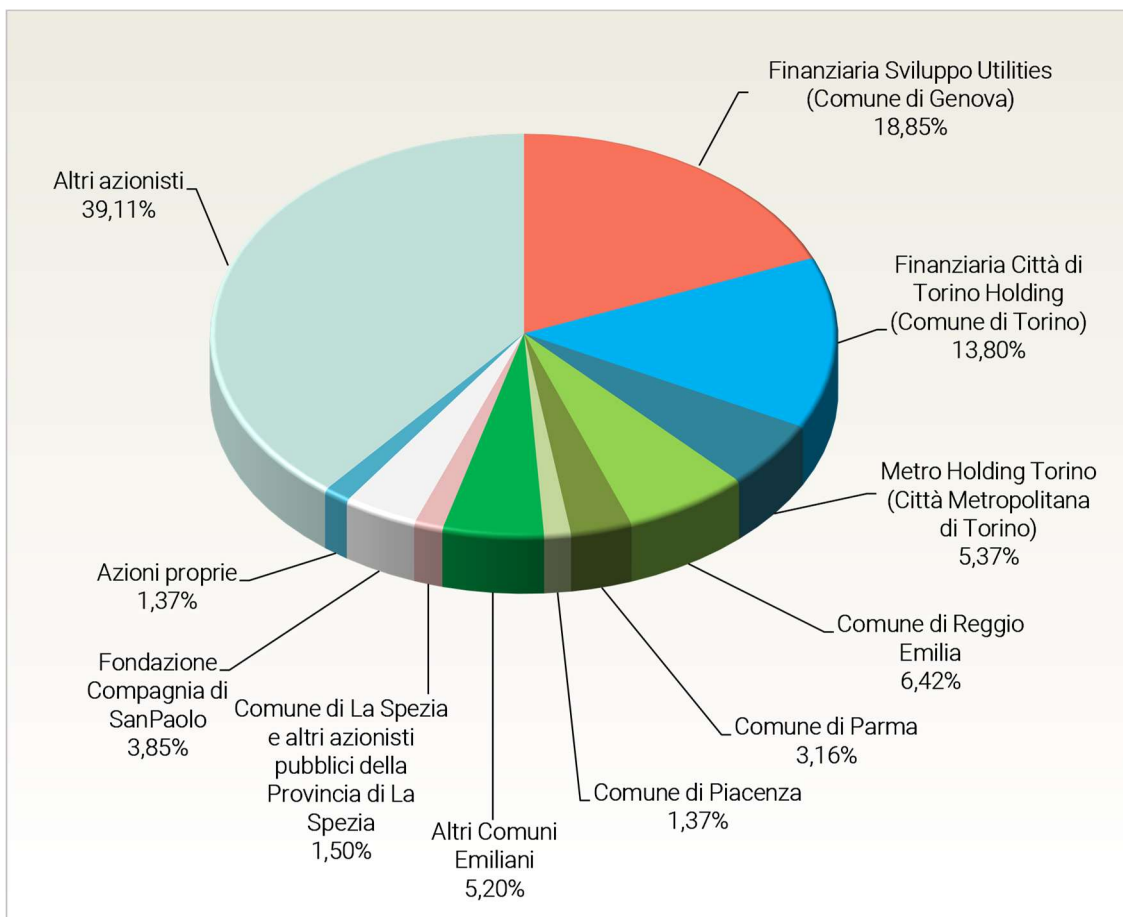
⁽¹⁷⁾ Nominato dall'Assemblea dei Soci del 27 giugno 2024 per il triennio 2024-2025-2026.

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

Azionariato

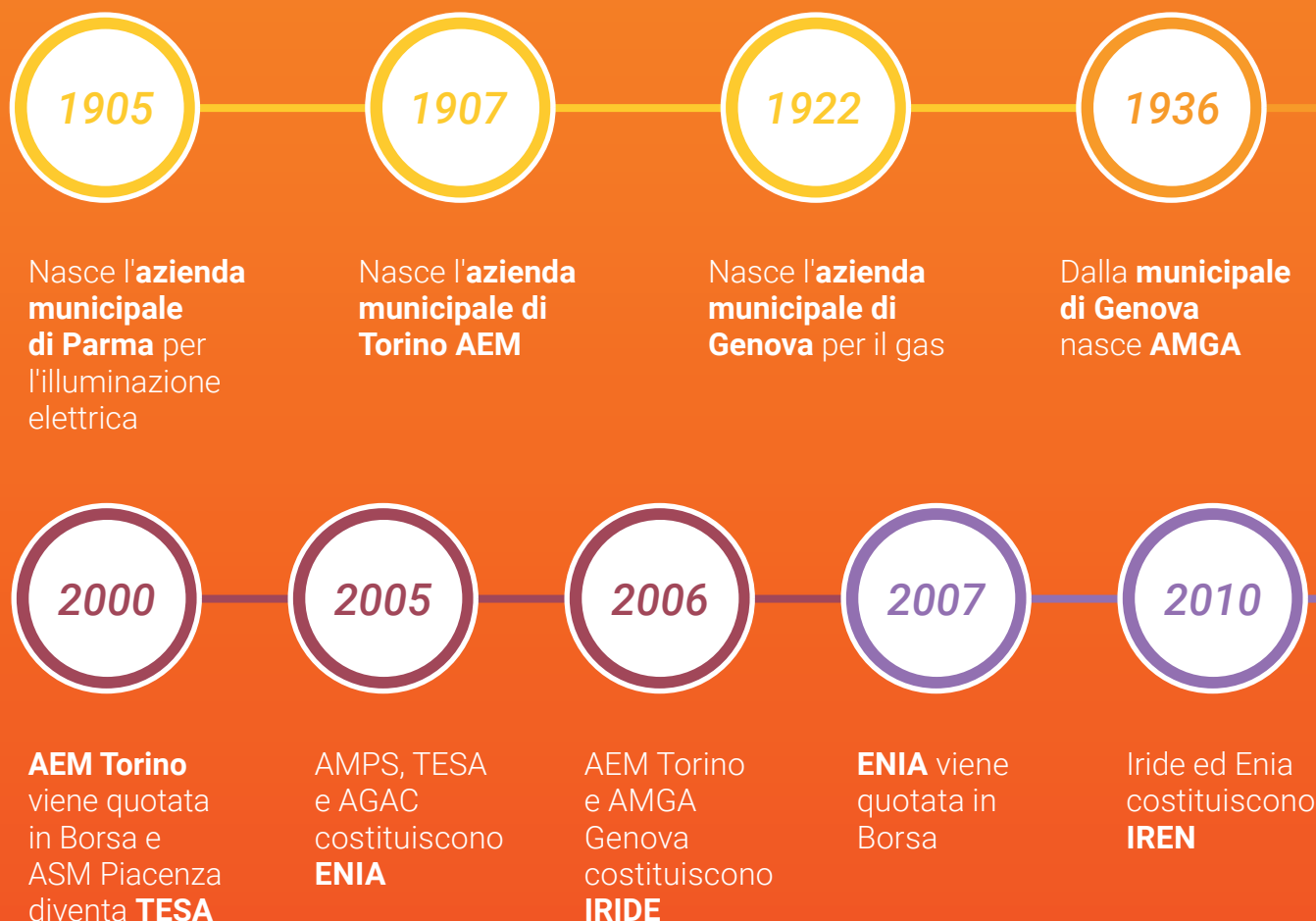
Il Capitale Sociale della Società si attesta a 1.300.931.377 euro interamente versati, ed è costituito da azioni ordinarie del valore nominale di 1 euro ciascuna.

Al 30 giugno 2026, 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.



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



1996

AMGA Genova
viene
quotata in
Borsa



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



2022

Nasce
Iren Green
Generation
per lo
sviluppo
delle
rinnovabili



2025

2025
EGEA entra
nel Gruppo

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.

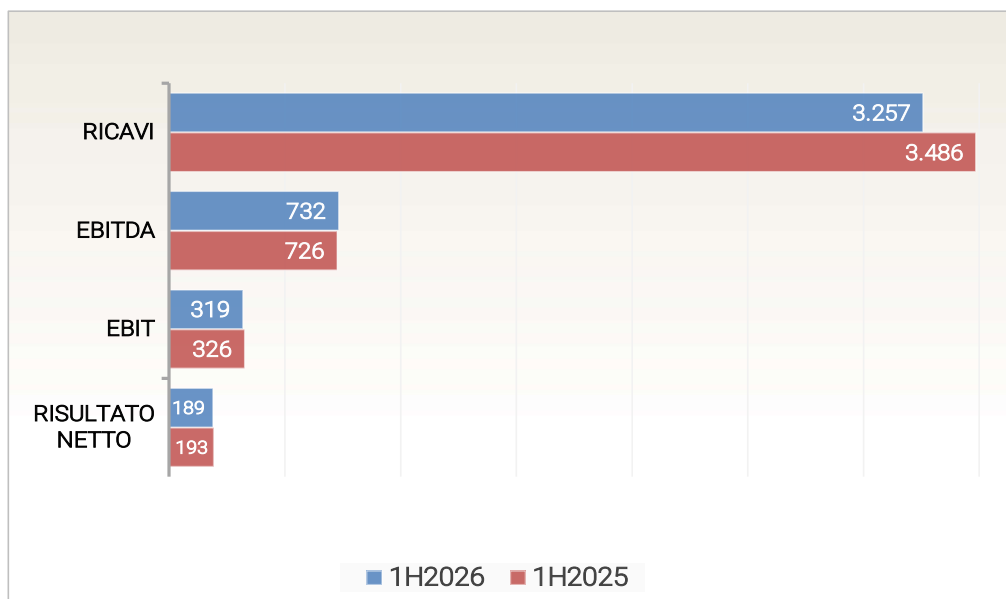
Per tutti, ogni giorno.

Il Gruppo Iren in cifre: Highlights Primo Semestre 2026

Dati economici

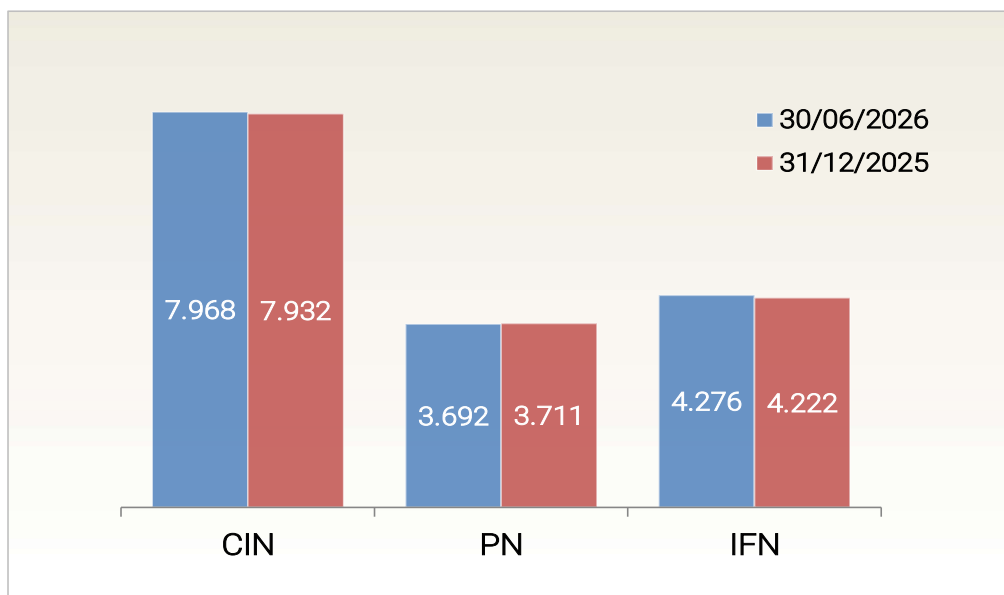
	Primo semestre 2026	Primo semestre 2025	Variaz. %
milioni di euro			
Ricavi	3.257,0	3.485,6	(6,6)
EBITDA	732,1	726,2	0,8
EBIT	318,5	326,3	(2,4)
Risultato netto	188,8	192,8	(2,1)
EBITDA Margin (EBITDA/Ricavi)	22,5%	20,8%	

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



Dati patrimoniali

	30.06.2026	31.12.2025	Variaz. %
milioni di euro			
Capitale Investito Netto (CIN)	7.967,5	7.932,3	0,4
Patrimonio Netto (PN)	3.691,6	3.710,6	(0,5)
Indebitamento Finanziario Netto (IFN)	4.275,9	4.221,7	1,3
Debt/Equity (Indebitamento Finanziario Netto / Patrimonio Netto)	1,16	1,14	

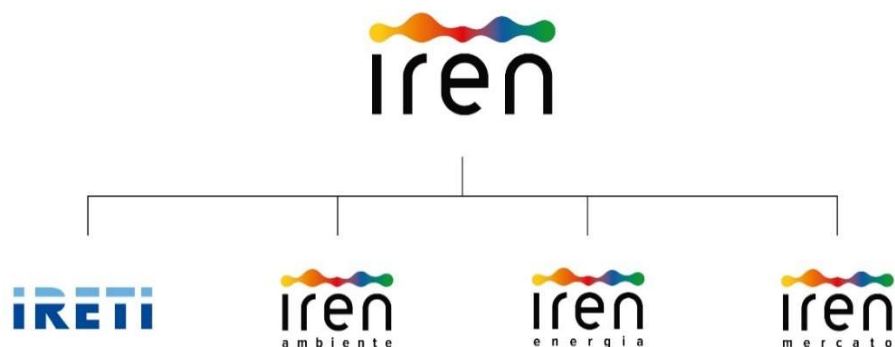


Dati tecnici e commerciali

	Primo Semestre 2026	Primo Semestre 2025	Variaz. %
Energia elettrica prodotta (GWh)	4.734,0	4.700,9	0,7
Energia termica prodotta (GWht)	1.738,7	1.806,1	(3,7)
Energia elettrica distribuita (GWh)	1.900,5	1.737,4	9,4
Gas distribuito (Mmc)	635,1	641,6	(1,0)
Acqua venduta (Mmc)	92,0	92,9	(1,0)
Energia elettrica venduta (GWh)	6.234,2	7.433,1	(16,1)
Gas venduto (Mmc) (*)	1.216,2	1.231,4	(1,2)
Volumetria teleriscaldati (Mmc)	115,5	113,5	1,8
Rifiuti gestiti (ton)	1.935.248	2.092.674	(7,5)

* di cui per usi interni di generazione elettrica e termica 765,8 Mmc nel Primo Semestre 2026 (732,2 Mmc nel Primo Semestre 2025, +4,6%)

Il modello di business del Gruppo Iren



Il Gruppo Iren, che al 30 giugno 2026 conta 11.598 dipendenti, opera in Italia nei settori dell'energia elettrica (produzione, distribuzione e vendita), del teleriscaldamento (produzione, distribuzione e vendita di calore), del gas (distribuzione e vendita), della gestione dei servizi idrici integrati, dei servizi ambientali (raccolta e smaltimento dei rifiuti) e delle soluzioni integrate (*smart solutions*) per l'efficienza energetica. Il Gruppo opera prevalentemente sul mercato italiano, in diverse regioni, servendo una base diversificata di clienti: domestici, imprese e Pubbliche Amministrazioni.

Il Gruppo, che adotta un assetto volto all'integrazione delle diverse filiere di business e al rafforzamento del radicamento territoriale, è strutturato secondo il modello di:

- una Holding industriale (la capogruppo Iren S.p.A., quotata alla Borsa Italiana, con sede legale a Reggio Emilia) che raggruppa tutte le attività di staff corporate;
- quattro Business Unit (BU) governate da quattro Società capofiliera, che presidiano le attività per linea di business secondo un modello fondato su competenze e digitalizzazione dei processi, fortemente scalabile con l'immediata integrazione di tutte le realtà acquisite.

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

BU Reti	• servizio idrico integrato • distribuzione gas • distribuzione energia elettrica
BU Ambiente	• raccolta e trasporto dei rifiuti • igiene urbana • progettazione e gestione degli impianti di trattamento e smaltimento rifiuti
BU Energia	• produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili • cogenerazione elettrica e termica • produzione termoelettrica • gestione del teleriscaldamento • smart solutions: servizi per l'efficienza energetica, illuminazione pubblica, servizi di global service e gestione calore
BU Mercato	• vendita di energia elettrica, gas e calore • prodotti/servizi per il risparmio energetico e la domotica • servizi di mobilità elettrica per i clienti

Il Gruppo offre inoltre una serie di **servizi aggiuntivi**, tra cui laboratori, telecomunicazioni e altri servizi minori, sia per le proprie società sia per clienti esterni.

Di seguito sono riportate alcune informazioni di sintesi sulle dimensioni dell'organizzazione.

BU RETI

Servizio Idrico Integrato

La BU Reti opera nell'ambito dell'approvvigionamento idrico, fognatura e depurazione delle acque reflue nelle province di Genova, Savona, Piacenza, Parma, Reggio Emilia, Vercelli, La Spezia, Enna e Cuneo. Complessivamente, negli Ambiti Territoriali Ottimali (ATO) gestiti, il servizio è svolto in 311 comuni, per oltre 3 milioni di abitanti serviti.

La BU Reti gestisce il servizio attraverso una rete di distribuzione di circa 24 mila chilometri e una rete fognaria di quasi 13 mila chilometri, con oltre 1.500 impianti di depurazione.

Distribuzione gas

Il servizio di distribuzione, gestito in 171 comuni, garantisce il prelievo del gas metano dai gasdotti di SNAM Rete Gas e il trasporto, attraverso le reti locali, per la consegna agli utenti finali. In particolare, la BU Reti distribuisce il gas metano nelle province di Reggio Emilia, Parma e Piacenza (compresi i capoluoghi), nel comune di Genova e in altri comuni liguri, oltre che in diversi comuni piemontesi, fra i quali la città di Vercelli e Alba.

La rete di distribuzione, composta da oltre 9.500 chilometri di rete in alta, media e bassa pressione, serve un bacino di oltre 800 mila punti di riconsegna.

Infine, la BU Reti gestisce la distribuzione e vendita di GPL, in particolare in provincia di Reggio Emilia e in provincia di Genova, attraverso apposite centrali di stoccaggio, ubicate nelle località non ancora raggiunte dalla rete del gas naturale.

Distribuzione di energia elettrica

Con quasi 8.000 chilometri di rete in alta, media e bassa tensione la BU Reti svolge il servizio di distribuzione dell'energia elettrica nelle città di Torino, Parma e Vercelli, per un totale di oltre 700 mila utenze allacciate.

BU AMBIENTE

La Business Unit svolge tutte le attività del ciclo di gestione dei rifiuti urbani (raccolta, selezione, trattamento, 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 e la disponibilità impiantistica per il trattamento, la valorizzazione e lo smaltimento di rifiuti speciali.

Le attività sono declinate in vari contesti territoriali, a partire dallo storico bacino emiliano (province di Reggio Emilia, Parma e Piacenza) per arrivare al Piemonte, in particolare a Torino e in provincia di Vercelli (territori in cui la BU Ambiente è affidataria nel settore della raccolta e presente con impianti di trattamento e smaltimento), oltre che nelle province di Asti e Cuneo, e alla Liguria, negli ambiti della raccolta (provincia di La Spezia) e del trattamento e avvio alla valorizzazione. Inoltre, nell'area toscana la BU Ambiente è presente in tutte le fasi della filiera, con una significativa presenza nelle province di Siena, Grosseto e Arezzo, in cui il Gruppo è altresì gestore del servizio di raccolta. La Business Unit svolge inoltre l'attività di operatore della raccolta in appalto in specifiche aree in Sardegna, Marche e Lombardia e dispone di impianti di smaltimento nelle regioni Marche e Puglia.

Infine, 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 Bluair ("agente riducente" per gli impianti siderurgici).

La BU Ambiente serve complessivamente 617 comuni per un totale di quasi 4,1 milioni di abitanti.

La dotazione impiantistica del ciclo integrato dei rifiuti è costituita principalmente da 4 termovalorizzatori (Torino – impianto di TRM –, Parma, Piacenza e località Foci a Poggibonsi, in provincia di Siena), 4 discariche attive, 62 impianti fra selezione, stoccaggio, recupero, biodigestione e compostaggio e 463 centri di raccolta/stazioni tecnologiche attrezzate.

BU ENERGIA

La Business Unit opera nella produzione di energia elettrica e calore, quest'ultimo distribuito tramite reti di teleriscaldamento, e nei servizi di efficienza energetica a soggetti pubblici e privati.

Produzione di energia elettrica e termica

La BU Energia dispone direttamente di 165 impianti di produzione di energia elettrica: 27 idroelettrici (fra impianti a bacino, acqua fluente e mini-hydro), localizzati in gran parte in Piemonte e Campania, 24 termoelettrici in cogenerazione (Piemonte ed Emilia-Romagna), un termoelettrico convenzionale a Turbigo (Milano) e, infine, 113 impianti di produzione fotovoltaica ed eolica (questi ultimi con una potenza installata complessiva di 228 MW, i più rilevanti dei quali siti in Puglia e Basilicata).

L'energia elettrica prodotta da impianti alimentati da fonti rinnovabili o da cogenerazione ad alto rendimento risulta essere pari a circa il 72% dell'intera produzione.

Dal lato della produzione termica si segnala che, mediamente, a livello di Gruppo il 73% del calore destinato al teleriscaldamento è prodotto impianti in cogenerazione ad alto rendimento, solo il 16% deriva da generatori di calore convenzionali, mentre la porzione residuale (11%) è prodotta da impianti non appartenenti alla Business Unit (principalmente termovalorizzatori, nell'ambito della loro attività di valorizzazione energetica dei rifiuti).

Oltre a quanto riportato per la BU Energia, completano la dotazione impiantistica per la produzione di energia elettrica e termica impianti afferenti ad altre Business Unit, fra i quali si segnalano, in particolare, i termovalorizzatori e gli impianti a biogas localizzati presso le discariche, relativi alla BU Ambiente, e gli impianti idroelettrici che insistono sui bacini idrici gestiti a scopo idropotabile, relativi alla BU Reti.

Teleriscaldamento

La BU Energia dispone della rete di teleriscaldamento più estesa a livello nazionale (quasi 1.300 chilometri), per un totale di volumetria riscaldata pari a oltre 115 milioni di metri cubi, sita principalmente a Torino e comuni limitrofi, Reggio Emilia, Parma, Piacenza e in misura minore a Genova.

Oltre alle aree storiche di insediamento del teleriscaldamento, con l'acquisizione delle attività Egea il perimetro di operatività è stato esteso ad alcuni comuni del cuneese, ad Alessandria e Acqui Terme, e ad altri comuni della città metropolitana di Torino, oltre che a Nizza Monferrato (Asti) e Cairo Montenotte (Savona).

Servizi di efficienza energetica

La BU Energia, attraverso la propria controllata Iren Smart Solutions, si rivolge a imprese, condomini privati, Pubblica Amministrazione ed enti del terzo settore, con un portafoglio articolato di servizi:

- efficienza energetica, svolgendo attività di progettazione e realizzazione di interventi di riqualificazione energetica: isolamento, coibentazione, sostituzione dei serramenti, servizi tecnologici innovativi, efficientamento delle centrali termiche e di condizionamento;
- installazione di impianti fotovoltaici, solari termici e sistemi di autoproduzione di energia;
- gestione degli impianti termici;
- realizzazione di Comunità Energetiche Rinnovabili (CER);
- consulenza energetica, energy management e monitoraggio per il risparmio energetico;
- global service, per la gestione integrata di impianti elettrici e tecnologici di patrimoni immobiliari complessi;
- relamping LED attraverso progetti di efficienza energetica in ambito illuminotecnico, illuminazione pubblica e artistica, gestione efficiente degli impianti semaforici.

BU MERCATO

La BU Mercato è attiva nella commercializzazione di energia elettrica, gas, calore per il teleriscaldamento, servizi e prodotti extra-commodity, in particolare per l'efficienza energetica. È presente su tutto il territorio nazionale, con una maggiore concentrazione nell'area centro-nord.

Commercializzazione energia elettrica

La BU Mercato è presente, nell'ambito del mercato libero, su tutto il territorio nazionale, con una maggiore concentrazione di clienti nella zona centro-nord e presidia la commercializzazione dell'energia proveniente dalle diverse fonti del Gruppo sul mercato, rappresentato dai clienti finali e da altri operatori grossisti.

I clienti retail di energia elettrica ammontano a circa 1,4 milioni, distribuiti principalmente nelle aree di presenza storica (Torino, Parma, Reggio Emilia, Piacenza, Vercelli e Genova), nel basso Piemonte (Cuneo e Asti,) e in altre aree presidiate commercialmente (Alessandria, Salerno e diverse province del sud Italia).

Commercializzazione Gas Naturale

Il portafoglio gas retail della Business Unit Mercato riguarda principalmente i bacini storici genovese, torinese ed emiliano, le aree di sviluppo ad essi limitrofe, Vercelli, Alessandria, Cuneo, Asti e La Spezia, oltre che l'area campana, in quasi tutte le province, e alcuni comuni delle regioni Basilicata, Calabria, Toscana e Lazio, per un totale di oltre 900 mila clienti.

Vendita calore tramite rete di teleriscaldamento

Iren Mercato commercializza il calore, fornito da Iren Energia, principalmente ai clienti allacciati al teleriscaldamento nei comuni di Torino e limitrofi, Reggio Emilia, Parma, Piacenza e Genova.

Fra le proposte commerciali complementari alla vendita di commodities si segnalano le linee di business destinate alla commercializzazione alla clientela retail di prodotti innovativi nell'area della domotica, del risparmio energetico e della manutenzione di impianti domestici, oltre all'*e-mobility*, con l'obiettivo di ridurre l'impatto ambientale degli spostamenti, anche attraverso l'installazione, presso le sedi del Gruppo, di infrastrutture di ricarica e la progressiva introduzione di veicoli elettrici.

Informazioni sul titolo Iren nel Primo Semestre 2026

Andamento del titolo IREN in Borsa

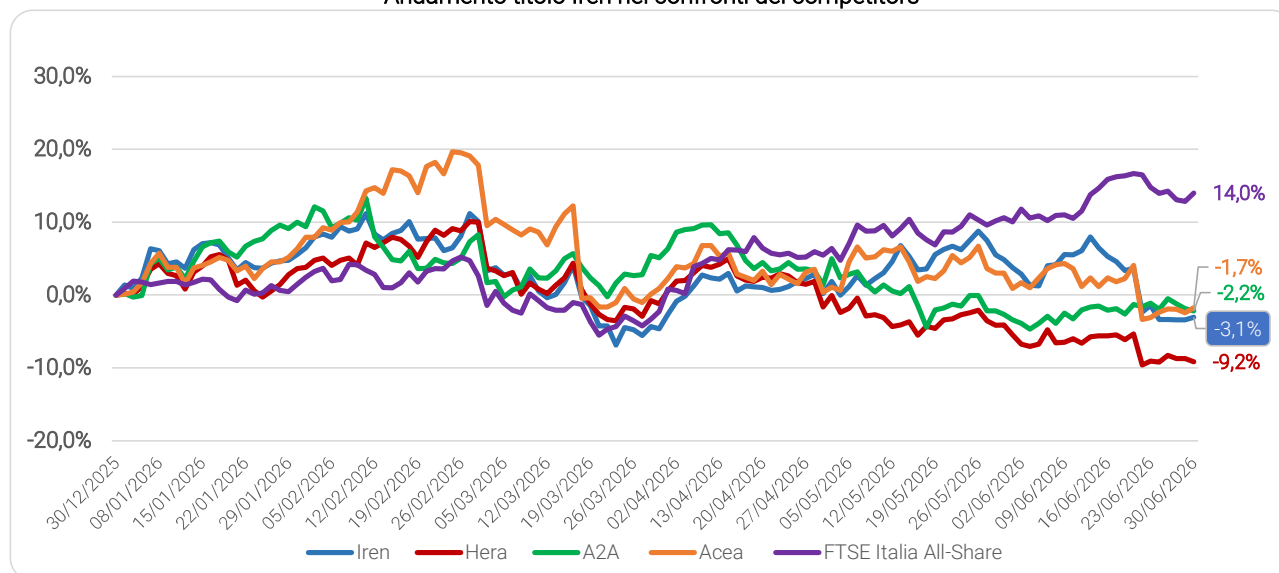
Nell'arco del primo semestre del 2026, i principali mercati azionari internazionali hanno evidenziato una dinamica complessivamente positiva, nella quale si è potuto osservare un recupero rispetto ai livelli minimi toccati a marzo, in un contesto inizialmente condizionato dalle tensioni geopolitiche, successivamente attenuate dalla distensione tra Stati Uniti, Israele e Iran nel mese di giugno.

La crescita dei listini è stata trainata principalmente dal comparto tecnologico, con una forte domanda legata allo sviluppo dell'intelligenza artificiale che ha sostenuto le performance delle società maggiormente esposte a tale trend.

In tale contesto, il FTSE Italia All-Share ha registrato una performance positiva pari al +14,0%, posizionandosi tra i migliori indici europei. La crescita ha riguardato principalmente i titoli del comparto bancario, anche in ottica di consolidamento settoriale, e quelli delle società legate alla difesa, favoriti dal contesto geopolitico internazionale.

Al contrario, nel semestre il titolo Iren ha fatto registrare una performance negativa pari a -3,1%, in linea con il trend osservato per l'intero comparto delle multiutility italiane. Tale dinamica riflette un contesto caratterizzato da incertezza sui prezzi energetici, dalla crescente pressione politica finalizzata al contenimento dei prezzi finali e dalle aspettative legate all'inflazione e, di conseguenza, alle future decisioni di politica monetaria.

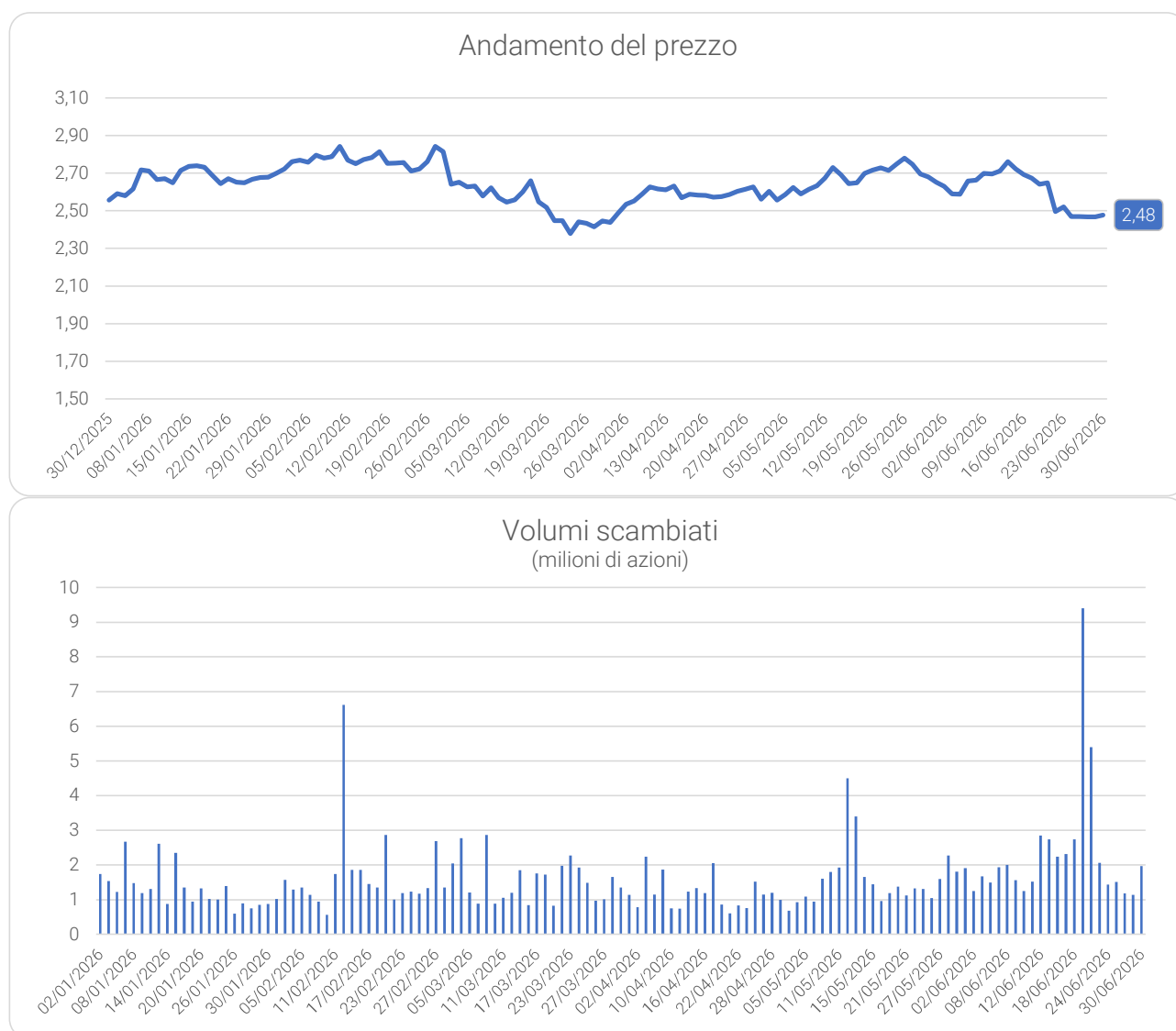
Andamento titolo Iren nei confronti dei competitors



Il prezzo del titolo IREN al 30 giugno 2026, ultimo giorno di contrattazioni del periodo, si è attestato a 2,478 euro per azione, in riduzione del -3,1% rispetto al prezzo di inizio anno, con volumi medi giornalieri scambiati durante il periodo pari a 1,63 milioni di pezzi.

Il prezzo medio nel corso del periodo è stato di 2,642 euro per azione. Il prezzo massimo del periodo è stato registrato l'11 febbraio (2,842 euro per azione), mentre il minimo di periodo, pari a 2,380 euro per azione, è stato invece rilevato il 24 marzo.

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



Il coverage del titolo

Nel corso del periodo il Gruppo IREN è stato seguito da sei broker: Banca Akros, Equita, Intermonte, Intesa Sanpaolo, Kepler Cheuvreux e Mediobanca.



Relazione sulla gestione

Scenario di mercato

Lo scenario macroeconomico

Nel primo semestre del 2026, l'economia mondiale ha risentito in misura crescente delle tensioni geopolitiche internazionali, rappresentate in particolare dall'escalation dei conflitti in Medio Oriente e dalle conseguenti ripercussioni sui mercati energetici. Dopo una fase iniziale caratterizzata da una crescita economica superiore alle attese, sostenuta dagli investimenti legati alle tecnologie digitali e all'intelligenza artificiale, il forte incremento dei prezzi dell'energia e delle materie prime ha indotto un significativo peggioramento delle prospettive economiche globali. Secondo le più recenti stime dell'OCSE, la crescita del PIL mondiale è prevista al 2,8% nel 2026, in netta contrazione rispetto alla crescita del 3,4% del 2025.¹

Le principali determinanti di tale rallentamento sono riconducibili alle interruzioni delle forniture energetiche provenienti dall'area del Golfo Persico, all'aumento dei prezzi di petrolio, gas naturale e fertilizzanti e al conseguente incremento delle pressioni inflazionistiche. Il protrarsi delle tensioni nell'area mediorientale rappresenta il principale fattore di rischio per lo scenario macroeconomico internazionale. In particolare, eventuali ulteriori ostacoli ai flussi commerciali attraverso lo Stretto di Hormuz potrebbero amplificare le difficoltà delle catene di approvvigionamento globali e determinare ulteriori rialzi dei prezzi energetici.

L'Area Euro è la zona in cui è prevista la maggiore contrazione della crescita economica, con il PIL che dovrebbe aumentare soltanto dello 0,8% nel 2026, dopo la crescita del 1,4% del 2025. Le principali cause della contrazione sono l'impatto dell'aumento dei prezzi energetici e il rallentamento del commercio internazionale, che esercita un effetto negativo sull'attività economica. A sostenere la crescita contribuiscono tuttavia la resilienza del mercato del lavoro e gli investimenti collegati alle politiche europee di sostegno all'industria.

Le previsioni relative all'economia italiana indicano una crescita economica nel 2026 in linea con il 2025: secondo le proiezioni dell'OCSE, il PIL dovrebbe aumentare infatti dello 0,5% nel 2026. In linea con l'economia europea e globale, la dinamica economica risentirebbe dell'indebolimento del contesto internazionale, del rallentamento del commercio mondiale e dell'impatto dei maggiori prezzi energetici. La crescita continuerebbe ad essere sostenuta principalmente dagli investimenti e dalla domanda interna, mentre il contributo della domanda estera resterebbe limitato in un quadro caratterizzato da elevata incertezza geopolitica.

Sul fronte dei prezzi, le stime OCSE evidenziano un temporaneo ritorno di pressioni inflazionistiche nel corso del 2026: nell'Area Euro, l'inflazione è prevista al 2,8% nel 2026. Anche in questo caso, l'aumento dei prezzi dell'energia rappresenta il principale fattore alla base della temporanea accelerazione dell'inflazione, mentre il progressivo riassorbimento delle tensioni sui mercati energetici dovrebbe favorire una graduale convergenza verso l'obiettivo di stabilità dei prezzi perseguito dalla Banca Centrale Europea.

Per l'Italia, il quadro inflazionistico segue una dinamica accentuata rispetto all'Area Euro, con un'accelerazione dei prezzi nel 2026 stimata al 3,0% (nel 2025 la crescita era stata dell'1,6%). L'aumento sarebbe legato prevalentemente ai rincari energetici, come dimostrato dal fatto che il tasso inflattivo core (epurato dai prezzi dei settori più volatili come energia, alimentari freschi e tabacco)ilerebbe una crescita decisamente meno marcata (+2,3% nel 2026).

Le prospettive restano tuttavia caratterizzate da un elevato grado di incertezza, strettamente legato all'evoluzione del conflitto in Medio Oriente, ai possibili effetti sui mercati delle materie prime e alle ricadute che tali fattori potrebbero avere sulla crescita economica e sulla stabilità finanziaria globale.

La spesa delle famiglie

Nel corso del 2026 la dinamica dei consumi delle famiglie italiane continua a mostrare una crescita moderata, sostenuta dal miglioramento del reddito disponibile e dall'andamento ancora favorevole del mercato del lavoro. Nel primo trimestre dell'anno i consumi finali delle famiglie sono cresciuti moderatamente dello 0,5% rispetto al trimestre precedente, registrando anche una crescita su base annua.²

Secondo le più recenti rilevazioni ISTAT, il reddito disponibile delle famiglie consumatrici è cresciuto dell'1,6% rispetto al trimestre precedente, con una crescita maggiore rispetto a quella osservata nei consumi; ciò significa anche un concomitante aumento della propensione al risparmio, salita all'8,0%, confermando una certa prudenza delle famiglie nelle decisioni di spesa in un contesto ancora caratterizzato da incertezza geopolitica ed economica.³

Gli investimenti

Dopo l'espansione marcata osservata negli anni precedenti, gli investimenti mostrano nel 2026 una crescita più contenuta ma ancora positiva. Nel primo trimestre dell'anno gli investimenti fissi lordi sono aumentati dello 0,7% rispetto al trimestre precedente, fornendo un contributo positivo alla crescita economica.

Il rallentamento è attribuibile anche alla netta contrazione degli investimenti in abitazioni osservata nel primo trimestre (-2,7%) dopo anni di rapida crescita, soprattutto a causa della fine degli incentivi legati al Superbonus.⁴

¹ Fonte: OECD Economic Outlook, Volume 2026 Issue 1

² Fonte: ISTAT, Conti economici trimestrali, maggio 2026.

³ Fonte: ISTAT, Conto trimestrale delle AP, reddito e risparmio delle famiglie e profitti delle società, luglio 2026.

⁴ Fonte: ISTAT, Conti economici trimestrali, maggio 2026.

L'attività di investimento continua a beneficiare degli interventi previsti dal Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza e dei processi di trasformazione digitale ed energetica delle imprese italiane. Tuttavia, le prospettive risultano condizionate dall'aumento dei costi energetici, dall'incertezza internazionale e da condizioni di finanziamento meno favorevoli rispetto al recente passato.

Le esportazioni

Nel 2026 il commercio estero italiano opera in un contesto caratterizzato da elevata incertezza internazionale. Le tensioni geopolitiche, il rallentamento del commercio mondiale e la volatilità dei prezzi energetici continuano a influenzare la domanda proveniente dai principali mercati di destinazione.

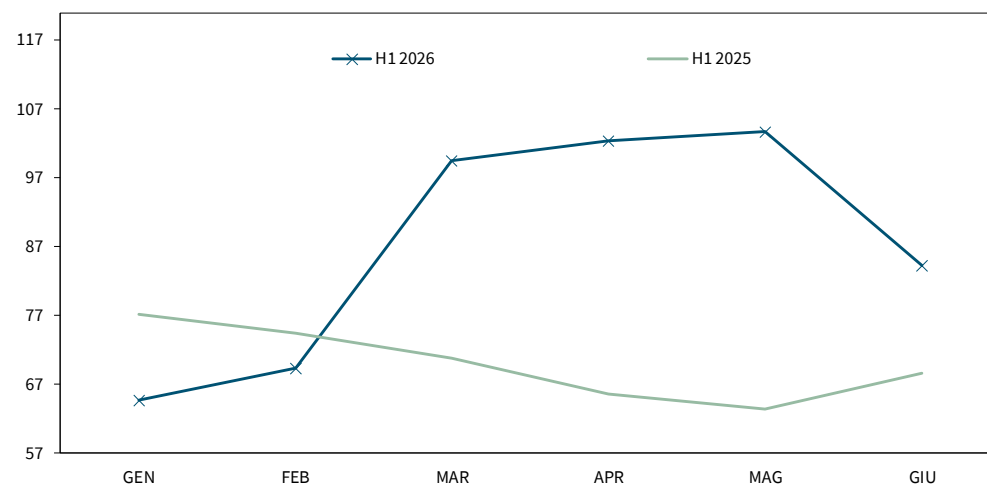
A seguito della contrazione osservata nel quarto trimestre del 2025, nel primo trimestre del 2026 le esportazioni italiane hanno registrato una crescita del 2,2% rispetto al trimestre precedente, contribuendo positivamente alla variazione del PIL.⁵ Le più recenti proiezioni della Banca d'Italia indicano tuttavia che la crescita delle esportazioni resterà moderata nel corso dell'anno, risentendo della debolezza del commercio internazionale e dell'apprezzamento dell'euro.

Il mercato petrolifero

Il mercato del petrolio è stato probabilmente quello più colpito dal conflitto in Medio Oriente, con il prezzo della commodity che ha registrato una crescita netta tra febbraio e marzo, in cui è passato da 69,4 \$/bbl a quasi 100 \$/bbl. Nel trimestre successivo il prezzo ha continuato ad aumentare in modo costante fino a giugno, quando le notizie di una possibile tregua nel conflitto e della riapertura dello stretto di Hormuz hanno portato ad una flessione del prezzo. La media del Brent nel primo semestre 2026 è stata pari a 87,4 \$/bbl, con un netto aumento rispetto ai 70,1 \$/bbl della prima metà del 2025 (+24,7%). Considerando un cambio euro/dollaro medio di 1,17, il prezzo medio del Brent è stato pari a 74,9 €/bbl. L'andamento futuro del prezzo del petrolio rimane incerto e legato strettamente alle tensioni geopolitiche e le decisioni riguardo al transito di petroliere nello stretto di Hormuz.

DINAMICHE PREZZO BRENT

(\$/bbl)



Elaborazioni MBS Consulting

Il mercato del gas naturale

Domanda e offerta

Dopo la ripresa dei consumi gas osservata tra il 2024 e il 2025, la domanda di gas italiana è rimasta pressoché invariata tra il primo semestre 2026 e la prima metà dell'anno scorso. In entrambi i periodi, infatti, i consumi registrati sono stati di circa 33 miliardi/mc, con una variazione inferiore all'1%.

Anche la composizione della domanda è rimasta sostanzialmente stabile rispetto allo scorso anno, con un lieve aumento dei consumi termoelettrici (10,7 miliardi/mc contro 10,4 miliardi/mc) che ha compensato il calo della domanda residenziale (15,3 miliardi/mc contro 15,5 miliardi/mc), mentre è invariata quella per gli usi industriali, pari a 6,0 miliardi/mc.

⁵ Fonte: ISTAT, Conti economici trimestrali, maggio 2026.

Il livello degli stoccaggi gas nella prima metà del 2026 è in linea con quello del 2025, mentre sono aumentate leggermente le importazioni (+0,1 miliardi/mc), a fronte di una simile contrazione della produzione nazionale.

GAS PRELEVATO (Mld mc)*	2026	2025	2024	Var % 2026 vs 2025	Var % 2025 vs 2024
Usi industriali	6,0	6,0	5,9	0,0%	1,7%
Usi termoelettrici	10,7	10,4	8,8	2,9%	18,2%
Impianti di distribuzione	15,3	15,5	15,3	-1,3%	1,3%
Rete terzi e consumi di sistema / line pack	1,4	1,7	1,0	-17,6%	70,0%
Totale prelevato	33,4	33,6	31,0	-0,6%	8,4%

* Valori cumulati al 30 giugno, elaborazioni MBS Consulting

GAS IMMESSO (Mld mc)*	2026	2025	2024	Var % 2026 vs 2025	Var % 2025 vs 2024
Importazioni	30,9	30,8	30,1	0,3%	2,3%
Produzione nazionale	1,4	1,7	1,3	-17,6%	30,8%
Stoccaggi	1,1	1,1	-0,4	0,0%	(**)
Totale immesso (inclusi stoccaggi)	33,4	33,6	31,0	-0,6%	8,4%
Capacità massima	50,8	63,0	63,4		
Load factor	60,9%	48,8%	47,4%		

* Valori cumulati al 30 giugno, elaborazioni MBS Consulting

** Variazione superiore al 100%

Il valore degli stoccaggi indica la movimentazione netta

Prezzi ingrosso gas

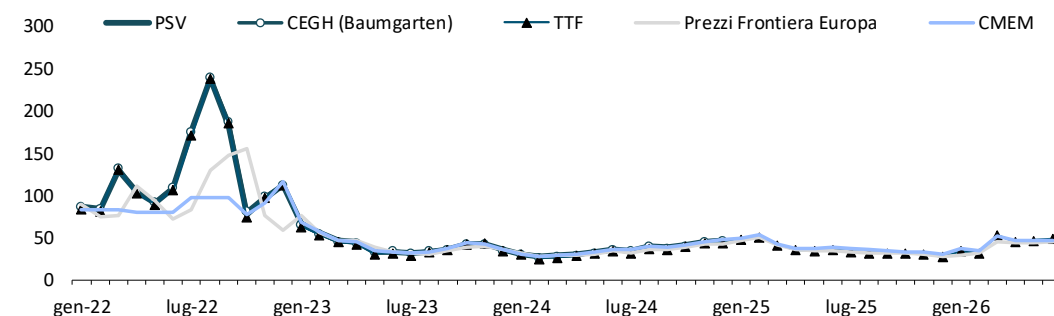
I prezzi all'ingrosso del gas naturale nei principali hub europei hanno avuto tutti la stessa dinamica, pesantemente condizionata dall'inizio della guerra in Medio Oriente. Nei primi due mesi dell'anno i prezzi sono rimasti sostanzialmente in linea con la seconda parte del 2025, per poi avere aumenti superiori al 30% tra febbraio e marzo.

Osservandoli uno per uno, il TTF ha fatto registrare un valore medio nel primo semestre del 2026 di 43,4 €/MWh, con un aumento del 4,9% rispetto alla prima metà del 2025, in cui comunque i prezzi erano stati elevati. Il prezzo italiano rimane quello più elevato, con il PSV che in media è stato pari a 45,5 €/MWh, con un aumento del 4,5%. I valori medi registrati nei due hub hanno seguito una dinamica rialzista molto simile, che ha fatto sì che lo spread tra i due prezzi rimanesse all'incirca invariato rispetto al 2025, superiore ai 2 €/MWh.

L'Austria ha visto un prezzo medio leggermente inferiore con il CEGH che ha fatto registrare un valore di 44,8 €/MWh, con un aumento annuo minore rispetto agli altri hub, pari al 2,2%.

PREZZI ALL'INGROSSO IN EUROPA

(€/MWh)



Ultimo dato 30 giugno 2026

Fonte: Elaborazioni MBS Consulting

Prezzo dello sbilanciamento e mercato tutelato

Il prezzo di sbilanciamento gas, dopo la discesa osservata nella seconda parte del 2025, ha ripreso un andamento rialzista. Mentre a gennaio e febbraio il valore medio è rimasto al di sotto dei 40 €/MWh, successivamente è salito, raggiungendo il picco di 52 €/MWh. In media, nella prima metà del 2026, il prezzo di sbilanciamento gas è stato pari a 44,3 €/MWh (+2%). Tale dinamica è in linea con quella osservata nei prezzi spot, ed è determinata dalle criticità che hanno interessato le catene di fornitura a seguito dello scoppio dei conflitti in Medio Oriente.

Nella prima parte del 2026, la somma dei volumi scambiati sulla piattaforma MGAS (composti sia da MGP-GAS che da MI-GAS), funzionale alla definizione del prezzo di sbilanciamento, è stata pari a 9,8 miliardi/mc, di cui rispettivamente 2,4 miliardi/mc scambiati su MI-GAS e 7,4 miliardi/mc su MGP-GAS. Rispetto ai primi sei mesi del 2025, i volumi scambiati sulla piattaforma sono cresciuti del 17%.

Infine, il valore medio della componente CMEM, intesa riflettere il costo di approvvigionamento del gas nel mercato tutelato (calcolata da ARERA come la media mensile del prezzo PSV Day Ahead rilevato da ICIS-Heren), nel primo semestre del 2026 è stato pari a 44,2 €/MWh, in aumento del 2,1% rispetto al periodo corrispondente del 2025 (43,3 €/MWh).

Il mercato dell'energia elettrica

Domanda e offerta

La domanda elettrica cumulata del primo semestre 2026 si è attestata sui 155 TWh, stabile rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente (+1,4%). La differenza si è registrata principalmente a gennaio e a giugno, e potrebbe essere spiegata da una maggior elettrificazione dei consumi, considerando temperature in linea con quelle del 2025, ma anche da una lieve ripresa della produzione manifatturiera, dimostrata dall'aumento del consumo elettrico del settore industriale.

A livello geografico, si registra un aumento di domanda nel sud e nelle isole (rispettivamente +6,0% e +2,9%), mentre nelle altre zone si rilevano minime variazioni.

La produzione netta italiana risulta invece in lieve contrazione nella prima metà del 2026 (128 TWh contro i 130 TWh del primo semestre 2025). Dal punto di vista del mix di generazione, nei primi sei mesi si è assistito a una netta riduzione della produzione idroelettrica rispetto al 2025 (-19,8%). Tale dinamica è stata in parte compensata da una crescita della produzione delle altre fonti di produzione rinnovabile (solare ed eolico, con una crescita complessiva del 12,0% rispetto alla prima metà del 2025) e una maggiore dipendenza dalle importazioni, con un aumento del saldo estero del 15,3%.

La produzione termoelettrica è rimasta invece sostanzialmente stabile, con una generazione complessiva nel primo semestre leggermente superiore ai 70 TWh.

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

	fino a 30/06/2026	fino a 30/06/2025	Var. %
Domanda	154.633	152.477	1,4%
Nord	88.454	87.150	1,5%
Centro	38.498	38.836	-0,9%
Sud	14.371	13.555	6,0%
Isole	13.310	12.936	2,9%
Produzione netta	128.126	129.808	-1,3%
Idroelettrico	17.898	22.324	-19,8%
Termoelettrico	70.480	71.650	-1,6%
Geotermoelettrico	2.563	2.624	-2,3%
Eolico e fotovoltaico	37.185	33.210	12,0%
Consumo Pompaggi	-1.144	-1.321	-13,4%
Saldo estero	27.651	23.990	15,3%

Elaborazioni MBS Consulting

Prezzi Mercato del Giorno Prima (MGP)

Il Prezzo Unico Nazionale (PUN) nella prima metà del 2026 è stato in media pari a 127,0 €/MWh, con un netto aumento del 5,9% rispetto al primo semestre del 2025. L'aumento si è verificato soprattutto nel secondo trimestre quando, a causa dell'inizio del conflitto in Medio Oriente, il prezzo del gas naturale e del petrolio è cresciuto sensibilmente, spingendo al rialzo anche il prezzo elettrico, che è rimasto al di sopra dei 140 €/MWh. Nei primi due mesi del 2026, invece, i prezzi erano rimasti al di sotto di quanto consuntivato ad inizio 2025.

Anche nella prima parte del 2026 i prezzi zonali del Nord e Centro Nord sono risultati quelli più elevati, con un premio medio rispetto al PUN intorno a 1,5 €/MWh, in aumento rispetto allo stesso periodo del 2025, in cui era stato inferiore ad 1 €/MWh. Tra le aree meridionali dell'Italia, è la Sardegna la zona che ha registrato il prezzo minore, con una media nel primo semestre 2026 pari ai 121,3 €/MWh. In merito, si registra un differenziale medio negativo rispetto al PUN pari a -5,7 €/MWh, mentre nella prima parte del 2025 si attestava a -3,8 €/MWh.

Andamento delle principali borse europee

Osservando le principali borse europee, solo in Germania si è verificata una dinamica simile a quella italiana. Infatti, l'aumento dei prezzi del gas naturale anche in questo caso ha portato ad un netto aumento dei prezzi elettrici spot, che in media si sono attestati a 98,4 €/MWh, con un aumento dell'8,0% rispetto al primo semestre 2025.

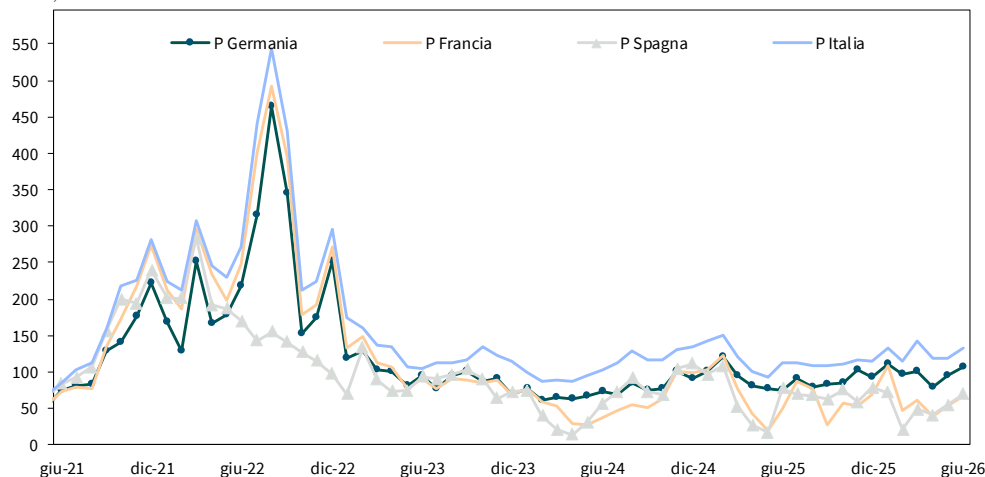
Per quanto riguarda Spagna e Francia, invece, considerata la minore dipendenza dalle fonti fossili data dalla presenza di reattori nucleari e di una considerevole produzione solare nel paese iberico, i prezzi elettrici hanno seguito dinamiche diverse rispetto all'Italia, con una tendenza ribassista rispetto alla prima parte del 2025. In generale, il prezzo elettrico medio in questi paesi europei nei primi sei mesi del 2026 è stato di circa 70 €/MWh, contro i 74 €/MWh della prima parte del 2025.

In controtendenza rispetto al 2025, in cui il paese europeo con il prezzo medio più basso era stata la Francia, nella prima parte del 2026 è dunque la Spagna a registrare la media di prezzo minore (51,0 €/MWh, -19,3% rispetto alla prima parte del 2025).

L'andamento eterogeneo dei prezzi europei, contrapposto alla netta crescita del PUN, ha portato ad un ampliamento del differenziale tra il prezzo elettrico italiano medio e la media europea, che è passato dai circa 46 €/MWh della prima parte del 2025 ai 56 €/MWh del primo semestre 2026.

DINAMICHE PREZZI ELETTRICI EUROPEI

(€/MWh)



Elaborazioni MBS Consulting

Futures relativi al PUB Baseload su EEX

Nella tabella seguente vengono riportate le quotazioni futures relative al PUN trattate nel primo semestre del 2026. Nel corso dei mesi le quotazioni mensili sono progressivamente aumentate, con una crescita netta tra le quotazioni di febbraio e quelle di marzo, in concomitanza dell'inizio del conflitto in Medio Oriente. Una dinamica simile si è delineata anche nell'andamento delle quotazioni trimestrali, in particolare per il terzo e quarto trimestre 2026, mentre la quotazione per i primi tre mesi del 2027 è diminuita tra maggio e giugno.

Le quotazioni annue per il 2027, nonostante il lieve aumento tra febbraio e marzo, sono rimaste relativamente stabili, mostrando che secondo le attese lo shock di prezzo dovrebbe essere un fenomeno principalmente di breve periodo, con il PUN che dovrebbe riassetarsi già ad inizio 2027.

apr-26 Futures		mag-26 Futures		giu-26 Futures	
mensili	€/MWh	mensili	€/MWh	mensili	€/MWh
mag-26	135,7	giu-26	123,5	lug-26	136,2
giu-26	128,7	lug-26	132,8	ago-26	137,8
lug-26	136,3	ago-26	137,0	set-26	138,2
trimestrali		trimestrali		trimestrali	
Q3 26	148,8	Q3 26	138,4	Q3 26	137,3
Q4 26	146,6	Q4 26	135,1	Q4 26	131,4
Q1 27	133,0	Q1 27	124,0	Q1 27	113,8
annuali		annuali		annuali	
Y1 27	111,0	Y1 27	111,0	Y1 27	111,0

Elaborazioni MBS Consulting

Fatti di rilievo del periodo

Finanziamento BEI a sostegno dell'economia circolare e dell'efficienza energetica

Nel mese di marzo 2026 Iren ha sottoscritto con la Banca Europea per gli Investimenti (BEI) un accordo di finanziamento da 225 milioni di euro, a sostegno del programma di investimenti per il periodo 2025-2028. L'operazione mira a sostenere una serie di interventi finalizzati a promuovere l'economia circolare e l'efficienza energetica attraverso il potenziamento dei sistemi di raccolta dei rifiuti e l'implementazione di misure per ridurre i consumi energetici degli edifici.

In particolare, il finanziamento supporta gli investimenti nella gestione dei rifiuti urbani, tra cui nuovi contenitori, mezzi per la raccolta, centri di riciclo e infrastrutture a supporto dell'introduzione dei sistemi "Pay-As-You-Throw" (PAYT), che collegano le tariffe alla quantità effettivamente prodotta e incoraggiano una migliore separazione alla fonte. Parallelamente, vengono finanziati gli interventi di efficienza energetica finalizzati alla riduzione dei consumi negli edifici, con un'attenzione particolare alle strutture socioassistenziali, quali residenze per anziani e centri di salute mentale, gestite da organizzazioni non profit.

Gli investimenti saranno realizzati principalmente nelle tre regioni del Nord Ovest Italia in cui opera storicamente il Gruppo (Piemonte, Emilia-Romagna, Liguria), oltre che in Toscana e in altre regioni italiane, in particolare da Iren Ambiente e Iren Smart Solutions.

Decreto Bollette 2026

Il Decreto Legge n. 21/2026 ("Decreto Bollette 2026"), pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale il 20 febbraio e convertito in legge l'8 aprile, introduce misure straordinarie volte al contenimento dei costi di acquisto dell'energia elettrica per famiglie e imprese, intervenendo lungo tutte le fasi della filiera (fiscale, mercato all'ingrosso e mercato retail) e incidendo sia sui costi di generazione sia sui meccanismi di formazione dei prezzi.

In particolare, la normativa si propone di ridurre il costo finale dell'energia introducendo misure strutturali a monte della filiera, mediante il rimborso ai produttori termoelettrici di alcune componenti della tariffa di trasporto del gas e dei costi per gli ETS riferiti a impianti efficienti, con decorrenza dal 2027.

Vengono altresì rafforzati gli strumenti a tutela dei clienti finali, tra cui l'estensione del bonus sociale ai clienti del teleriscaldamento, e introdotte agevolazioni transitorie. Inoltre, è prevista una significativa riduzione degli oneri generali di sistema per le utenze non domestiche.

Infine, con finalità redistributiva e di copertura degli interventi, la norma prevede un incremento dell'aliquota IRAP (+2%) per determinati operatori delle filiere elettrica e gas.

Per quanto riguarda le principali misure sul mercato all'ingrosso, in particolare quelle relative alla sterilizzazione dei costi ETS, esse risultano condizionate o comunque oggetto di interlocuzione con la Commissione Europea ai fini della compatibilità con il quadro sugli aiuti di Stato, con tempistiche e modalità attuative subordinate al relativo "benessere".

E' utile sottolineare come la riduzione degli oneri di sistema e la rimozione del costo ETS dalla determinazione del prezzo rappresenta un elemento di particolare rilievo per gli operatori energetici, poiché potrebbe produrre effetti strutturali su prezzi, mix di generazione tra tecnologie e dinamica dei flussi energetici transfrontalieri.

Conflitto in Medio Oriente

Le recenti tensioni geopolitiche in Medio Oriente, conseguenti al conflitto in atto tra Stati Uniti, Israele ed Iran, hanno causato il blocco dello stretto di Hormuz, ostacolando il transito delle navi che trasportano petrolio, prodotti petroliferi e GNL verso Asia ed Europa. Sono stati inoltre registrati attacchi alle infrastrutture energetiche nei paesi del Golfo, che hanno provocato danni significativi ai processi di estrazione, raffinazione e trasporto. Tali eventi hanno determinato un significativo incremento dei prezzi del petrolio e del gas naturale, con ricadute dirette sui prezzi energetici europei. Il blocco del transito navale attraverso lo stretto di Hormuz potrebbe inoltre generare ritardi e aumenti di prezzo su ulteriori catene di approvvigionamento.

A metà giugno, Stati Uniti, Israele e Iran hanno annunciato una tregua con l'obiettivo di interrompere le ostilità militari e avviare un dialogo volto alla definizione di un accordo di pace. Tuttavia, anche considerando gli sviluppi successivi, il transito attraverso lo Stretto di Hormuz non è ancora normalizzato e i volumi di traffico rimangono significativamente inferiori ai livelli registrati nel periodo pre-crisi.

Gli effetti dell'aumento dei prezzi energetici sulla redditività del Gruppo, nonché sugli scenari macroeconomici legati a inflazione e tassi di interesse, saranno monitorati e valutati alla luce della durata del conflitto e degli attacchi alle infrastrutture energetiche della regione.

Finanziamento Sustainability-Linked Term Loan

Il 13 aprile 2026 Iren ha sottoscritto con Mediobanca un nuovo finanziamento di 150 milioni di euro di tipo Sustainability-Linked Term Loan, finalizzato al sostegno del piano di investimenti del Gruppo. La durata del finanziamento è pari a cinque anni e prevede un meccanismo di rimodulazione del margine finanziario in funzione del conseguimento di specifici target di sostenibilità delineati nel Piano Industriale.

Linea committed *Revolving Credit Facility* (RCF)

A ulteriore sostegno del proprio profilo di liquidità, in data 28 aprile Iren ha sottoscritto con Intesa Sanpaolo una linea di credito di tipo *Revolving Credit Facility* (RCF) per un importo complessivo pari a 100 milioni di euro e una durata di tre anni. L'operazione si inserisce nella strategia di ottimizzazione della liquidità del Gruppo, garantendo una maggiore flessibilità nella gestione delle risorse finanziarie e rafforzando la capacità di affrontare eventuali esigenze di cassa nel breve e medio termine.

Trasferimento della gestione del Servizio Idrico Integrato dell'ATO 4 Cuneese

Il 14 maggio 2026 EGEA Acque e il Consorzio Gestori Servizi Idrici S.c.a r.l. (CO.GE.S.I.) a totale capitale pubblico, hanno sottoscritto un contratto preliminare per il subentro di quest'ultimo nella gestione del Servizio Idrico Integrato in 43 comuni dell'ATO 4 Cuneese. L'operazione conclude un percorso avviato nel rispetto delle deliberazioni dell'Autorità d'Ambito, finalizzato ad affidare ad un unico soggetto pubblico la gestione del servizio nel territorio cuneese.

Il completamento del subentro avverrà nella seconda metà del 2026. In merito, CO.GE.S.I. ha corrisposto ad EGEA Acque 75,4 milioni di euro a titolo di valore residuo degli asset al 31 dicembre 2024. Ulteriori tranche di pagamento sono previste nei prossimi mesi, per recepire l'aggiornamento del valore residuo degli asset fino alla data del subentro.

Assemblea degli Azionisti

L'Assemblea Ordinaria degli Azionisti ha approvato in data 21 maggio 2026 il Bilancio d'Esercizio al 31 dicembre 2025 di Iren S.p.A. e ha deliberato la distribuzione di un dividendo di 0,1386 euro per azione ordinaria, confermando quanto proposto dal Consiglio di Amministrazione.

L'Assemblea degli Azionisti ha inoltre:

- approvato la sezione prima ("Politiche sulla Remunerazione 2026") della Relazione sulla politica in materia di remunerazione 2026 e sui compensi corrisposti 2025;
- espresso voto favorevole sulla sezione seconda ("Compensi corrisposti esercizio 2025") della stessa Relazione.

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.

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, riportato negli allegati al Bilancio Consolidato, fra lo stato patrimoniale riclassificato e lo stato patrimoniale di bilancio.

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, escluso il fair value degli strumenti derivati su commodities, e delle Disponibilità liquide e mezzi equivalenti.

Per ulteriori dettagli sulla costruzione delle singole voci che compongono l'indicatore si rimanda al prospetto di riconciliazione, riportato negli allegati al Bilancio Consolidato, fra lo stato patrimoniale riclassificato e lo stato patrimoniale di bilancio.

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.

Attivo Immobilizzato: determinato dalla somma degli Immobili, impianti e macchinari, degli Investimenti immobiliari, delle Attività immateriali a vita definita, dell'Avviamento, delle Partecipazioni contabilizzate con il metodo del patrimonio netto e delle Altre partecipazioni.

Per ulteriori dettagli sulla costruzione delle singole voci che compongono l'indicatore si rimanda al prospetto di riconciliazione, riportato negli allegati al Bilancio Consolidato, fra lo stato patrimoniale riclassificato e lo stato patrimoniale di bilancio.

Altre Attività (Passività) Non Correnti: determinato dalla somma delle Altre attività non correnti al netto dei Debiti vari e altre passività non correnti e della quota non corrente del fair value degli strumenti derivati su commodities.

Per ulteriori dettagli sulla costruzione delle singole voci che compongono l'indicatore si rimanda al prospetto di riconciliazione, riportato negli allegati al Bilancio Consolidato, fra lo stato patrimoniale riclassificato e lo stato patrimoniale di bilancio.

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, dei Debiti vari e altre passività correnti e della quota corrente del fair value degli strumenti derivati su commodities.

Per ulteriori dettagli sulla costruzione delle singole voci che compongono l'indicatore si rimanda al prospetto di riconciliazione, riportato negli allegati al Bilancio Consolidato, fra lo stato patrimoniale riclassificato e lo stato patrimoniale di bilancio.

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.

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.

Investimenti Tecnici: rappresenta la somma degli investimenti in Immobili, impianti e macchinari e in Attività immateriali al netto degli incrementi derivanti dagli oneri di smantellamento e dai diritti d'uso IFRS 16.

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.

Flusso Finanziario da Attività di Investimento: determinato dalla somma algebrica dei flussi finanziari relativi agli Investimenti, al realizzo di investimenti, alla variazione attività destinate ad essere cedute e ai dividendi incassati, oltre all'effetto sull'Indebitamento Finanziario Netto derivante dall'acquisizione di società controllate e di interessenze di minoranza, come indicati nel prospetto della variazione dell'Indebitamento Finanziario Netto.

Free Cash Flow: determinato dalla somma delle Disponibilità liquide nette generate dall'attività operativa e del Flusso finanziario da attività di investimento come indicati nel prospetto della variazione dell'Indebitamento Finanziario Netto.

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

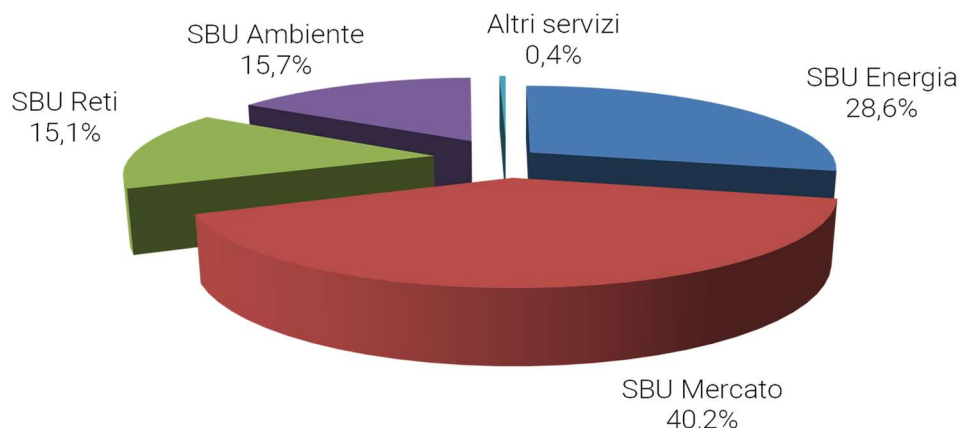
CONTO ECONOMICO DEL GRUPPO IREN

migliaia di euro

	Primo semestre 2026	Primo semestre 2025	Var. %
Ricavi			
Ricavi per beni e servizi	3.106.832	3.357.047	(7,5)
Altri proventi	150.195	128.554	16,8
Totale ricavi	3.257.027	3.485.601	(6,6)
Costi operativi			
Costi materie prime sussidiarie di consumo e merci	(1.223.700)	(1.387.289)	(11,8)
Prestazioni di servizi e godimento beni di terzi	(938.089)	(1.003.170)	(6,5)
Oneri diversi di gestione	(49.635)	(58.227)	(14,8)
Costi per lavori interni capitalizzati	28.067	28.025	0,1
Costo del personale	(341.566)	(338.703)	0,8
Totale costi operativi	(2.524.923)	(2.759.364)	(8,5)
MARGINE OPERATIVO LORDO	732.104	726.237	0,8
Ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni			
Ammortamenti	(362.586)	(350.009)	3,6
Accantonamenti a fondo svalutazione crediti	(46.641)	(44.774)	4,2
Altri accantonamenti e svalutazioni	(4.400)	(5.144)	(14,5)
Totale ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni	(413.627)	(399.927)	3,4
RISULTATO OPERATIVO	318.477	326.310	(2,4)
Gestione finanziaria			
Proventi finanziari	10.558	20.636	(48,8)
Oneri finanziari	(64.014)	(79.913)	(19,9)
Totale gestione finanziaria	(53.456)	(59.277)	(9,8)
Rettifica di valore di partecipazioni	-	(87)	(100,0)
Risultato di partecipazioni contabilizzate con il metodo del patrimonio netto al netto degli effetti fiscali	6.595	8.561	(23,0)
Risultato prima delle imposte	271.616	275.507	(1,4)
Imposte sul reddito	(82.840)	(82.650)	0,2
Risultato netto delle attività in continuità	188.776	192.857	(2,1)
Risultato netto da attività operative cessate	-	-	-
Risultato netto del periodo	188.776	192.857	(2,1)
attribuibile a:	-	-	-
- Utile (perdita) del periodo attribuibile agli azionisti	181.764	183.573	(1,0)
- Utile (perdita) del periodo attribuibile alle minoranze	7.012	9.284	(24,5)

Ricavi

Al 30 giugno 2026 il Gruppo ha conseguito ricavi per 3.257,0 milioni di euro, in diminuzione del -6,6% rispetto ai 3.485,6 milioni di euro del primo semestre 2025. I principali fattori di diminuzione sono riferibili alla flessione dei ricavi energetici, influenzati per oltre 290 milioni di euro dai minori volumi delle forniture energetiche, soltanto parzialmente compensati dai maggiori ricavi derivanti dall'aumento dei prezzi delle commodities per oltre 100 milioni di euro. Risultano in flessione per circa 56 milioni di euro anche le attività di efficienza energetica per il venir meno degli incentivi ecobonus.



Margine Operativo Lordo

Il Margine Operativo Lordo ammonta a 732,1 milioni di euro, in aumento dello +0,8% rispetto ai 726,2 milioni di euro del primo semestre 2025.

Lo scenario energetico è stato caratterizzato da prezzi delle commodities molto volatili con andamento divergente nei singoli mesi, ma con effetti complessivamente positivi sui margini di produzione, in parte limitati dall'alto livello di copertura sulle commodities energetiche eseguito in anticipo nel corso del 2025. L'andamento dei prezzi, ai fini del margine di produzione energetica, ha comportato effetti positivi pari a circa +6 milioni di euro.

A fronte di uno scenario energetico con effetti positivi, si è registrato un peggioramento del risultato per effetto delle minori quantità prodotte, in particolare della produzione Idroelettrica (-25,7%), riconducibile a una manutenzione straordinaria sui bacini che ha comportato il loro completo svuotamento a fine 2025 a cui si è andata a sommare una scarsa idraulicità dei primi mesi dell'anno. La riduzione dei volumi da fonte idroelettrica ha avuto un effetto di -21 milioni di euro rispetto al primo semestre 2025, soltanto marginalmente compensato dalle maggiori produzioni fotovoltaiche, anche grazie all'entrata in funzione dell'impianto di Noto a far data da settembre 2025 (+2 milioni di euro).

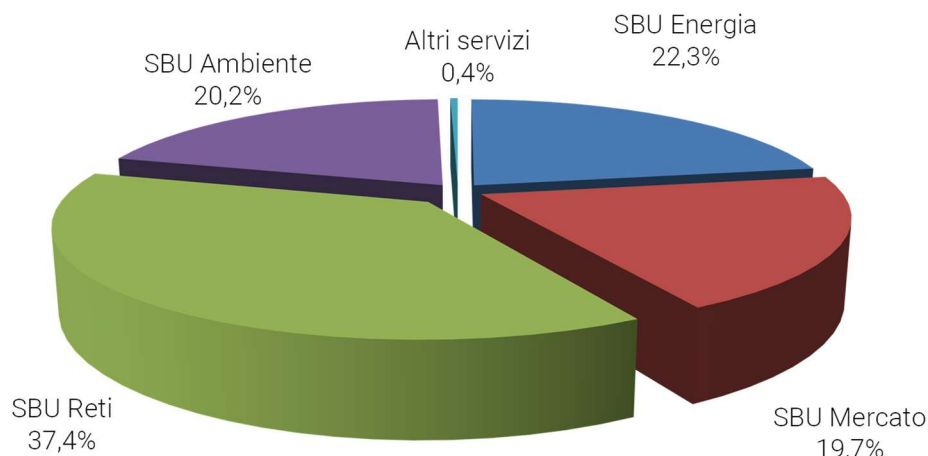
Contribuiscono positivamente al margine l'apporto del corrispettivo "Capacity market" e del Mercato dei Servizi di Dispacciamento (MSD).

In flessione risulta l'attività di commercializzazione delle commodities energetiche (-9 milioni di euro) per l'atteso minor margine della vendita gas (-14 milioni di euro, prevalentemente dovuto a minori volumi venduti) soltanto parzialmente compensata dalla vendita di energia elettrica (+3 milioni di euro) e dalla vendita degli altri servizi a marchio Iren Plus (+2 milioni di euro).

Un contributo positivo al margine è generato dalla crescita organica del Servizio Idrico Integrato della BU Reti (+7 milioni di euro) connesso principalmente ai riconoscimenti tariffari in conseguenza degli investimenti effettuati negli scorsi anni e dagli effetti regolatori positivi per il settore Reti nel suo complesso (+3 milioni di euro).

In miglioramento risulta anche il settore Ambiente con un risultato positivo di +16 milioni di euro riconducibile principalmente agli impianti di valorizzazione della raccolta differenziata che, oltre ad avere registrato miglioramenti dell'attività operativa, hanno anche beneficiato di conguagli tariffari pregressi.

La variazione del margine in riferimento alle singole *business unit* è così suddivisa: *business unit* Ambiente +12%, Reti +1,2%, Mercato -2,3% ed Energia -5,9%.



Risultato Operativo

Il Risultato Operativo è pari a 318,5 milioni di euro, in diminuzione del -2,4% rispetto ai 326,3 milioni di euro del primo semestre 2025. Nel periodo si sono registrati maggiori ammortamenti per 13 milioni di euro relativi all'entrata in esercizio di nuovi investimenti, maggiori accantonamenti al fondo svalutazione crediti per 2 milioni di euro e maggiori svalutazioni per 4 milioni di euro, compensati da minori accantonamenti al fondo rischi e maggiori rilasci per complessivi 4 milioni di euro.

Gestione finanziaria

Il risultato della gestione finanziaria esprime complessivamente un saldo di oneri finanziari netti di 53,5 milioni di euro, con una diminuzione complessiva (-9,8%) rispetto al dato del primo semestre 2025.

In particolare, i proventi finanziari si attestano infatti a 10,5 milioni di euro contro i 20,6 milioni del periodo comparativo: la loro riduzione (-10,1 milioni) è quasi totalmente riconducibile ai minori interessi attivi sull'investimento di liquidità.

La variazione degli oneri finanziari (64,0 milioni nel primo semestre 2026 contro i 79,9 dell'analogo periodo 2025, -15,9 milioni) è principalmente dovuta al minor indebitamento lordo; si segnala inoltre che il dato del periodo comparativo ricomprendeva *one-off* relativi ad attività di liability management.

Rettifica di valore di partecipazioni

La voce in oggetto non presenta importi nel primo semestre 2026. Nel periodo comparativo il dato di -0,1 milioni di euro si riferiva all'effetto della rideterminazione al fair value, alla data di acquisizione del controllo, dell'interessenza pregressa in EGEA Holding.

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

La voce, che si attesta a +6,6 milioni di euro (+8,6 milioni nel primo semestre 2025), comprende il pro-quota dei risultati delle società collegate e joint ventures del Gruppo, i più rilevanti dei quali riguardano Asti Servizi Pubblici, Aguas de San Pedro, ASTEA e ACOS.

Risultato prima delle imposte

Per effetto delle dinamiche sopra indicate il risultato consolidato prima delle imposte si attesta a 271,6 milioni di euro, in leggera diminuzione rispetto ai 275,5 milioni del periodo comparativo.

Imposte sul reddito

Le imposte sul reddito del primo semestre 2026 sono pari a 82,8 milioni di euro, sostanzialmente in linea con il dato del primo semestre 2025. Il tax rate, che rappresenta la stima del tax rate atteso a fine esercizio, è pari al 30,5%, superiore rispetto al dato del periodo comparativo (30,0%).

Il maggior tax rate è dovuto in particolare agli effetti dell'articolo 3 del c.d. "Decreto Bollette 2026" (DL 21/2026, convertito nella L. n. 49 del 10 aprile 2026), che ha incrementato di due punti percentuali le aliquote IRAP per le imprese del comparto energetico esercenti, in via prevalente, le attività economiche individuate da specifici codici ATECO. L'aumento si applica ai periodi d'imposta 2026 e 2027.

Risultato netto del periodo

In conseguenza di quanto sopra esposto, l'utile netto del periodo si attesta a 188,8 milioni di euro (-2,1% rispetto al primo semestre 2025).

Il risultato è di pertinenza degli azionisti della Capogruppo per 181,8 milioni di euro (183,5 milioni nel primo semestre 2025) e attribuibile alle minoranze per 7,0 milioni (contro i 9,3 milioni del periodo comparativo).

Situazione patrimoniale e finanziaria

STATO PATRIMONIALE RICLASSIFICATO DEL GRUPPO IREN

	migliaia di euro		
	30.06.2026	31.12.2025	Var. %
Attivo immobilizzato	8.867.666	8.818.759	0,6
Altre attività (Passività) non correnti	(787.488)	(765.712)	2,8
Capitale circolante netto	289.016	241.417	19,7
Attività (Passività) per imposte differite	301.405	293.248	2,8
Fondi rischi e Benefici ai dipendenti	(794.332)	(740.798)	7,2
Attività (Passività) destinate a essere cedute	91.271	85.397	6,9
Capitale investito netto	7.967.538	7.932.311	0,4
Patrimonio netto	3.691.597	3.710.567	(0,5)
Attività finanziarie a lungo termine	(140.423)	(148.393)	(5,4)
Indebitamento finanziario a medio e lungo termine	4.588.841	4.490.480	2,2
Indebitamento finanziario netto a medio lungo termine	4.448.418	4.342.087	2,4
Attività finanziarie a breve termine	(342.214)	(239.280)	43,0
Indebitamento finanziario a breve termine	169.737	118.937	42,7
Indebitamento finanziario netto a breve termine	(172.477)	(120.343)	43,3
Indebitamento finanziario netto	4.275.941	4.221.744	1,3
Mezzi propri ed indebitamento finanziario netto	7.967.538	7.932.311	0,4

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.

Di seguito sono commentate le principali dinamiche patrimoniali del periodo.

L'Attivo Immobilizzato al 30 giugno 2026 ammonta a 8.867,7 milioni di euro, incrementatosi rispetto al 31 dicembre 2025, quando era pari a 8.818,8 milioni. L'aumento (+48,9 milioni) è essenzialmente riconducibile alle seguenti determinanti:

- gli investimenti tecnici in immobilizzazioni materiali ed immateriali (+408,7 milioni) e gli ammortamenti (-362,6 milioni) del periodo;
- la variazione dei diritti d'uso in applicazione dell'IFRS 16 – *Leases* per +4,1 milioni, riferiti in gran parte a contratti di noleggio e locazione di automezzi e fabbricati strumentali alle attività operative.

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

La movimentazione delle "Altre Attività (Passività) Non Correnti" riguarda in massima parte i componenti di reddito differito relativi ai contributi ricevuti a fronte di investimenti, anche connessi a fondi PNRR per l'efficientamento delle reti e l'economia circolare.

Il Capitale Circolante Netto si attesta a 289,0 milioni di euro, contro i 241,4 milioni al 31 dicembre 2025 (+47,6 milioni). L'incremento è principalmente riconducibile alla variazione delle componenti di natura commerciale, mitigata dalla cessione dei crediti fiscali per Superbonus e dall'incasso dell'acconto legato alla cessione del ramo d'azienda del Servizio Idrico Integrato in 43 Comuni dell'ATO4 "Cuneese".

I Fondi Rischi e Benefici ai Dipendenti ammontano a 794,3 milioni di euro, in aumento rispetto al dato di fine 2025, quando si attestavano a 740,8 milioni (+53,5 milioni). La principale movimentazione riguarda lo stanziamento relativo ai diritti di emissione di CO₂ (Emission Trading System) ancora da acquistare per l'obbligo 2026, al netto degli utilizzi fondi del periodo.

La variazione delle Attività (Passività) destinate a essere cedute riguarda le attività afferenti alla gestione del Servizio Idrico Integrato in 43 Comuni dell'ATO4 "Cuneese", attualmente in regime di proroga concessoria, per il previsto trasferimento al gestore subentrante COGESI.

Il Patrimonio Netto ammonta a 3.691,6 milioni di euro, contro i 3.710,6 milioni del 31 dicembre 2025 (-19,0 milioni). La variazione consegue:

- al risultato netto del periodo (+188,8 milioni);
- ai dividendi deliberati (-189,1 milioni);
- alla rilevazione delle cedole del periodo relative al bond "ibrido" perpetuo, iscritto come componente di equity, al netto del relativo effetto fiscale (-17,1 milioni);
- all'andamento della riserva *cash flow hedge* legata agli strumenti derivati di copertura tasso e *commodities* (-2,8 milioni);
- ad altre variazioni minori (+1,2 milioni).

L'Indebitamento Finanziario Netto si attesta a 4.275,9 milioni di euro al 30 giugno 2026, in aumento di 54,2 milioni rispetto al 31 dicembre 2025 (+1,3%). In merito, si rinvia all'analisi del rendiconto finanziario di seguito presentata.

VARIAZIONE INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO DEL GRUPPO IREN

Il seguente prospetto dettaglia la movimentazione dell'Indebitamento Finanziario Netto di Gruppo avvenuta nel periodo.

	migliaia di euro		
	Primo semestre 2026	Primo semestre 2025	Var. %
(Indebitamento) Finanziario Netto iniziale	(4.221.744)	(4.082.743)	3,4
Risultato del periodo	188.776	192.857	(2,1)
Rettifiche per movimenti non finanziari	653.273	641.627	1,8
Erogazioni benefici ai dipendenti	(5.516)	(4.323)	27,6
Utilizzo fondo rischi e altri oneri	(17.797)	(14.290)	24,5
Variazione altre attività/passività non correnti	22.968	84.587	(72,8)
Imposte pagate	(49.717)	(1.207)	(*)
Altre variazioni patrimoniali	76	88	(13,6)
Flusso finanziario derivante da variazioni di CCN	(225.033)	(397.719)	(43,4)
Variazione esposizione su mercati per derivati commodities	(23.591)	22.194	(*)
Disponibilità liquide nette generate dall'attività operativa	543.439	523.814	3,7
Investimenti in immobili, impianti e macchinari e attività immateriali a vita definita	(408.702)	(392.765)	4,1
Investimenti in attività finanziarie	(2.106)	(1.150)	83,1
Realizzo investimenti	6.155	1.049	(*)
Acquisizione e cessione di società controllate/rami d'azienda e di interessenze di minoranza	75.321	(520.902)	(*)
Dividendi incassati	1.141	1.830	(37,7)
Totale flusso finanziario da attività di investimento	(328.191)	(911.938)	(64,0)
Free cash flow	215.248	(388.124)	(*)
Flusso finanziario del capitale proprio	(211.574)	311.598	(*)
Altre variazioni	(57.871)	(68.889)	(16,0)
Variazione (Indebitamento) Finanziario Netto	(54.197)	(145.415)	(62,7)
(Indebitamento) Finanziario Netto finale	(4.275.941)	(4.228.158)	1,1

(*) Variazione superiore al 100%

La variazione dell'Indebitamento Finanziario Netto rispetto al 31 dicembre 2025, pari a +54,2 milioni di euro, deriva dalle seguenti determinanti:

- *Disponibilità liquide nette generate dall'attività operativa* pari a +543,4 milioni (+523,8 milioni nel primo semestre 2025);
- un *Flusso Finanziario da Attività di Investimento* di -328,2 milioni (-911,9 milioni nel primo semestre 2025) che comprende in particolare gli investimenti tecnici del periodo (408,7 milioni, in leggero aumento rispetto al periodo comparativo) e l'acquisto di partecipazioni (2,1 milioni), al netto dell'incasso dell'acconto legato alla cessione del ramo d'azienda del Servizio Idrico Integrato in 43 Comuni dell'ATO4 "Cuneese" (alla voce "Acquisizione e cessione di società controllate/rami d'azienda e di interessenze di minoranza") per 75,4 milioni.
Si segnala che nel primo semestre 2025 la voce "Acquisizione e cessione di società controllate/rami d'azienda e di interessenze di minoranza" ricomprendeva, per complessivi -520,9 milioni, l'acquisizione del controllo del gruppo EGEA Holding, comprensivo della rilevazione dell'opzione call e dell'indebitamento finanziario netto assunto (237,7 milioni) e il corrispettivo per l'acquisizione della quota di minoranza di Iren Acqua (283,2 milioni, comprensivo di oneri accessori);
- il *flusso finanziario del capitale proprio* pari a -211,6 milioni, riferito ai dividendi deliberati (-189,1 milioni) e al pagamento delle cedole relative al bond ibrido perpetuo (-22,5 milioni). Nel primo semestre 2025 la voce (+311,6 milioni) ricomprendeva l'emissione del bond ibrido perpetuo per +493,8 milioni, oltre alle relative cedole e ai dividendi erogati;
- la voce *altre variazioni*, pari a -57,8 milioni (-68,9 milioni nel periodo comparativo), riferita all'effetto degli oneri finanziari netti, della variazione del *fair value* degli strumenti derivati di copertura tasso e della rilevazione dei *lease* IFRS 16 del periodo.

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 2026".

Analisi per settori di attività

Il Gruppo Iren opera nei 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, Illuminazione Pubblica, Servizi di global service, servizi di efficienza energetica)
- Mercato (Vendita energia elettrica, gas e altri servizi alla clientela)
- Altri servizi (Laboratori, Telecomunicazioni ed 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 al 30 giugno 2026 comparato ai valori al 31 dicembre 2025 e i conti economici del primo semestre 2026 (fino al Risultato Operativo) per settore di attività, raffrontati ai dati del primo semestre 2025.

Al 30 giugno 2026 le attività non regolate contribuiscono alla formazione del Margine Operativo Lordo per il 27,2% (30,3% al 30 giugno 2025), le attività regolate pesano per il 55,2% (in crescita rispetto al 52,8% del corrispondente periodo 2025), mentre le attività semi-regolate contribuiscono per il 17,6% (16,9% nel primo semestre 2025).

Situazione patrimoniale riclassificata per settori di attività al 30 giugno 2026

milioni di euro

	Reti	Ambiente	Energia	Mercato	Altri servizi	Non allocabili	Totale
Capitale immobilizzato	4.085	1.699	2.423	418	21	222	8.868
Capitale circolante netto	156	159	35	(64)	3	-	289
Altre attività e passività non correnti	(625)	(263)	(239)	(63)	1	-	(1.189)
Capitale investito netto (CIN)	3.616	1.595	2.219	291	25	222	7.968
Patrimonio netto							3.692
Posizione Finanziaria netta							4.276
Mezzi propri ed indebitamento finanziario netto							7.968

Situazione patrimoniale riclassificata per settori di attività al 31 dicembre 2025

milioni di euro

	Reti	Ambiente	Energia	Mercato	Altri servizi	Non allocabili	Totale
Capitale immobilizzato	4.035	1.687	2.429	428	26	214	8.819
Capitale circolante netto	174	36	107	(79)	3	-	241
Altre attività e passività non correnti	(625)	(257)	(178)	(62)	(5)	-	(1.128)
Capitale investito netto (CIN)	3.584	1.466	2.357	287	24	214	7.932
Patrimonio netto							3.710
Posizione Finanziaria netta							4.222
Mezzi propri ed indebitamento finanziario netto							7.932

Conto Economico per settori di attività Primo Semestre 2026

milioni di euro

	Reti	Ambiente	Energia	Mercato	Altri servizi	Non allocabili	Totale
Totali ricavi e proventi	681	709	1.291	1.815	17	(1.256)	3.257
Totale costi operativi	(407)	(561)	(1.128)	(1.671)	(14)	1.256	(2.525)
Margine Operativo Lordo (EBITDA)	274	148	163	144	3	-	732
Amm.ti, acc.ti netti e svalutazioni	(124)	(115)	(93)	(80)	(2,0)	-	(414)
Risultato operativo (EBIT)	150	33	70	64	1	-	318

Conto Economico per settori di attività Primo Semestre 2025

migliaia di euro

	Reti	Ambiente	Energia	Mercato	Altri servizi	Non allocabili	Totale
Totali ricavi e proventi	677	689	1.426	1.962	16	(1.284)	3.486
Totale costi operativi	(406)	(557)	(1.253)	(1.814)	(14)	1.284	(2.760)
Margine Operativo Lordo (EBITDA)	271	132	173	148	2	-	726
Amm.ti, acc.ti netti e svalutazioni	(121)	(110)	(91)	(77)	(1)	-	(400)
Risultato operativo (EBIT)	150	22	82	71	1	-	326

SBU Reti

Al 30 giugno 2026 il settore di attività Reti, che comprende i business della Distribuzione Gas, Energia Elettrica e del Servizio Idrico Integrato, ha registrato ricavi per 681,2 milioni di euro, in aumento marginale del +0,6% rispetto ai 676,9 milioni di euro del primo semestre 2025.

Il Margine Operativo Lordo ammonta a 273,8 milioni di euro in aumento del +1,2% rispetto ai 270,5 milioni di euro del primo semestre 2025 ed è riconducibile prevalentemente alla crescita organica legata all'incremento dei vincoli tariffari del Servizio Idrico Integrato in seguito agli investimenti effettuati negli esercizi precedenti.

Il Risultato Operativo è pari a 150 milioni di euro e risulta sostanzialmente allineato al primo semestre 2025 (-0,1%). Il periodo è stato caratterizzato da minori accantonamenti al fondo svalutazione crediti per 1 milione di euro e maggiori svalutazioni per 2 milioni di euro, mentre risulta sostanzialmente stabile il valore degli ammortamenti.

		Primo semestre 2026	Primo semestre 2025	Variaz. %
Ricavi	€/mil.	681,2	676,9	0,6
Margine operativo lordo	€/mil.	273,8	270,5	1,2
% sui ricavi		40,2%	40,0%	
	<i>da Reti Elettriche</i>	€/mil. 56,2	50,6	11,0
	<i>da Reti Gas</i>	€/mil. 51,8	61,6	(15,9)
	<i>da Servizio Idrico Integrato</i>	€/mil. 165,8	158,3	4,7
Risultato Operativo	€/mil.	150,0	150,1	(0,1)
Investimenti	€/mil.	176,5	182,4	(3,2)
	<i>in Reti Elettriche</i>	€/mil. 47,2	53,4	(11,5)
	<i>in Reti Gas</i>	€/mil. 21,6	19,7	9,6
	<i>in Servizio Idrico Integrato</i>	€/mil. 105,0	100,8	4,2
	<i>Altro</i>	€/mil. 2,6	8,5	(69,5)
Energia elettrica distribuita	GWh	1.900,5	1.737,4	9,4
Gas distribuito	Mmc	635,1	641,6	(1,0)
Acqua Venduta	Mmc	92,0	92,9	(0,9)

SBU Reti - Energia elettrica

Il Margine Operativo Lordo ammonta a 56,2 milioni di euro in aumento del +11,0% rispetto ai 50,6 milioni di euro del primo semestre 2025. Il miglioramento del margine è riconducibile all'incremento del vincolo dei ricavi e all'efficientamento dei costi operativi.

Gli Investimenti realizzati nell'esercizio ammontano a 47,2 milioni di euro, in diminuzione del -11,5% rispetto ai 53,4 milioni di euro del primo semestre 2025 per una diversa pianificazione in corso d'anno e sono inerenti principalmente agli allacciamenti e alle attività di rafforzamento della resilienza della rete di distribuzione (costruzioni cabine primarie, ammodernamento e sviluppo delle linee di distribuzione).

SBU Reti - Distribuzione Gas

Il Margine Operativo Lordo è pari a 51,8 milioni di euro, in diminuzione del -15,9% rispetto ai 61,6 milioni di euro del primo semestre 2025. La flessione del margine è stata generata dal venir meno degli effetti generati sull'esercizio 2025 della sopravvenienza correlata alla delibera ARERA n. 570 e non più ripetibile.

Gli Investimenti ammontano a 21,6 milioni di euro, in aumento del +9,6% rispetto ai 19,7 milioni di euro del primo semestre 2025 e hanno interessato prevalentemente la manutenzione, il rinnovo e la protezione catodica della rete e l'installazione di misuratori elettronici.

SBU Reti – Servizio Idrico Integrato

Il Margine Operativo Lordo è pari a 165,8 milioni di euro, in aumento del +4,7% rispetto ai 158,3 milioni di euro del primo semestre 2025. Il miglioramento del margine è riconducibile alla crescita organica degli investimenti realizzati, all'introduzione del nuovo metodo tariffario MTI-4 valido per il quarto periodo regolatorio 2024-2029 e al riconoscimento dell'inflazione sull'esercizio 2025, parzialmente compensati dai conguagli tariffari e dai riconoscimenti sulla qualità tecnica commerciale che avevano caratterizzato positivamente il primo semestre 2025.

Gli Investimenti ammontano a 105 milioni di euro, in aumento del +4,2% rispetto ai 100,8 milioni di euro del primo semestre 2025. Si tratta di attività relative alla realizzazione, sviluppo e manutenzione straordinaria di reti e impianti di distribuzione e della rete fognaria, oltre che alla posa di gruppi di misura prevalentemente dotati di nuova tecnologia che prevede la telelettura, nonché alla realizzazione e riammodernamento di impianti di depurazione delle acque reflue.

Si segnalano inoltre Investimenti per 2,6 milioni di euro, in diminuzione rispetto agli 8,5 milioni di euro del primo semestre 2025, riferibili principalmente a progetti informatici di digitalizzazione e alla riqualificazione di immobili strumentali.

SBU Ambiente

Al 30 giugno 2026 i ricavi del settore ammontano a 708,8 milioni di euro, in aumento del +2,9% rispetto ai 688,7 milioni di euro del primo semestre 2025.

		Primo semestre 2026	Primo semestre 2025	Variaz. %
Ricavi	€/mil.	708,8	688,7	2,9
Margine operativo lordo	€/mil.	148,2	132,3	12,0
% sui ricavi		20,9%	19,2%	
Risultato Operativo	€/mil.	32,6	21,6	51,4
Investimenti	€/mil.	67,5	74,4	(9,3)
Energia Elettrica venduta	GWh	247,4	241,6	2,4
Energia termica prodotta	GWht	234,4	232,1	1,0
Rifiuti gestiti	ton	1.935.248	2.092.674	(7,5)
Raccolta differenziata	%	71,4	69,3	

Il Margine Operativo Lordo del settore ammonta a 148,2 milioni di euro, in aumento del +12,0% rispetto ai 132,3 milioni di euro del primo semestre 2025. Tale incremento è caratterizzato dal miglioramento della marginalità dell'attività di trattamento e valorizzazione della raccolta differenziata che, oltre ad aver registrato miglioramenti dell'attività operativa, ha anche beneficiato di conguagli tariffari di anni precedenti, parzialmente compensata dalla flessione dei margini delle attività di smaltimento, in particolare per quanto concerne le discariche, per la saturazione delle volumetrie autorizzate e le conseguenti minori quantità conferite.

Il Risultato Operativo ammonta a 32,6 milioni di euro, in aumento del +51,4% rispetto ai 21,6 milioni di euro del primo semestre 2025. Nel periodo si registrano maggiori ammortamenti per 2 milioni di euro, maggiori svalutazioni per 2 milioni di euro e maggiori accantonamenti al fondo svalutazione crediti per 1 milione di euro, compensati da minori accantonamenti al fondo rischi per circa 2 milioni di euro.

Gli Investimenti ammontano a 67,5 milioni di euro, in diminuzione del -9,3% rispetto ai 74,4 milioni di euro del primo semestre 2025, e sono relativi all'acquisto di mezzi ed attrezzature della raccolta rifiuti e alla realizzazione di impianti di trattamento; in particolare, tra questi ultimi si evidenzia il completamento dell'impianto FORSU di La Spezia, il potenziamento della capacità produttiva dell'impianto pallets di Vercelli ed il revamping delle caldaie del WtE TRM di Torino.

SBU Energia

Al 30 giugno 2026 i ricavi della SBU Energia, che comprende la produzione di energia elettrica e termica, la gestione del teleriscaldamento, le attività legate all'illuminazione pubblica e all'efficienza energetica, ammontano a 1.290,8 milioni di euro, in diminuzione del -9,5% rispetto ai 1.426,4 milioni del primo semestre 2025.

La diminuzione dei ricavi è da ricondursi principalmente alle minori quantità di energia elettrica prodotte, parzialmente compensati dai maggiori prezzi di vendita dell'energia elettrica e del calore. In flessione risultano i ricavi delle attività di efficientamento energetico (-56 milioni di euro circa) afferenti all'incentivo superbonus per gli edifici delle Onlus, terminato a fine 2025, soltanto parzialmente compensati dalle attività di Illuminazione pubblica.

		Primo semestre 2026	Primo semestre 2025	Variaz. %
Ricavi	€/mil.	1.290,8	1.426,4	(9,5)
Margine operativo lordo	€/mil.	163,3	173,5	(5,9)
% sui ricavi		12,6%	12,2%	
Risultato Operativo	€/mil.	69,7	82,1	(15,1)
Investimenti	€/mil.	75,5	56,6	33,2
Energia elettrica prodotta	GWh	4.498,7	4.466,5	0,7
<i>da fonte idroelettrica</i>	GWh	560,0	754,2	(25,7)
<i>da fotovoltaico</i>	GWh	161,5	154,5	4,5
<i>da fonte cogenerativa</i>	GWh	2.553,6	2.554,7	(0,0)
<i>da fonte termoelettrica</i>	GWh	1.223,7	1.003,1	22,0
Calore prodotto	GWht	1.504,3	1.574,0	(4,4)
<i>da fonte cogenerativa</i>	GWht	1.279,9	1.301,5	(1,7)
<i>da fonte non cogenerativa</i>	GWht	224,4	272,5	(17,6)
Volumetrie teleriscaldate	Mmc	115,5	113,5	1,7

Al 30 giugno 2026 l'energia elettrica prodotta è stata pari a 4.498,7 GWh, in aumento del +0,7% rispetto ai 4.466,5 GWh del primo semestre 2025.

La produzione elettrica da fonte cogenerativa è stata pari a 2.553,6 GWh, in sostanziale allineamento rispetto ai 2.554,7 GWh del primo semestre 2025, mentre la produzione termoelettrica risulta pari a 1.223,7 GWh, in aumento del +22,0% rispetto ai 1.003,1 GWh del primo semestre 2025.

La produzione da fonti rinnovabili è stata pari a 721,5 GWh in diminuzione del -20,6% rispetto ai 908,7 GWh del primo semestre 2025. La flessione registrata riguarda la produzione idroelettrica, che è risultata pari a 560 GWh rispetto ai 754,2 GWh (-25,7%) del primo semestre 2025, a causa della citata manutenzione straordinaria sui bacini che ha comportato lo svuotamento a fine 2025, congiuntamente alla scarsa idraulicità del primo semestre 2026, mentre la produzione fotovoltaica/eolica risulta pari a 161,5 GWh, in aumento del +4,5% rispetto ai 154,5 GWh del precedente esercizio anche grazie all'entrata in funzione dell'impianto fotovoltaico di Noto a partire da settembre 2025.

Il calore prodotto ammonta a 1.504,3 GWht, in diminuzione del -4,4% rispetto ai 1.574 GWht del primo semestre 2025 per effetto di una stagione termica meno favorevole che ha negativamente controbalanciato gli sviluppi della rete che hanno portato le volumetrie teleriscaldate a 115,5 Mmc rispetto ai 113,5 Mmc del primo semestre 2025 (+1,7%).

Il Margine Operativo Lordo ammonta a 163,3 milioni di euro in flessione del -5,9% rispetto ai 173,5 milioni di euro del primo semestre 2025.

L'andamento dello scenario energetico è stato caratterizzato da un trend di prezzi delle commodities molto volatili con un'impennata da febbraio anche a causa della situazione geopolitica internazionale, un raffreddamento nei periodi di aprile e maggio e una risalita in giugno per gli effetti climatici. Questa volatilità complessivamente ha avuto un impatto positivo sui margini di produzione elettrica, in parte limitati dall'elevato livello di copertura eseguito nel 2025 per la messa in sicurezza dei margini, ma totalmente compensato dalle minori quantità prodotte in particolare della produzione idroelettrica (-25,7%) anche per il basso livello dei bacini registrato ad inizio esercizio.

Risultano in miglioramento rispetto al primo semestre 2025 i ricavi derivanti dal corrispettivo per il servizio di "Capacity Market", e i ricavi del Mercato dei Servizi di Dispacciamento (MSD).

Risulta inoltre in miglioramento anche il margine della produzione di calore destinata al teleriscaldamento grazie ad un positivo effetto prezzi che ha più che assorbito l'effetto economico delle minori quantità vendute.

Risultano in flessione le attività di efficientamento energetico per i cantieri correlati ai lavori del cosiddetto "Superbonus 110%" delle Onlus terminato al 31 dicembre 2025.

Il Risultato Operativo ammonta a 69,7 milioni di euro e risulta in flessione del -15,1% rispetto ai 82,1 milioni di euro del primo semestre 2025. Nel periodo si registrano maggiori ammortamenti per 4 milioni di euro ed un maggior rilascio fondi per 2 milioni di euro.

Gli Investimenti ammontano a 75,5 milioni di euro, in aumento del +33,2% rispetto ai 56,6 milioni di euro del primo semestre 2025. Tra i principali progetti si evidenziano lo sviluppo delle reti del teleriscaldamento, degli impianti fotovoltaici in area Emilia e Veneto e le attività relative all'aerotermosto di Turbigo.

Mercato

Al 30 giugno 2026 i ricavi del settore ammontano a 1.815,4 milioni di euro, in diminuzione del -7,5% rispetto ai 1.962,6 milioni di euro del primo semestre 2025. La diminuzione del fatturato è riconducibile principalmente e alla riduzione dei volumi venduti parzialmente compensati dall'incremento dei prezzi dell'energia elettrica.

Il Margine Operativo Lordo ammonta a 144,4 milioni di euro in diminuzione del -2,3% rispetto ai 147,7 milioni di euro del primo semestre 2025.

Il Risultato Operativo ammonta a 64,5 milioni di euro, in flessione del -9,7% rispetto ai 71,4 milioni di euro del primo semestre 2025. Nel corso del periodo si sono registrati maggiori accantonamenti al fondo svalutazione crediti per 3 milioni di euro.

		Primo semestre 2026	Primo semestre 2025	Variaz. %	
Ricavi	€/mil.	1.815,4	1.962,6	(7,5)	
Margine operativo lordo	€/mil.	144,4	147,7	(2,3)	
% sui ricavi		8,0%	7,5%		
	da Energia Elettrica	€/mil.	72,7	70,5	3,1
	da Gas	€/mil.	64,2	72,6	(11,6)
	da Calore e altri servizi	€/mil.	7,5	4,6	62,0
Risultato Operativo	€/mil.	64,5	71,4	(9,7)	
Investimenti		47,4	45,1	5,2	
Energia Elettrica Venduta	GWh	3.116,3	3.577,7	(12,9)	
Gas Acquistato	Mmc	1.237,5	1.235,6	0,1	
	Gas commercializzato dal Gruppo	Mmc	450,4	499,2	(9,8)
	Gas destinato ad usi interni	Mmc	765,8	732,2	4,6

Commercializzazione Energia Elettrica

I volumi venduti di energia elettrica ammontano a 3.116,3 GWh, in diminuzione del -12,9% rispetto ai 3.577,7 GWh del primo semestre 2025.

Il mercato libero ha fatto segnare vendite per 3.077,7 GWh, in diminuzione del -13,0% rispetto ai 3.536,7 GWh del primo semestre 2025.

La flessione delle vendite ha riguardato il segmento dei Retail e Small Business che ha registrato vendite per 1.747 GWh, in diminuzione del -8,2% rispetto ai 1.902,5 GWh del primo semestre 2025, e il segmento dei grossisti, che ha registrato vendite per 215,8 GWh in diminuzione del -67,9% rispetto ai 673,1 GWh del precedente esercizio.

Si sono registrati volumi in aumento per il segmento Business le cui vendite sono risultate pari a 1.114,9 GWh, in aumento del +16% rispetto ai 961,1 GWh del corrispondente periodo 2025.

Il mercato della Maggior tutela ammonta a 38,6 GWh in flessione del -5,7% rispetto ai 41 GWh del primo semestre 2025, prevalentemente per effetto della liberalizzazione di quota parte del mercato.

Il Margine Operativo Lordo della vendita di energia elettrica risulta pari a 72,7 milioni di euro in aumento del +3,1% rispetto ai 70,5 milioni di euro del primo semestre 2025. Il miglioramento dei margini unitari, l'efficientamento dei costi operativi e la manifestazione di alcune sopravvenienze attive hanno consentito di assorbire gli effetti delle minori quantità vendute.

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

SBU Mercato – Commercializzazione Energia Elettrica-GWh

	Primo semestre 2026	Primo semestre 2025	Variaz. %
<i>Business</i>	1.114,9	961,1	16,0
<i>Retail e Small business</i>	1.747,0	1.902,5	(8,2)
<i>Grossisti</i>	215,8	673,1	(67,9)
Mercato libero	3.077,7	3.536,7	(13,0)
Mercato tutelato	38,6	41,0	(5,7)
Totale Energia elettrica commercializzata	3.116,3	3.577,7	(12,9)

Commercializzazione Gas Naturale

I volumi acquistati ammontano a 1.237,5 Mmc in sostanziale allineamento (+0,1%) rispetto ai 1.235,6 Mmc del primo semestre 2025.

Il gas commercializzato a terzi dal Gruppo ammonta a 450,4 Mmc in diminuzione del -9,8% rispetto ai 499,2 Mmc commercializzati nel primo semestre 2025, mentre il gas impiegato per consumi interni al Gruppo ammonta a 765,8 Mmc in aumento del 4,6% rispetto ai 732,2 Mmc del corrispondente periodo 2025.

Il Margine Operativo Lordo della vendita gas ammonta a 64,2 milioni di euro, in flessione del -11,6% rispetto ai 72,6 milioni di euro del primo semestre 2025. La contrazione del margine è attribuibile ai minori margini unitari e alle minori quantità vendute a causa della minore propensione al consumo nel periodo invernale. Tali fattori negativi sono stati parzialmente assorbiti dall'efficientamento dei costi operativi.

Altri servizi vendita

Gli Altri servizi vendita presentano un Margine Operativo Lordo di 7,5 milioni di euro, in miglioramento rispetto ai 4,6 milioni di euro del primo semestre 2025 principalmente per le maggior vendite di prodotti e servizi a marchio Iren Plus.

Gli Investimenti della SBU Mercato ammontano a 47,4 milioni di euro, in aumento del 5,2% rispetto ai 45,1 milioni di euro del primo semestre 2025.

Altri servizi

Al 30 giugno 2026 i ricavi del settore, che comprende le attività dei laboratori di analisi, le telecomunicazioni e altre attività minori, ammontano a 17,2 milioni di euro in aumento del +8,7% rispetto ai 15,8 milioni di euro del primo semestre 2025.

		Primo semestre 2026	Primo semestre 2025	Variaz. %
Ricavi	€/mil.	17,2	15,8	8,7
Margine operativo lordo	€/mil.	2,6	2,0	27,5
% sui ricavi		14,5%	12,4%	
Risultato Operativo	€/mil.	1,5	1,1	39,5
Investimenti	€/mil.	41,9	34,2	22,3

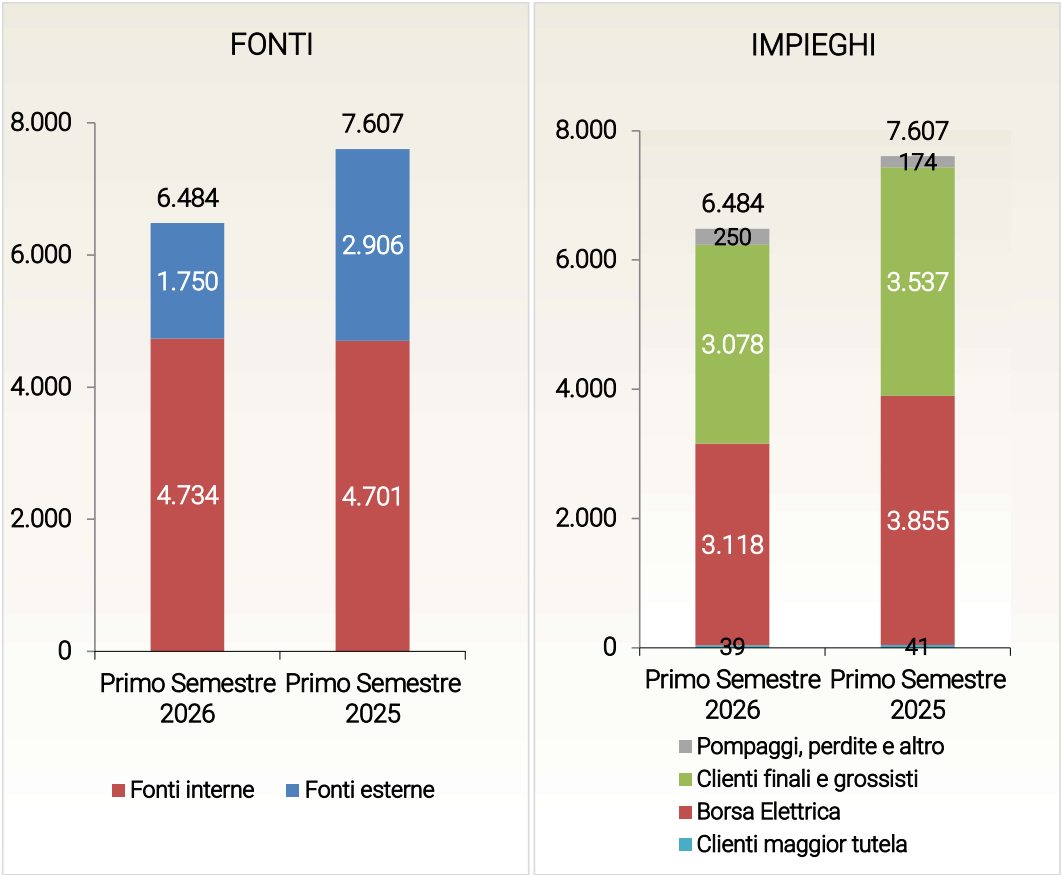
Il Margine Operativo Lordo ammonta a 2,6 milioni di euro, in aumento rispetto ai 2,0 milioni di euro del primo semestre 2025.

Gli Investimenti di periodo ammontano a 41,9 milioni di euro, in aumento rispetto ai 34,2 milioni di euro del primo semestre 2025, e sono relativi principalmente a sistemi informativi.

Bilanci Energetici

Bilancio dell'energia elettrica

GWh		Primo semestre 2026	Primo semestre 2025	Variaz. %
FONTI				
Produzione lorda del Gruppo		4.734,0	4.700,9	0,7
	a) Idroelettrica	560,0	754,2	(25,7)
	b) Fotovoltaico ed eolico	161,5	154,5	4,5
	c) Cogenerativa	2.553,6	2.554,7	-
	d) Termoelettrica	1.223,7	1.003,1	22,0
	e) Produzione da WTE	227,4	225,6	0,8
	f) Biogas, biomassa e altre rinnovabili	7,9	8,8	(10,2)
Acquisto da Acquirente Unico		42,5	45,1	(5,8)
Acquisto energia in Borsa Elettrica		1.593,7	2.665,3	(40,2)
Acquisto energia da grossisti e importazioni		113,4	195,4	(42,0)
Totale Fonti		6.483,7	7.606,7	(14,8)
IMPIEGHI				
Vendite a clienti di maggior tutela		38,6	41,0	(5,9)
Vendite a clienti finali e grossisti		3.077,7	3.536,7	(13,0)
Vendite in Borsa Elettrica		3.117,9	3.855,4	(19,1)
Pompaggi, perdite di distribuzione e altro		249,5	173,6	43,7
Totale Impieghi		6.483,7	7.606,7	(14,8)

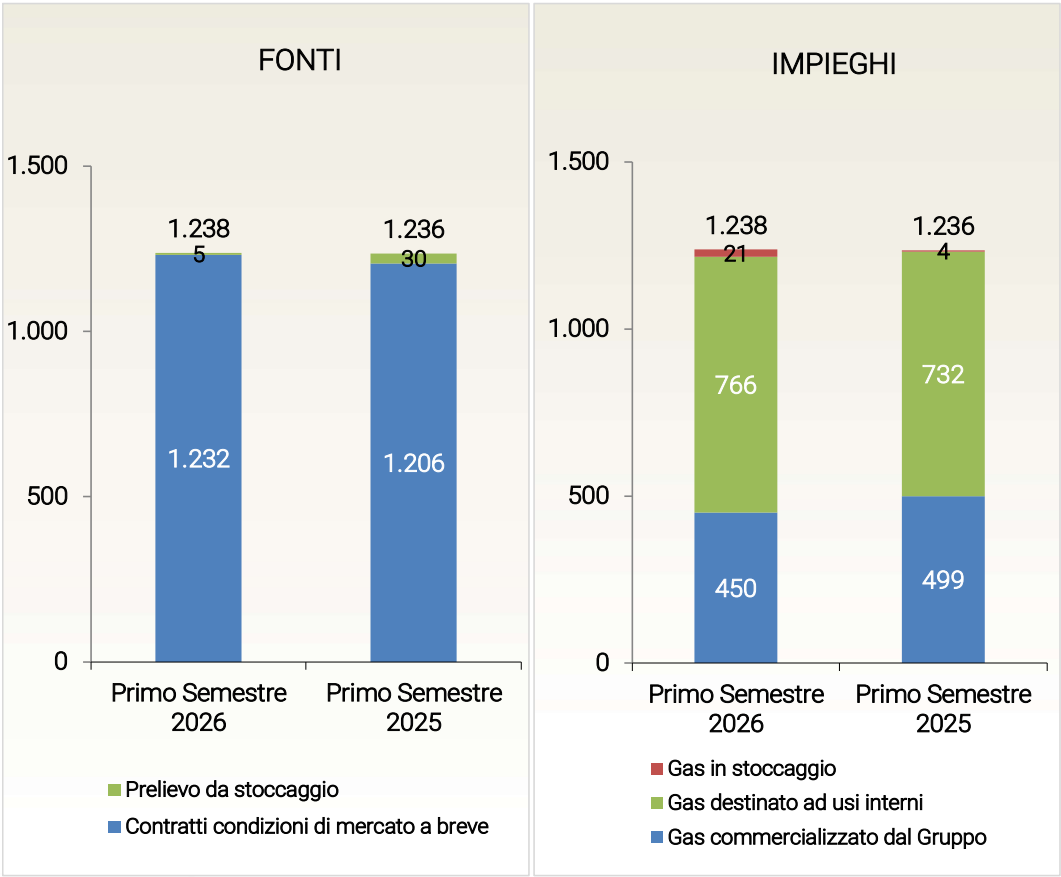


Bilancio del gas

Milioni di metri cubi	Primo semestre 2026	Primo semestre 2025	Variaz. %
FONTI			
Contratti con condizioni mercato a breve	1.232,1	1.205,9	2,2
Prelievi da stoccaggio	5,4	29,7	(81,8)
Totale Fonti	1.237,5	1.235,6	0,2
IMPIEGHI			
Gas commercializzato dal Gruppo	450,4	499,2	(9,8)
Gas destinato ad usi interni (1)	765,8	732,2	4,6
Gas in stoccaggio	21,3	4,2	(*)
Totale Impieghi	1.237,5	1.235,6	0,2

(*) Variazione superiore al 100%

(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 2026, l'andamento decrescente della curva dei tassi di interesse osservato nei primi mesi dell'anno ha subito una marcata inversione al rialzo a seguito dello scoppio della crisi mediorientale.

Il cessare il fuoco raggiunto a metà giugno ha determinato una temporanea riduzione della curva, mentre la successiva riacutizzazione delle tensioni all'inizio di luglio ha riportato i tassi su livelli prossimi ai massimi registrati nella fase successiva all'inizio del conflitto.

Il protrarsi delle tensioni geopolitiche continua ad alimentare l'incertezza del quadro macroeconomico, con potenziali impatti sull'evoluzione dei tassi di interesse e sulle prospettive di crescita e inflazione, che permangono caratterizzate da un elevato grado di volatilità.

Nel meeting di giugno, la Banca Centrale Europea ha aumentato di 25 punti base i tassi di riferimento, portando il tasso ufficiale di sconto (Tasso di Deposito) a 2,25% e interrompendo il ciclo di riduzioni avviato nel giugno 2025.

Infine, esaminando il tasso Euribor a sei mesi, si rileva che il parametro è pari al 2,7%, mentre le quotazioni dei tassi fissi, riflesse nei valori dell'Interest Rate Swap, sono posizionate su livelli nell'intorno del 3%-3,1%.

Attività svolta

Nel corso del periodo 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.

Nuovo finanziamento con Banca Europea degli Investimenti (BEI)

A fine 2025 gli organi deliberativi di Iren S.p.A. e della BEI hanno approvato la sottoscrizione di un finanziamento *green* per un importo pari a 225 milioni di euro a supporto degli investimenti del Gruppo negli ambiti dell'economia circolare e dell'efficienza energetica.

Nello specifico, vengono finanziati una serie di progetti in infrastrutture comunali di raccolta dei rifiuti nei territori di riferimento del Gruppo incentivando la riduzione dei rifiuti, con l'obiettivo di migliorare la separazione alla fonte e aumentarne la tracciabilità e i tassi di separazione. Parallelamente, sono inclusi altresì investimenti mirati a misure di efficienza energetica che contribuiranno a ridurre il consumo energetico degli edifici a supporto della decarbonizzazione del patrimonio edilizio.

Il contratto di finanziamento è stato firmato il 10 marzo 2026, rafforzando ulteriormente il legame tra il Gruppo Iren e Banca Europea degli Investimenti.

Finanziamento *Sustainability-Linked Term Loan*

Il 13 aprile 2026 Iren ha sottoscritto con Mediobanca un nuovo finanziamento di 150 milioni di euro di tipo *Sustainability-Linked Term Loan*, finalizzato al sostegno del piano di investimenti del Gruppo. La durata del finanziamento è pari a cinque anni e prevede un meccanismo di rimodulazione del margine finanziario in funzione del conseguimento di specifici target di sostenibilità delineati nel Piano Industriale.

Linea *committed Revolving Credit Facility* (RCF)

A ulteriore sostegno del proprio profilo di liquidità, in data 28 aprile Iren ha sottoscritto con Intesa Sanpaolo una linea di credito di tipo *Revolving Credit Facility* (RCF) per un importo complessivo pari a 100 milioni di euro, con una durata di tre anni. L'operazione si inserisce nella strategia di ottimizzazione della liquidità del Gruppo, garantendo una maggiore flessibilità nella gestione delle risorse finanziarie e rafforzando la capacità di affrontare eventuali esigenze di cassa nel breve e medio termine.

Aggiornamento del Sustainable Financing Framework

Nel mese di maggio, Iren ha aggiornato il proprio Sustainable Financing Framework, documento che guida l'accesso del Gruppo agli strumenti di finanza sostenibile e supporta la strategia di sostenibilità, collegando le scelte di finanziamento agli obiettivi ambientali e climatici del Piano Industriale. Nel Framework sono disciplinate le linee guida per l'emissione e la sottoscrizione di strumenti *green*, *blue* e *sustainability-linked*, oltre all'individuazione dei criteri di selezione, monitoraggio e rendicontazione dei progetti e degli indicatori rilevanti.

Attività di Liability Management

Nell'ottica di gestione proattiva ed efficiente del portafoglio del debito in essere, nel corso del semestre è stato anticipatamente rimborsato un finanziamento per un importo pari a 83 milioni di euro.

Nell'ambito del Gruppo, nell'ottica di centralizzazione del debito come previsto da policy intercompany, si è conclusa la razionalizzazione delle posizioni di finanziamento acquisite nel 2025 per effetto del consolidamento delle società del gruppo.

EGEA Holding per complessivi 165 milioni di euro. È stato infatti anticipatamente estinto l'ultimo finanziamento di 3,5 milioni di euro in capo a EGEA Acque.

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 35% da prestiti e al 65% da obbligazioni; si evidenzia inoltre che l'84% del debito totale è finanziato da fondi di tipo *sustainable*, coerenti con il *Sustainable Finance Framework* di Iren, come i Green Bond, i finanziamenti di tipo Use of Proceeds e i prestiti Sustainability-Linked, il cui tasso di interesse è legato a Key Performance Indicators di natura ESG.

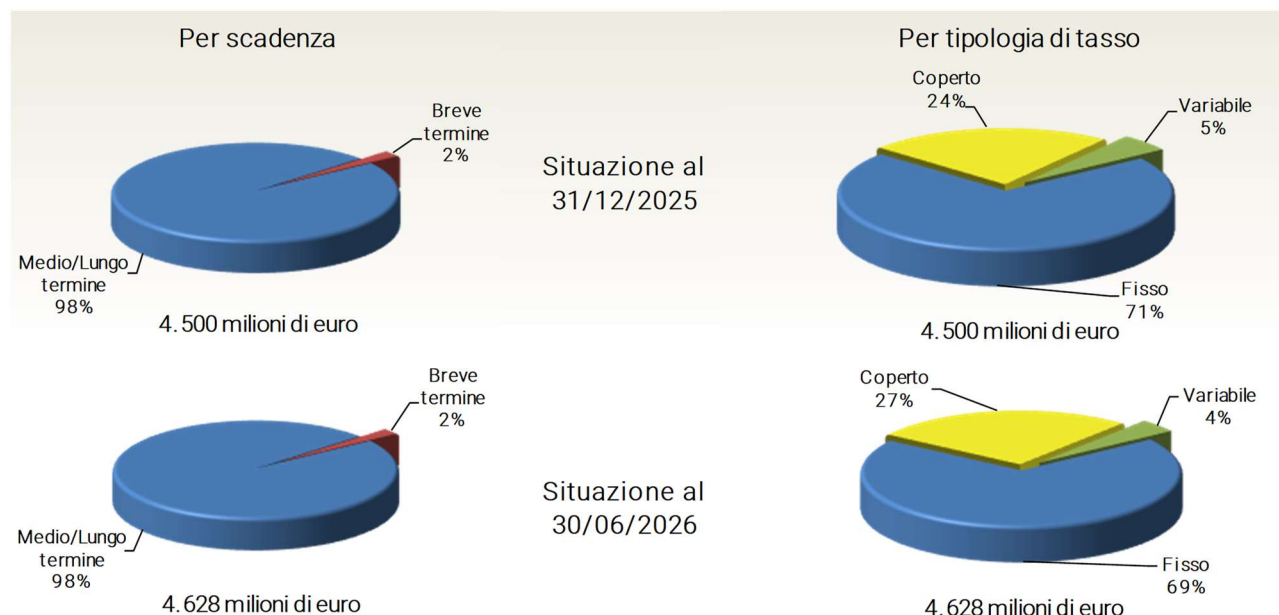
Per quanto concerne i rischi finanziari, il Gruppo Iren è esposto a diverse tipologie di rischio, tra i quali rischi di liquidità, rischi di variazione nei tassi di interesse e di cambio. Nell'ambito dell'attività di *Risk Management*, al fine di limitare i rischi di variazione nei tassi di interesse,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

In tale contesto, nel corso del primo semestre 2026 sono stati perfezionati cinque nuovi contratti di *Interest Rate Swap* a copertura di complessivi 250 milioni di debito, con decorrenza giugno e dicembre 2026 e giugno 2027 e scadenze dicembre 2026, giugno 2027 e giugno 2028.

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, con un'ottimizzazione del costo del capitale e 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 2025, è riportata nel seguente grafico.



Rating

Il Gruppo Iren detiene i ratings:

- "BBB" con Outlook "Stable" per il merito di credito a lungo termine (Long-Term Issuer Credit Rating) con l'agenzia Standard & Poor's Global Ratings (S&P), giudizio mantenuto inalterato a luglio 2026 (Rating No Action). Il rating è attribuito anche al debito obbligazionario senior non garantito ("BBB") e al debito obbligazionario ibrido ("BB+");
- "BBB" con Outlook "Stable" per il merito di credito a lungo termine (Long-Term Issuer Default Rating - IDR) con l'agenzia Fitch Ratings, giudizio confermato a dicembre 2025, a seguito della presentazione del business plan 2025-2030. Il rating è attribuito anche al debito obbligazionario senior non garantito ("BBB+") e al debito obbligazionario ibrido ("BBB-").

Tali giudizi riflettono la strategia prudente di Iren, con attenzione alla disciplina finanziaria e ad una capital allocation selettiva. Grazie alla prevalenza di attività regolate e quasi-regolate, il profilo di business è caratterizzato da un'elevata prevedibilità dei flussi di cassa.

A livello ESG, per entrambe le agenzie, le tematiche di sostenibilità hanno un impatto neutro o scarsamente rilevante dal punto di vista creditizio, sia per la natura del business sia per il modo in cui il tema della sostenibilità viene gestito nelle dinamiche di Gruppo.

Alla data del 30 giugno, a sostegno del profilo di liquidità del Gruppo e del livello di rating, oltre alle disponibilità liquide correnti e assimilate a servizio delle prossime scadenze entro i dodici mesi, Iren dispone di linee di finanziamento a medio lungo termine sottoscritte, disponibili ma non utilizzate per complessivi 500 milioni di euro.

Fatti di rilievo intervenuti dopo la chiusura del periodo ed evoluzione prevedibile della gestione

Fatti di rilievo intervenuti dopo la chiusura del periodo

Rinnovo del Programma EMTN

In data 22 luglio 2026 si è perfezionato il rinnovo annuale del Programma EMTN, con un plafond pari a 5 miliardi di euro, che costituisce la piattaforma attraverso cui il Gruppo potrà effettuare future emissioni obbligazionarie rivolte ad investitori istituzionali.

In continuità con quanto previsto lo scorso anno nell'ambito del Programma, il Prospetto di Base è stato approvato da CONSOB e ha ottenuto il giudizio di ammissibilità alla quotazione sul MOT (Mercato Telematico delle Obbligazioni) da parte di Borsa Italiana, con possibilità di *passporting* su altra piazza europea.

Evoluzione prevedibile della gestione

In uno scenario macroeconomico che rimane complesso e incerto, essendo ancora influenzato dalle tensioni geopolitiche, i principali fattori di rischio per i risultati del Gruppo riguardano la volatilità dei prezzi delle commodities energetiche gas ed energia elettrica, potenziali effetti inflazionistici e un correlato incremento dei tassi di interesse.

Altro elemento d'attenzione sarà il rischio regolatorio, ossia la possibilità che vengano introdotte normative a livello europeo o nazionale volte a calmierare i prezzi energetici.

Il Gruppo prevede di realizzare nel 2026 investimenti pari a quasi un miliardo di euro, in linea con il piano strategico approvato a novembre 2025, che si concentreranno nei settori "regolati" e principalmente sulla BU Reti per incrementare la resilienza delle reti di distribuzione elettrica, oltre che sul servizio idrico integrato per la costruzione di nuovi depuratori e l'ammodernamento delle infrastrutture per una gestione più efficiente e una conseguente riduzione delle perdite idriche.

Nella BU Ambiente gli investimenti saranno relativi al miglioramento della qualità del servizio della raccolta rifiuti con l'obiettivo di incrementare la raccolta differenziata, oltre che per completare la costruzione di un impianto di trattamento della frazione organica FORSU.

Nella filiera energetica (BU Energia e Mercato) gli investimenti tecnici sono rivolti all'estensione della rete di teleriscaldamento, all'installazione degli aerotermi sugli impianti di generazione a gas per incrementarne la disponibilità anche in situazioni di siccità, allo sviluppo di nuovi impianti fotovoltaici, oltre che al mantenimento della customer base.

Per il secondo semestre del 2026, stanti le attuali condizioni di mercato, si prevede un miglioramento dei risultati economici rispetto al secondo semestre 2025, grazie sia alla crescita organica nei settori regolati sia all'attuazione del piano di efficienze attualmente in corso. Ci attendiamo un risultato della filiera energetica in crescita rispetto allo scorso anno per effetto dei maggiori prezzi energetici, dell'incremento dei volumi fotovoltaici, dell'estensione della rete di teleriscaldamento e del contributo del capacity market, elementi che saranno parzialmente controbilanciati da una riduzione delle marginalità nelle attività di supply per effetto di maggior competizione di mercato e dai minori volumi di produzione idroelettrica a causa delle scarse precipitazioni primaverili ed estive.

Per quanto riguarda il debito, l'obiettivo del Gruppo è quello di mantenere l'attuale livello di indebitamento finanziario netto / EBITDA a circa 3,1x.

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 delle Società Quotate 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, fiscali, 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.

L'approccio seguito è anche coerente con gli impegni espressi nella Politica di sostenibilità, tiene in considerazione i rischi e le opportunità connesse ai temi di sostenibilità materiali per il Gruppo Iren, valutando per ciascuna categoria di rischio prevista nel risk model del Gruppo i profili di rischio ambientali, sociali e di governance (ESG), così come peraltro previsto dalla Direttiva UE 2022/2464 - *Corporate Sustainability Reporting Directive* (CSRD).

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 dell'Amministratore Delegato della Società.

Nell'ambito e nei limiti delle deleghe conferite dal Consiglio di Amministrazione di Iren S.p.A., l'Amministratore Delegato, in raccordo con il Presidente e il Vice Presidente, viene incaricato di sovrintendere alla funzionalità del sistema di controllo interno (i) supportando il Comitato Controllo e Rischi e Sostenibilità nella attività di identificazione dei principali rischi aziendali, tenendo conto delle caratteristiche delle attività svolte dalla Società e dalle sue controllate e nella periodica sottoposizione degli stessi all'esame del Consiglio di Amministrazione; (ii) dando esecuzione alle linee di indirizzo definite dal Consiglio di Amministrazione garantendo che le competenti strutture aziendali provvedano alla progettazione, realizzazione e gestione del sistema di controllo interno e di *internal auditing*, verificandone costantemente l'adeguatezza complessiva, l'efficacia e l'efficienza, occupandosi inoltre dell'adattamento di tale sistema alla dinamica delle condizioni operative e del panorama legislativo e regolamentare.

La Direzione Risk Management si occupa:

- della gestione integrata del Sistema di *Enterprise Risk Management* (ERM) di Gruppo: impostazione metodologica, definizione delle Policy e monitoraggio del Sistema;
- della gestione delle polizze assicurative.

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

La Direzione Risk Management presidia inoltre il modello di Business Continuity Management (BCM) di Gruppo, il cui obiettivo è quello di garantire la resilienza del business a fronte di eventi imprevisti, assicurando la continuità dei processi aziendali ritenuti critici. Il BCM di Gruppo include i presidi organizzativi e tecnologici, necessari per garantire la continuità dei processi, nonché una risposta proattiva e strutturata agli eventi di Emergenza e/o Crisi.

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'insolubilità sino all'aumento dei crediti sottoposti a procedure concorsuali o inesigibili. Tale rischio risente, tra gli altri fattori, anche della situazione economico-finanziaria congiunturale.

Per limitare l'esposizione al rischio di credito sono adottati diversi 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, assoggettato alle attività di monitoraggio e controllo da parte delle strutture amministrative.

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.

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 attingendo alle banche dati dei crediti commerciali e, in generale, valutando le eventuali variazioni del predetto rischio rispetto alla rilevazione iniziale e 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 Gestione del Credito fornisce alla Direzione Risk Management e alla Commissione rischi la reportistica di Gruppo con l'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 o attraverso formule di indicizzazione.

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 sia 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 capitolo "Gestione dei rischi finanziari del Gruppo", inserito nelle Note Illustrative al Bilancio.

4. Rischi ESG e da cambiamenti climatici

Il Gruppo Iren ha integrato nel sistema di Enterprise Risk Management la valutazione dei rischi ESG al fine di gestire gli impatti derivanti dai rischi di natura ambientale, sociale e di governance e, in questo contesto, ha definito una specifica Risk 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. La valutazione dei rischi ESG, in cui rientrano i rischi da cambiamento climatico, è peraltro uno dei fattori essenziali ai fini della definizione della rilevanza degli impatti generati e subiti, anche in chiave prospettica di medio-lungo termine.

L'adozione della Climate Change Risk Policy e le conseguenti analisi e gestione dei rischi costituiscono 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 specifica 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, il Gruppo Iren ha da tempo implementato uno strumento che affianca il processo decisionale di tipo strategico. Tale strumento ha visto lo sviluppo e il progressivo aggiornamento 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) nel Rapporto di Valutazione AR6, i cosiddetti Shared Socioeconomic Pathways (SSPs) che rappresentano cinque possibili "futuri climatici" entro il 2100 rispetto al periodo pre-industriale.

Gli scenari climatici presi in considerazione nell'analisi sono lo scenario SSP3-70 (classificato come "scenario ad alte emissioni", che prevede un aumento della temperatura media globale al 2100 di +3,6°C dovuto a debole cooperazione internazionale e scarse politiche di mitigazione) e lo scenario SSP5-85 (classificato come "scenario a emissioni molto elevate", che prevede un aumento della temperatura di +4,4°C dovuto a limitate politiche climatiche).

I dati socio-economici, invece, sono principalmente basati sugli scenari NetZero Emissions by 2050 Scenario (NZE) e Stated Policies Scenario (STEPS) dell'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 emerge che le azioni introdotte nel Piano Industriale al 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.

Inoltre, ai fini dell'applicazione della Tassonomia Europea (Regolamento UE 2020/852), il Gruppo ha svolto un'analisi specificamente mirata alla verifica del criterio DNSH (Do No Significant Harm) per l'obiettivo di adattamento al cambiamento climatico che prevede che, per ogni attività, sia effettuata una valutazione dei rischi fisici climatici (acuti e cronici) e l'implementazione di un piano di adattamento che presenti possibili soluzioni in caso di esposizione significativa al rischio. A tal fine, per le attività/asset gestiti dal Gruppo, vengono identificati i fattori di rischio rilevanti, nello scenario attuale e futuro, con orizzonte temporale al 2050, viene definito, dove necessario, un piano di adattamento.

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 delineano 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 annuale, si aggiorna la situazione dei rischi operativi, nella quale sono evidenziati la dimensione e il livello di controllo dei rischi monitorati; trimestralmente sono aggiornate le situazioni di rischio finanziarie, informatiche, di credito ed energetiche.

La reportistica sul rischio di Gruppo, aggiornata semestralmente, 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).

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 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.

In merito, 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 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 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, viene svolta un'analisi di dettaglio dei driver quantitativi relativi ai rischi con impatto negli anni di Piano. Individuati tali rischi, vengono quantificati i relativi impatti, probabilità di accadimento e azioni di mitigazione funzionali alla quantificazione del valore di rischio sia inerente sia residuo. Tale valutazione conduce alla valorizzazione dello stress test di Piano e dei relativi indici di rating.

Riguardo all'analisi degli investimenti di Piano, viene individuato l'effetto mitigativo sui rischi e i rischi di esecuzione delle categorie di capital expenditure e delle principali iniziative rilevanti.

Da ultimo, viene 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.

Anche le operazioni di M&A e altre iniziative di carattere strategico, valutate nel corso del periodo, sono state oggetto di analisi di dettaglio, con un particolare focus anche sugli impatti di tali operazioni sugli obiettivi di sostenibilità del Gruppo (indicatori ambientali, ove significativi, sociali -in merito, ad esempio, al rispetto delle politiche giuslavoristiche-, di salute e sicurezza da parte della target e di governance) e della coerenza con la Tassonomia UE.

Rapporti con parti correlate

La Procedura in materia di operazioni con parti correlate ("Procedura OPC"), pubblicata sul sito Iren (www.grupp iren.it), è stata approvata e adottata dal Consiglio di Amministrazione, allora in carica, in data 28 giugno 2021, con efficacia dal 1° luglio 2021, previo parere favorevole del Comitato per le Operazioni con Parti Correlate ("COPC", interamente composto da Amministratori indipendenti). In ottemperanza all'art. 16 della Procedura OPC, il precedente Consiglio di Amministrazione, in carica nel mandato 2022-2024, acquisito il parere positivo espresso al riguardo dal COPC in carica nello stesso triennio, ha approvato l'aggiornamento della stessa Procedura OPC con deliberazione assunta il 18 dicembre 2024, fissando la decorrenza della relativa efficacia dal 1° gennaio 2025. Tale aggiornamento, si evidenzia, è stato funzionale, da un lato, a dare corso alla previsione contenuta nel citato art. 16 della Procedura OPC (il quale, tra l'altro, dispone di procedere in tal senso con cadenza almeno triennale, termine in scadenza nel 2024) e, dall'altro, a un costante efficientamento della gestione e del presidio delle operazioni con parti correlate di Iren. Si precisa, infine, come il testo (aggiornato) della Procedura OPC, in data 4 febbraio 2025, sia stato affinato con talune precisazioni di natura non sostanziale, applicando il relativo art. 16.2.

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;
- delle disposizioni di cui all'art. 114 del D. Lgs. 24 febbraio 1998, n. 58 ("Testo Unico della Finanza" ovvero "TUF") e ss.mm.ii. 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, tra i quali le 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 al 30 giugno 2026 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

Il presente capitolo riporta i principali provvedimenti normativi e regolatori (nuove norme o modifiche a norme preesistenti) intervenuti nel corso del primo semestre 2026 in relazione ai settori di operatività.

Quadro europeo

Regolamento target climatici al 2040

Nella Gazzetta Ufficiale dell'Unione europea è stato pubblicato il 18 marzo 2026 il Regolamento 2026/667 che modifica il Regolamento 2021/1119 (Legge sul Clima). Il provvedimento stabilisce un obiettivo vincolante a livello dell'Unione per il 2040 per quanto riguarda le emissioni di gas serra, consistente in una riduzione netta delle emissioni di gas a effetto serra (emissioni al netto degli assorbimenti) del 90% rispetto ai livelli del 1990 entro il 2040.

Il Regolamento prevede una serie di meccanismi di flessibilità, tra cui:

- la possibilità di ricorrere a crediti di carbonio acquistati al di fuori dell'Unione per coprire fino al 5% del target di riduzione delle emissioni;
- l'utilizzo di rimozioni permanenti nazionali della CO₂ per compensare le emissioni dei settori *hard-to-abate* coperti dall'Emission Trading System (ETS).

Inoltre, è rinviata di un anno, dal 2027 al 2028, l'entrata in vigore del sistema ETS2 per gli edifici e il trasporto stradale.

Regolamento Cambio di fornitore nel mercato dell'energia elettrica

Il 16 aprile 2026 è stato pubblicato nella Gazzetta Ufficiale il Regolamento di esecuzione (UE) 2026/855 della Commissione del 14 aprile 2026 sui requisiti di interoperabilità e su procedure non discriminatorie e trasparenti per l'accesso ai dati richiesti per il cambio di fornitore. Tale regolamento definisce, tra le altre misure, il processo tecnico per cambiare fornitore di energia elettrica, che entro il 2026 non deve richiedere più di 24 ore e deve essere possibile in qualsiasi giorno lavorativo.

Quadro nazionale

GAS

Reti gas

La regolazione della distribuzione gas in vigore per il 2026 è stata aggiornata da deliberazioni ARERA pubblicate nel corso del 2025. In particolare, si richiamano le seguenti:

- **Del. 130/2025/R/com**, con cui è stata approvata la revisione dei criteri di rivalutazione dei costi di capitale per i servizi infrastrutturali dei settori dell'energia elettrica e gas;
- **Del. 476/2025/R/com**, con cui è stato confermato per il 2026 il medesimo tasso di remunerazione del capitale applicato nel 2025 (5,9%);
- **Del 532/2025/R/gas**, con cui è stato prorogato agli anni 2026-2027 il Testo Unico della Distribuzione Gas (RTDG, RQDG) già valido per il periodo 2020-2025, con il contestuale aggiornamento del parametro tariffario X-factor (posto pari a zero per tutte le classi di imprese di distribuzione).

Mercato gas

Riempimento stoccaggi Anno Termico 2026-2027

Il **DM Stoccaggio** del 12 marzo 2026 disciplina le modalità di offerta e allocazione della capacità di stoccaggio per l'anno contrattuale 1° aprile 2026 – 31 marzo 2027: prevede una capacità di modulazione di punta prioritaria pari a circa 7.961 milioni di Smc e una quota di circa 1 milione di Smc come servizi pluriennali (2-5 anni).

La **delibera ARERA 112/2026** introduce, per l'Anno Termico 2026/27, un meccanismo incentivante (premio di giacenza) associato alle capacità di stoccaggio conferite, finalizzato a sostenere il riempimento degli stoccaggi durante la campagna di iniezione: il premio si applica alle giacenze al 31 ottobre 2026 fino al raggiungimento di una capacità utile al conseguimento

del 90% del livello di riempimento, con possibilità di revisione o rimozione per le capacità non ancora conferite in funzione dell'evoluzione del mercato e del contesto UE. Il valore è determinato come differenza tra gli oneri finanziari legati all'immobilizzazione del gas e lo spread inverno/estate al momento del conferimento, con un tetto massimo per limitarne l'impatto sul sistema; è inoltre confermata, in continuità con l'AT precedente, l'integrazione dei corrispettivi per il mancato riempimento, con applicazione a fine ottobre del maggiore tra il corrispettivo previsto dalla RAST (Regolazione dell'Accesso ai Servizi di stoccaggio) e 1,5 €/MWh in caso di giacenza inferiore ai livelli minimi.

Trasporto gas

DCO 165/26, relativo alla regolazione tariffaria del servizio di trasporto e misura gas per il 7° periodo regolatorio –7PRT.

Nel menzionato DCO emergono i seguenti elementi di rilievo:

- in primo luogo, ARERA valuta l'introduzione di uno sconto sui punti di entrata GNL. A livello europeo resta inoltre aperta la possibilità di estendere meccanismi analoghi anche agli entry point del gas rinnovabile e del biometano; tuttavia, tale opzione non trova sviluppo nel DCO, pur essendo già stata sollevata dagli operatori in altri contesti;
- sul fronte della flessibilità, è prevista una revisione dei meccanismi applicati ai punti di uscita, che potrebbe incidere anche sul trattamento delle prenotazioni di capacità infrannuali, con possibili impatti specifici sugli impianti di produzione a ciclo combinato (CCGT);
- con riferimento alla componente CVFC, l'orientamento dell'Autorità è volto a mitigare la volatilità tariffaria, attraverso una stabilizzazione degli incrementi: in particolare, il recupero delle mancate coperture verrebbe distribuito su più anni.

Infine, si osserva un rafforzamento della selettività sugli investimenti riconosciuti: saranno ammessi solo i costi ritenuti efficienti e sarà rivisto il sistema di incentivazione, con eliminazione degli incentivi sui tratti di gasdotto completamente ammortizzati. In alternativa, tali incentivi potrebbero essere limitati ai soli tratti ancora effettivamente utilizzati oppure sostituiti da meccanismi di riconoscimento per interventi di manutenzione straordinaria necessari a garantirne l'operatività.

ENERGIA ELETTRICA

Mercato elettrico

Decreto-Legge n. 21/2026 (cd. "DL Bollette")

Convertito in legge ad aprile 2026, introduce un pacchetto articolato di misure volto al contenimento dei prezzi energetici e al sostegno di famiglie e imprese, intervenendo lungo tutte le fasi della filiera (fiscale, retail e *wholesale*) e incidendo sia sui costi di generazione sia sui meccanismi di formazione dei prezzi. In particolare:

- **Fiscalità:** è previsto un incremento dell'aliquota IRAP (pari al +2%) per gli operatori che esercitano in via prevalente attività nelle filiere elettrica e gas, con finalità redistributiva e di copertura degli interventi;
- **Mercato retail:** vengono rafforzati gli strumenti di tutela dei clienti finali, tra cui l'estensione del bonus sociale anche ai clienti del teleriscaldamento e ulteriori misure di protezione e trasparenza nel segmento vendita, anche attraverso obblighi informativi e di responsabilizzazione degli operatori;
- **Mercato all'ingrosso:** il provvedimento introduce una misura strutturale, con decorrenza dal 2027, finalizzata alla riduzione del PUN mediante un meccanismo di rimborso ai produttori termoelettrici a gas dei principali costi che oggi si riflettono nel prezzo elettrico, in particolare (i) alcune componenti variabili della tariffa di trasporto del gas e (ii) i costi ETS riferiti a impianti efficienti; tali rimborsi sono finanziati tramite componenti applicate ai consumi (oneri generali di sistema), evitando l'incorporazione di tali costi nella formazione del prezzo all'ingrosso e comportando un conseguente adeguamento dei parametri del Capacity Market (strike price).
In parallelo, già dal 2026, è rafforzato il ruolo di ARERA nella vigilanza sui comportamenti di offerta degli operatori (in particolare pratiche di bidding a costo opportunità e trattenimento di capacità), anche in attuazione del framework REMIT;
- **"Spalma-incentivi" Conto Energia (misura volontaria 2026–2027):** viene introdotta la possibilità per i titolari di impianti fotovoltaici di aderire a una rimodulazione degli incentivi, con riduzione del 15% o del 30% a fronte di un'estensione della durata (rispettivamente di 3 o 6 mesi), oppure di optare per l'uscita anticipata dal regime incentivante con riconoscimento di un corrispettivo fino a un massimo del 90% del valore attualizzato degli incentivi residui; il pagamento avviene in forma dilazionata (10 rate annue a partire dal 2028, con tasso fino al 6%) ed è subordinato alla realizzazione di interventi di rifacimento/repowering entro il 31 dicembre 2030, nel limite di un contingente indicativo pari a 10 GW;

Per quanto riguarda le principali misure sul mercato all'ingrosso, in particolare quelle relative alla sterilizzazione dei costi ETS, esse risultano condizionate o comunque oggetto di interlocuzione con la Commissione europea ai fini della compatibilità con il quadro sugli aiuti di Stato (art. 6), con tempistiche e modalità attuative ancora subordinate al relativo "benessere".

Comunicazione della Commissione Europea sugli aiuti di Stato – 29 aprile 2026

La Comunicazione della CE chiarisce che gli **aiuti straordinari** sono consentiti **solo fino al 31 dicembre 2026**, a condizione che siano:

- limitati nel tempo;
- riferiti, nel caso di impianti alimentati a gas, a meccanismi di calmierazione del costo del combustibile;
- non estesi ai costi ETS.

Alla luce di tali criteri, le disposizioni del DL Bollette relative agli impianti a gas (art. 6) risultano dunque presentare profili di non coerenza/dubbia compatibilità con il quadro UE, in quanto si applicano oltre il 31 dicembre 2026, non hanno carattere temporaneo e prevedono agevolazioni anche sui costi ETS, mentre la Comunicazione le ammette solo dal lato del costo del combustibile.

Del. 171/2026 - avvio procedimento attuazione art.6.3 DL Bollette

Nell'ambito delle misure sopracitate, il procedimento per l'attuazione dell'art. 6.3 del DL Bollette introduce una misura emergenziale per ridurre il prezzo elettrico all'ingrosso intervenendo sul costo variabile dei CCGT. L'implementazione è subordinata al via libera della Commissione Europea e richiede una revisione normativa dello stesso art. 6.3:

- il meccanismo prevede una compensazione ex post gestita dal GSE finalizzata a rimborsare parte del costo del gas utilizzato nella generazione elettrica;
- i Criteri di rimborso saranno definiti da ARERA e legati allo spread PUN-prezzi esteri, con possibili cap sui costi ETS e definizione della frequenza di aggiornamento dei parametri;
- è definito il ruolo di Terna per la validazione delle quantità, per la copertura degli oneri tramite corrispettivi in bolletta, per il monitoraggio del trasferimento del beneficio nelle offerte di vendita e per l'adeguamento dello strike price del Capacity Market;

La conclusione del procedimento è prevista entro il 30 settembre 2026, con applicazione limitata al quarto trimestre 2026.

Aggiornamenti TIDE – Testo Integrato Dispacciamento Elettrico

Accesso riconoscimento Mancata Produzione da fonti Rinnovabili non programmabili - MPRIN - Il GSE ha pubblicato a marzo le Regole Tecniche per il riconoscimento della MPRIN, in attuazione della delibera ARERA 128/2025, che estende dal 1° aprile 2025 a tutte le Fonti Energia Rinnovabile (FER) non programmabili (oltre l'eolico) il diritto alla remunerazione della produzione non effettuata per ordini di modulazione Terna e al fine della remunerazione dei casi previsti dal DM FER X transitorio; dal 31 marzo 2026 è possibile presentare le istanze sul portale GSE con possibilità di accesso retroattivo dalla medesima data.

Del. 190/2026 approvazione A.83 su meccanismo di approvvigionamento della *Frequency Containment Reserve (FCR)* e posticipo avvio prima fase

Con tale delibera, l'avvio dell'approvvigionamento a mercato della FCR viene posticipato al 3 giugno 2026 (prima previsto dal 1° febbraio 2026). La fase sperimentale termina al 30 novembre 2026 (con monitoraggio mensile); inoltre, è prevista la riduzione progressiva delle bande obbligatorie fino al loro azzeramento post-2027 e l'introduzione del netting di capacità (FCR inclusa), che riduce la quantità nominabile su MGP/MI per gli obblighi del Capacity Market.

Infine, la partecipazione al meccanismo è facoltativa per tutte le unità abilitate al servizio e l'obbligo di offerta, per le unità obbligatoriamente abilitate, si applica a partire dal 1° settembre 2026.

Piattaforme europee di Bilanciamento

Comunicazione Terna di giugno - connessione alla piattaforma europea per lo scambio di energia di bilanciamento da *manual Frequency Restoration Reserve* (mFRR) sviluppata nell'ambito del progetto **MARI**, con partecipazione operativa prevista per il giorno 25 novembre 2026.

Disciplina MACSE - Meccanismo di Approvvigionamento di Capacità di Stoccaggio Elettrico

Con riferimento alla Disciplina MACSE si segnalano i seguenti aggiornamenti:

- la pubblicazione da parte di Terna della proposta di fabbisogno di nuova capacità di stoccaggio elettrico al 2029 come approvata con DM del 20 maggio 2026 - riguarda nuova capacità di accumulo (batterie e tecnologie non di riferimento) relativa all'anno di consegna 2029;
- il fabbisogno sarà aggiornato al ribasso prima dell'asta per tenere conto della capacità di stoccaggio già entrata in esercizio e della capacità approvvigionata tramite Capacity Market (tra pubblicazione fabbisogno e definizione contingent);
- la prossima asta delle batterie, con delivery al 2029 è fissata il 24 novembre 2026.

Disciplina *Capacity Market (CM)* e Adeguatezza

Rapporto Adeguatezza 2025 – Terna

L'analisi di adeguatezza al 2030-2035 condotta con l'*Economic Viability Assessment* (EVA), valuta la sostenibilità economica delle unità termoelettriche in un contesto di forte crescita di rinnovabili e accumuli, fattori che riducono le ore di funzionamento e quindi i ricavi degli impianti. In uno scenario di riferimento che include la capacità già contrattualizzata nel Capacity Market e lo sviluppo coerente con lo scenario DDS24, senza ulteriori dismissioni oltre quelle già previste, il sistema risulta adeguato (53,9 GW disponibili e LOLE - Loss of Load Expectation – inferiore a 3 ore/anno). Tuttavia, considerando le dismissioni delle unità non economicamente sostenibili individuate dall'EVA (circa 26-27 GW), il sistema diventa fortemente inadeguato, con LOLE superiore a 150 ore/anno nel 2030 e oltre 200 nel 2035, anche tenendo conto dello sviluppo degli accumuli. Questo peggioramento è amplificato dalla crescita del picco di domanda (elettrificazione e data center) e dal fenomeno di "missing money" sul termoelettrico.

In sintesi, il Rapporto evidenzia che in assenza di meccanismi a termine il mercato non garantisce adeguatezza, rendendo il Capacity Market essenziale per evitare dismissioni critiche;

In tale contesto, Terna indica la necessità di valutare aste anche oltre l'orizzonte 2028, nei limiti indicati dalla Decisione C(2019)4509 del 14 giugno 2019 della CE, che consente l'esecuzione di aste fino all'anno 2028 con ultimo anno di consegna 2032, con la presentazione di analisi ad ARERA e MASE in merito all'eventuale ricorso delle ulteriori aste entro il 31 dicembre 2026. L'asta per il Capacity Market (CM) 2028 è prevista entro l'estate 2026.

Connessioni al sistema di Difesa e di Controllo di Terna – Aggiornamento allegati al Codice di Rete

La Del. 160/2026 fa seguito alla consultazione di settembre 2025 di Terna che aveva avviato il processo di aggiornamento del Codice di Rete, che riguarda sia nuove modalità di collegamento al Sistema di Difesa delle Unità di Produzione (tramite aggiornamenti a seguito dell'obsolescenza delle telecomunicazioni) che la predisposizione, con specifici requisiti di apparato periferico di difesa e monitoraggio (UPDM), alla ricezione dei comandi di distacco e modulazione della produzione dal sistema centrale di difesa di Terna.

In particolare, Terna prevede l'estensione dell'obbligo di UPDM con funzionalità di limitazione produzione tramite segnale a impianti eolici e fotovoltaici (FV) collegati in alta e altissima tensione.

La Del. 160/2026 verifica positivamente gli aggiornamenti degli allegati al Codice di Rete Terna in tema di collegamento al Sistema di Difesa e al Sistema di Controllo di Terna in vigore dal 14 maggio 2026.

Attività ARERA di Monitoraggio dei Mercati all'ingrosso

L'Autorità ha istituito a marzo 2026 una **Unità di Vigilanza Energetica** dedicata al monitoraggio dei mercati di gas ed energia elettrica. Di seguito i principali elementi:

1. Monitoraggio rafforzato dei prezzi energetici: ARERA monitorerà in tempo reale l'andamento dei prezzi all'ingrosso e al dettaglio di gas ed elettricità e pubblicherà indicatori giornalieri. Ciò implica un maggiore livello di attenzione regolatoria sulle dinamiche di mercato e sui possibili effetti sui prezzi applicati ai clienti finali;
2. Situazione approvvigionamenti gas: l'Autorità segnala che, allo stato attuale, non emergono criticità negli approvvigionamenti almeno fino ad aprile (stoccaggi in linea con la stagionalità e flussi GNL regolari), pur mantenendo un presidio sui prezzi applicati dagli operatori rispetto alla reale disponibilità della commodity;
3. Contratti a prezzo fisso e pratiche commerciali: ARERA ribadisce il divieto di modifica unilaterale dei contratti di fornitura elettrica a prezzo fisso e annuncia un rafforzamento delle attività di vigilanza sulle pratiche commerciali verso i clienti finali.

Invio dati termoelettrici a Terna su richiesta ARERA

- sono stati richiesti i dati orari di gas naturale consumato dagli impianti termoelettrici negli anni 2023-2024-2025 ai sensi del TIMM (Testo Integrato del Monitoraggio del Mercato all'ingrosso e del mercato per il servizio di dispacciamento);
- è stato ampliato il set informativo dei dati degli impianti richiesto ai sensi della del. 302/25 (indagine conoscitiva sugli esiti dei prezzi MGP nel biennio 2023-2024, per indagare possibili comportamenti di trattenimento economico della capacità, in violazione del Regolamento REMIT).

Del. 155/2026 - monitoraggio mercato ingrosso gas ex art. 7 DL 21/22

La delibera avvia una raccolta informazioni sui contratti di approvvigionamento gas con volumi immessi in Rete Nazionale tramite allocazione sui put di entrata (Entry).

Il provvedimento riguarda i "titolari di contratti di approvvigionamento di volumi di gas per il mercato italiano", intendendo i contratti di acquisto di gas naturale o GNL con consegna in un punto (anche non direttamente) interconnesso col sistema nazionale. L'obiettivo del monitoraggio è quello di valutare il costo storico e prospettico delle importazioni di gas per il sistema Paese.

ARERA evidenzia che l'aggiornamento serve anche per migliorare la qualità/coerenza dei dati, in particolare rispetto a disallineamenti riscontrati, dal 2022, tra quantità allocate agli utenti ai punti di entrata e quantità comunicate dagli stessi utenti ai fini del monitoraggio, e anche perché prezzi/volumi possono essere rettificati anche a distanza di mesi.

Sono monitorati sia i contratti di lungo che di breve termine.

Regolamento REMIT - Trasparenza e Integrità Mercati Energetici

E' stato pubblicato il Pacchetto di documenti in esito alla consultazione ACER (Agenzia dell'Unione Europea per la cooperazione fra i regolatori nazionali dell'energia) di settembre 2025.

Nuovo Regolamento di esecuzione REMIT IR (UE) 2026/256 in vigore dal 29 aprile 2026, abrogando il precedente IR (UE) 1348/2014. Di seguito se ne riportano gli elementi rilevanti:

- dal 29 aprile 2026 vengono introdotti nuovi timing per le segnalazioni;
- vengono introdotte segnalazioni periodiche (art.4);
- sono presenti nuove regole di reporting delle posizioni di trading dei prodotti (art.6).

Nuovo Regolamento Delegato 2026/255

Completa e rafforza il quadro per sorveglianza/autorizzazione ACER dei soggetti terzi gestori della piattaforma di invio informazioni privilegiate (IIP) e RRM (Registered Reporting Mechanism, il "Meccanismo di Segnalazione Registrato" definito dal Regolamento europeo REMIT).

Retail

D.Lgs. 7 gennaio 2026, n. 3 – Recepimento Direttiva mercato elettrico

Il decreto legislativo interviene con una serie di misure volte al rafforzamento dei diritti dei clienti finali, aumentando la trasparenza delle offerte e introducendo nuovi obblighi per gli operatori. In particolare, viene ampliata la flessibilità contrattuale per i clienti, a cui viene formalmente riconosciuto il diritto alla stipula di più contratti di fornitura relativi al medesimo punto di fornitura. Il provvedimento rafforza inoltre le tutele per i clienti in condizioni di povertà energetica,

prevedendo specifiche misure di salvaguardia contro il rischio di interruzione della fornitura, e favorisce la partecipazione attiva dei clienti ai meccanismi di mercato, inclusa la gestione della domanda, la flessibilità e la condivisione dell'energia. In tale contesto, vengono introdotti anche strumenti per la valorizzazione dell'energia condivisa, con riconoscimento in bolletta della quota di energia oggetto di condivisione.

Dal lato degli operatori, il decreto prevede obblighi di gestione del rischio, imponendo ai fornitori l'adozione di adeguate strategie di copertura per mitigare l'esposizione alla volatilità dei prezzi all'ingrosso. Viene inoltre previsto il completamento entro il 2026 delle misure per l'accelerazione del processo di switching, con obiettivo di cambio fornitore entro 24 ore dalla richiesta, e il rafforzamento dei servizi di ultima istanza attraverso procedure di affidamento trasparenti e non discriminatorie. Ulteriori adempimenti sono previsti anche lato attività commerciale, come ad esempio l'obbligo di proporre almeno un'offerta di fornitura di energia elettrica a prezzo fisso con durata almeno annuale, oltre al divieto di operare modifiche unilaterali delle condizioni contrattuali sulla medesima tipologia di offerte.

Sulla base delle disposizioni normative, ARERA ha integrato la regolazione di settore (del. 189/2026/R/com) introducendo il formale divieto di modifica delle condizioni economiche nei contratti di energia elettrica a prezzo fisso a tempo determinato. È stato inoltre introdotto l'obbligo di invio della scheda sintetica anche nei casi di proroga delle condizioni economiche.

D.L. 20 febbraio 2026, n. 21 (DL Bollette) – Misure su mercato retail energia

A livello di focus specifico rispetto a quanto già esplicitato, si segnala che il decreto in oggetto introduce un pacchetto di interventi volto a rafforzare la tutela dei clienti finali e la trasparenza nel mercato retail, agendo sia lato contrasto alla povertà energetica sia per quanto riguarda le pratiche commerciali scorrette.

In merito al primo punto è previsto un incremento del bonus sociale elettrico per le famiglie vulnerabili (fino a circa 315 €/anno complessivi) affiancato da un nuovo contributo fino a 60 euro per clienti domestici con ISEE fino a 25.000 euro, anche non titolari di bonus, su base volontaria dei venditori.

Sul piano commerciale, il provvedimento introduce il divieto di contatti o sollecitazioni verso clienti prospect o recentemente usciti tramite telefonate o SMS, salvo specifico consenso o richiesta, e impone l'utilizzo di numerazioni telefoniche chiaramente identificabili. Viene inoltre rafforzata la trasparenza informativa, con obbligo di comunicare in formato elettronico l'identità del soggetto o intermediario che ha concluso il contratto.

Il decreto attribuisce agli operatori (energy e TLC) una responsabilità piena in merito alla correttezza, trasparenza e adeguatezza delle proposte contrattuali, estesa anche alle attività svolte tramite agenti e partner commerciali, introducendo contestualmente l'obbligo precontrattuale di acquisire le esigenze del cliente e verificarne la coerenza con l'offerta proposta. Infine, vengono previsti interventi di trasparenza economica, ponendo in capo ad ARERA il compito di raccogliere informazioni sui margini degli operatori, al fine di rafforzare il controllo sul funzionamento del mercato retail.

Ai fini del pieno recepimento delle disposizioni normative, ARERA ha avviato un procedimento (delibera 188/2026/R/com) funzionale alla revisione e integrazione del Codice di Condotta Commerciale che dovrebbe concludersi entro il mese di dicembre 2026.

Delibera 58/2026/R/eel – Riforma del processo di cambio fornitore (switching 24h)

In osservanza delle disposizioni della normativa UE, la delibera introduce una revisione organica del processo di cambio fornitore, finalizzata all'implementazione dello switching entro 24 ore dalla richiesta dell'esercente. Il provvedimento disciplina ruoli e responsabilità dei soggetti coinvolti, prevedendo che la richiesta di switching possa essere presentata sia dalla controparte commerciale sia dall'utente del dispacciamento.

Il nuovo processo, che verrà implementato a partire dal 1° dicembre 2026, si articolerà in una fase preliminare di verifica dei dati (c.d. "check POD") e nel successivo preliminary check, volto a validare la corrispondenza tra POD e dati del cliente e a raccogliere le principali informazioni tecniche e contrattuali del punto di prelievo.

A valle di tale fase, sarà possibile procedere con una richiesta veloce oppure con una richiesta ordinaria di cambio fornitore, della durata rispettivamente di uno o dieci giorni lavorativi massimi. La richiesta veloce, applicabile ai soli casi di forniture domestiche di energia elettrica per le quali non sussistano pendenze lato credito, dovrà essere presentata entro 10 giorni lavorativi dall'esito del preliminary check e consente il completamento dello switching in tempi estremamente ridotti, fino a un giorno lavorativo. Per tutti gli altri casi invece si applicherà la richiesta ordinaria, anch'essa da presentare entro 10 giorni lavorativi.

DCO 130/2026/R/eel – Evoluzione Servizio a Tutele Graduali post-2027

La consultazione delinea il nuovo assetto del Servizio a Tutele Graduali (STG) prevedendo dal 1° aprile 2027 l'introduzione di un servizio unico di ultima istanza rivolto a tutte le tipologie di utenza che non avranno scelto un fornitore nel mercato libero, con l'obiettivo di rafforzare il segnale di prezzo e incentivare la migrazione consapevole verso il mercato. Il perimetro includerà i clienti senza fornitore, le nuove attivazioni e gli ingressi nell'STG nel periodo gennaio-marzo 2027.

L'erogazione del servizio sarà affidata tramite procedure concorsuali su base territoriale, con requisiti minimi di accesso pari ad almeno 50.000 POD/PDR e assegnazione tramite aste a turno unico basate sul parametro economico β definito in €/POD/anno, che costituirà anche la principale componente di remunerazione degli esercenti.

Le condizioni economiche applicate ai clienti rifletteranno una struttura regolata (approvvigionamento, dispacciamento e oneri) integrata da una componente di commercializzazione inizialmente allineata (per i primi mesi) alla PCV della maggior tutela e successivamente determinata dal parametro β . Le condizioni contrattuali saranno uniformi e riconducibili al modello PLACET, con obblighi di informativa al cliente tramite PEC o raccomandata in fase di attivazione del servizio.

Il modello prevede inoltre un percorso strutturato per l'uscita dal servizio dei clienti rimasti inerti: tutte le forniture attivate in STG ante gennaio 2027 e che alla data del 31 marzo 2027 risultino ancora riforniti nel medesimo servizio continueranno ad essere rifornite dal medesimo esercente nell'ambito dell'offerta di mercato libero individuata come "più conveniente" sulla base della spesa annua stimata. Restano esclusi da questa "transizione" i clienti vulnerabili, per i quali è previsto il passaggio in automatico alla maggior tutela, e le utenze attivate in data successiva al 1° gennaio 2027 per le quali è prevista la prosecuzione della fornitura in STG con il nuovo esercente assegnatario a partire dal 1° aprile 2027.

Bonus Teleriscaldamento

Del. 185/2026/R/COM

ARERA ha avviato un procedimento con l'obiettivo di estendere le misure di tutela del bonus sociale già previste per elettricità e gas anche agli utenti del teleriscaldamento. Il percorso mira a definire i criteri di accesso al beneficio economico, permettendovi l'accesso in coerenza con le soglie ISEE e le categorie vulnerabili già adottate per gli altri settori regolati, e l'individuazione delle modalità operative di erogazione, valutando il coordinamento con i sistemi informativi esistenti e il coinvolgimento degli stessi operatori TLR. Saranno inoltre analizzati i meccanismi di copertura degli oneri e le modalità di finanziamento, insieme agli obblighi informativi verso i clienti beneficiari.

Reti elettriche

Concessioni Distribuzione energia elettrica

In caso di approvazione ministeriale dei Piani Straordinari di Investimento da parte dei DSO, gli stessi possono ottenere una rimodulazione delle concessioni in essere in termini di durata con un limite massimo di vent'anni, dietro loro versamento di oneri di rimodulazione, computati nel capitale investito soggetto ad ammortamento e remunerazione.

La **Del. 77/2026** ha posticipato la scadenza del 31 marzo 2026 (definita dalla **del. Del. 237/2025**) per la definizione da parte di ARERA delle regole per l'inclusione nella tariffa di tale onere: la nuova scadenza sarà 8 mesi dalla data di pubblicazione del DM MASE contenente i criteri di definizione ed entità degli oneri concessori.

Qualità tecnica e commerciale

A valle del DCO 332/2025/R/eel, la **del. 199/2026/R/eel** ha aggiornato alcune disposizioni delle regolazioni output-based e della qualità commerciale dei servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica, disponendo:

- dal 2028, possibili nuove finestre per la presentazione di istanze per interventi di Piano di Sviluppo meritevoli di premi;
- la conferma dell'attuale rientro dei corrispettivi versati negli ultimi 24 mesi come premio per l'installazione di dispositivi di compensazione dell'energia reattiva;
- la conferma - fino al 2027 - del meccanismo premiale per gli ambiti con la continuità del servizio migliore;
- nuovi indennizzi - dal 2028 - per numero di interruzioni oltre lo standard anche per gli utenti BT;
- da gennaio 2027, riduzione del limite per considerare un'interruzione rilevante e conseguenti comunicazioni ad ARERA e nel Rapporto degli Output;
- Il reinvio a successivi tavoli tecnici dell'aggiornamento Periodo di Condizioni Perturbate (PCP);
- il nuovo indennizzo a partire dal 1° luglio 2026 per il tempo massimo di messa a disposizione all'utente della verifica dei distacchi settimanali di impianti di piccola taglia per tensioni di rete elevate;
- comunicazioni più stringenti dei tempi di adeguamento rete BT in caso di eccessivi distacchi di impianti di piccola taglia.

Si ricorda infine che la regolazione tariffaria della distribuzione elettrica in vigore per il 2026 è stata aggiornata da alcune deliberazioni ARERA pubblicate nel corso del 2025. In particolare, si richiamano le seguenti:

- **Del. 130/2025/R/com**, con cui è stata approvata la revisione dei criteri di rivalutazione dei costi di capitale per i servizi infrastrutturali dei settori dell'energia elettrica e gas;
- **Del. 476/2025/R/com**, con cui è stato confermato per il 2026 il medesimo tasso di remunerazione del capitale applicato nel 2025 (5,6%);
- **Del. 575/2025/R/eel**, con cui, oltre all'aggiornamento per l'anno 2026 le tariffe per l'uso delle infrastrutture per i servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica, sono stati confermati anche per l'anno 2026 i livelli specifici di continuità per gli utenti MT ed è stata estesa al 2028 la vigenza delle regole della sostituzione dei sistemi di Smart Metering 2G.

RIFIUTI

Determinazione 13 aprile 2026, n1 /DTAC/2026

La determina approva gli schemi tipo degli atti costituenti la proposta tariffaria nel terzo periodo regolatorio (2026-2029) degli impianti di trattamento “minimi” e “intermedi” e le relative modalità per la trasmissione all’Autorità.

Del. 138/2026 - Avvio procedimento circa nuove misure di tutela per utenti titolari di bonus

La delibera avvia un procedimento, da concludersi entro il 31 dicembre 2026, finalizzato all’introduzione di misure di tutela rafforzata per gli utenti titolari di bonus sociali e all’estensione ai settori ambientali di alcune protezioni già previste nei comparti energetici; si prevede l’eventuale pubblicazione di documenti di consultazione.

Per il settore Rifiuti i profili di maggiore interesse riguardano le modalità di gestione della rateizzazione e gestione della morosità dei percettori di bonus in coerenza con l’esigenza di assicurare un livello di protezione più elevato ai nuclei economicamente svantaggiati (quali, ad esempio, indennizzi automatici in caso di ritardi nell’erogazione dei bonus).

DM 26 marzo 2026 - nuova disciplina per i Centri di Raccolta

In vigore dal 14 maggio 2026, il Decreto del Ministero dell’Ambiente e della Sicurezza Energetica recante “Disciplina dei centri di raccolta dei rifiuti urbani raccolti in modo differenziato”, abroga i previgenti DM 8 aprile 2008 e 13 maggio 2009 e introduce una disciplina aggiornata dei centri di raccolta, definendone le caratteristiche tecnico-strutturali, i requisiti per la gestione e il funzionamento, i rifiuti conferibili e le modalità di gestione.

I centri di raccolta già esistenti continuano ad operare e si conformano alle disposizioni del nuovo decreto entro il 14 maggio 2027 (termine di dodici mesi dall’entrata in vigore del DM 26 marzo 2026).

Accordo ANCI-CONAI (2026-2029)

In merito, è stato siglato il nuovo accordo con validità dal 1° maggio 2026 al 31 dicembre 2029.

SERVIZIO IDRICO

Del 138/2026 Avvio procedimento circa nuove misure di tutela per utenti titolari di bonus

La delibera avvia un procedimento, da concludere entro il 31 dicembre 2026, finalizzato all’introduzione di misure di tutela rafforzata per gli utenti titolari di bonus sociali e all’estensione ai settori ambientali di alcune protezioni già previste nei comparti energetici; si prevede l’eventuale pubblicazione di documenti di consultazione.

Per il SII, i profili di maggiore interesse riguardano, in particolare, la possibile revisione delle regole in materia di informazione all’utenza, applicazione ed erogazione del bonus, gestione della morosità e contenimento degli oneri connessi ai ritardi di pagamento, in coerenza con l’esigenza di assicurare un livello di protezione più elevato ai nuclei economicamente svantaggiati.

In termini operativi, il procedimento appare orientato a valutare misure che aumentino la consapevolezza degli utenti nelle scelte contrattuali e nei rapporti con il gestore, semplifichino i meccanismi di riconoscimento e fruizione delle agevolazioni, rafforzino gli strumenti di enforcement nei confronti degli operatori inadempienti e introducano elementi di ulteriore tutela circa i casi di morosità relativi a utenze idriche, pur tenendo conto della necessità di minimizzare l’impatto dell’intervento in termini di oneri per il gestore.

Del. 39/2026 e 40/2026 Avvio procedimento per valutazioni quantitative, relative al biennio 2024-2025, previste da meccanismo incentivante rispettivamente per qualità contrattuale e per qualità tecnica

Le delibere costituiscono atti di avvio procedimentale a carattere ricognitivo e valutativo, propedeutici alla successiva quantificazione di premi e penali a carico dei gestori del SII per il biennio 2024-2025, nell’ambito dell’architettura regolatoria costruita da ARERA nel corso dell’ultimo decennio.

L’Autorità indica le cause di esclusione dal meccanismo incentivante (tra cui la mancata validazione dei dati da parte dell’Ente di Governo d’Ambito -EGA- e la mancanza di confrontabilità nel tempo dei dati di qualità della gestione) e dalle premialità (tra cui la mancata trasmissione degli atti di predisposizione tariffaria ai sensi del metodo tariffario pro tempore vigente entro il 31 ottobre, il mancato versamento di componenti perequative a CSEA e il mancato rispetto di termini perentori previsti da eventuali richieste di documentazione aggiuntiva formulate dall’Autorità nel corso dell’istruttoria).

La conclusione dei procedimenti è prevista entro il 30 giugno 2027.

TEMI TRASVERSALI

Incentivi – Sviluppo FER

FER-X a regime

Nel primo semestre 2026 l’evoluzione più rilevante è rappresentata dal via libera della Commissione europea al FER-X a regime. Il nuovo schema prevede un contingente massimo pari a 37,15 GW di nuova capacità rinnovabile, di cui 10 GW riservati agli impianti fino a 1 MW e 27,15 GW destinati agli impianti di maggiore dimensione tramite procedure competitive. Il meccanismo riguarda fotovoltaico, eolico, idroelettrico e impianti alimentati da gas residuati dai processi di depurazione, confermandosi come principale strumento di sostegno alla nuova capacità rinnovabile elettrica matura.

Rispetto al quadro delineato al 31 dicembre 2025, il passaggio al FER-X a regime rappresenta quindi un elemento di maggiore certezza regolatoria, pur restando da monitorare la piena pubblicazione degli atti attuativi, l'aggiornamento delle Regole Operative GSE, la definizione dei prezzi di esercizio e il calendario delle prime procedure. Per il Gruppo, il meccanismo resta centrale ai fini della valutazione della bancabilità di nuovi investimenti rinnovabili, anche alla luce degli esiti già registrati nelle procedure competitive del regime transitorio.

Facility PNRR CACER

Nel corso del primo semestre 2026 è proseguita l'attuazione della Facility PNRR CACER, relativa al sostegno degli impianti a fonti rinnovabili inseriti in configurazioni di autoconsumo collettivo e Comunità Energetiche Rinnovabili. La misura si inserisce nel quadro del Decreto CACER, che continua ad applicarsi per quanto non espressamente modificato dalla disciplina PNRR, e mira a favorire la diffusione di impianti rinnovabili distribuiti a servizio di comunità energetiche e gruppi di autoconsumatori. Nel semestre, il quadro operativo è stato aggiornato a seguito della rimodulazione della misura PNRR, con attribuzione al GSE del ruolo di soggetto attuatore del programma di sovvenzione. Il nuovo assetto prevede che il GSE stipuli, entro il 30 giugno 2026, accordi di concessione con i soggetti beneficiari fino a concorrenza delle risorse disponibili, pari a 795,5 milioni di euro. In caso di superamento della dotazione finanziaria, le richieste ammissibili ma non finanziabili sono inserite in un elenco di riserva secondo l'ordine cronologico di presentazione.

Un elemento rilevante del nuovo impianto è la distinzione tra la fase di concessione del contributo e la successiva fase di realizzazione degli interventi. La scadenza del 30 giugno 2026 rileva ai fini della stipula degli accordi di concessione, mentre gli impianti dovranno entrare in esercizio entro 24 mesi dalla comunicazione dell'accordo e comunque nel rispetto delle condizioni previste dalla disciplina applicabile.

Per il Gruppo, la Facility CACER presenta potenziali opportunità in relazione allo sviluppo di modelli di autoconsumo diffuso, partnership territoriali, servizi energetici e iniziative FER di taglia distribuita. Al tempo stesso, la misura richiede un'attenta valutazione dei vincoli soggettivi, territoriali, tecnici e amministrativi applicabili, nonché della sostenibilità economica delle configurazioni, anche in relazione al coordinamento tra contributo in conto capitale, tariffa incentivante sull'energia condivisa e regole di cumulabilità.

OIERT – Obbligo di incremento dell'energia rinnovabile termica

Nel primo semestre 2026 si è completato il quadro attuativo dell'obbligo di incremento dell'energia rinnovabile termica nelle forniture di energia mediante la pubblicazione del DM MASE 15 aprile 2026, che disciplina le modalità di adempimento dell'obbligo previsto dall'art. 27 del D.Lgs. 199/2021.

Il meccanismo si applica ai soggetti che effettuano vendita di energia termica a terzi per quantitativi superiori a 500 TEP annui, con particolare rilievo per gli operatori attivi nel settore del teleriscaldamento e della fornitura di calore. L'obbligo decorre dal 2026 e si articola in due periodi regolatori: 2026-2028 e 2029-2030. Il conseguimento dell'obbligo relativo al primo periodo dovrà avvenire entro il 31 marzo 2029, mentre quello relativo al secondo entro il 31 marzo 2031.

Ai fini dell'adempimento, il decreto prevede la valorizzazione della quota di energia rinnovabile termica venduta agli utenti finali, anche tramite l'utilizzo di specifici titoli, tra cui le Garanzie di Origine per calore e freddo da fonti rinnovabili, le GO relative all'energia elettrica rinnovabile impiegata per alimentare pompe di calore e i certificati relativi al calore e freddo di scarto. È inoltre prevista la possibilità di riportare eventuali eccedenze al periodo d'obbligo successivo.

Sotto il profilo operativo, entro il 30 settembre 2026 i soggetti obbligati dovranno registrarsi sul Portale OIERT e comunicare al GSE i dati relativi all'energia termica venduta e alla quota rinnovabile del triennio 2022-2024. Dal 2027, tali comunicazioni dovranno essere effettuate annualmente entro il 31 marzo.

In caso di mancato adempimento è previsto il versamento di un contributo compensativo, il cui valore sarà definito con successivo decreto ministeriale. Le relative risorse confluiranno in un fondo presso CSEA destinato alla promozione delle fonti rinnovabili termiche, rafforzando il collegamento tra OIERT e futuro meccanismo FER-T.

FER-T – Fonti rinnovabili termiche di grande taglia

Nel primo semestre 2026, la pubblicazione del DM OIERT ha rafforzato la rilevanza prospettica del meccanismo FER-T. Come visto, il decreto ha infatti istituito presso la CSEA il Fondo per la promozione delle fonti rinnovabili termiche, alimentato dai contributi compensativi versati dai soggetti obbligati in caso di mancato adempimento dell'obbligo di incremento dell'energia rinnovabile termica. Le risorse del Fondo sono destinate alla promozione dell'utilizzo dell'energia rinnovabile termica attraverso il meccanismo competitivo per l'incentivazione degli interventi di produzione di energia termica da fonti rinnovabili di grandi dimensioni, con particolare riferimento ai sistemi di teleriscaldamento e alle applicazioni industriali, ossia il futuro FER-T.

Alla luce dell'avvio dell'OIERT, il FER-T assume quindi un ruolo centrale come principale strumento destinato a rendere bancabili nuovi investimenti nelle rinnovabili termiche di grande taglia, anche in coerenza con le esigenze di progressiva decarbonizzazione dei sistemi di teleriscaldamento e dei consumi termici industriali. Nel corso del 2026 è pertanto attesa una prima evoluzione dello schema, anche mediante la predisposizione di una bozza di decreto o di ulteriori atti attuativi, che dovranno definire in modo puntuale tecnologie ammissibili, criteri di accesso, livelli di incentivo, procedure competitive e coordinamento con gli altri strumenti di sostegno, in particolare Conto Termico 3.0 e OIERT.

Al 30 giugno 2026, il FER-T non risulta ancora operativo, ma rappresenta uno dei tasselli più rilevanti del nuovo quadro di supporto alle fonti rinnovabili termiche. Per il Gruppo, il presidio del meccanismo resta prioritario, sia per le possibili opportunità di investimento nel calore rinnovabile e di scarto, sia per il collegamento con gli obblighi OIERT e con le strategie di decarbonizzazione delle reti di teleriscaldamento.

Misura PNRR M7 I.17

Nel primo semestre 2026 è proseguita l'attuazione della misura PNRR M7 I.17, relativa all'efficientamento energetico dell'edilizia residenziale pubblica. La misura è finalizzata a incentivare investimenti privati per la riqualificazione energetica

del patrimonio di edilizia residenziale pubblica (ERP), con l'obiettivo di conseguire una riduzione media della domanda di energia primaria pari ad almeno il 30%, attraverso il coinvolgimento di ESCo e operatori specializzati. Nel mese di aprile 2026 il GSE ha aggiornato il quadro operativo della misura, prevedendo la proroga del termine per la presentazione delle richieste di ammissione dal 31 maggio al 30 giugno 2026 e introducendo una nuova tipologia di intervento denominata "multi-intervento", con incentivo fisso pari al 65% dei costi ammissibili. Tale aggiornamento amplia la flessibilità applicativa dello strumento e consente di valorizzare interventi integrati su edifici ERP, in luogo di singole misure puntuali di efficientamento. La misura assume rilievo in quanto combina la leva del contributo pubblico con il coinvolgimento di soggetti privati nella realizzazione degli interventi, secondo un modello orientato alla promozione di investimenti di dimensione significativa. In tale ambito risultano centrali la corretta strutturazione dei rapporti tra enti proprietari o gestori del patrimonio ERP, ESCo e soggetti finanziatori, nonché la verifica dei requisiti tecnici, economici e documentali previsti per l'accesso alla sovvenzione. Particolare attenzione deve essere posta al coordinamento della misura con gli altri strumenti di sostegno, in particolare con il Conto Termico 3.0, tenendo conto dei limiti di cumulabilità applicabili e del divieto di doppio finanziamento sulle medesime spese. La valutazione degli interventi richiede quindi un'analisi puntuale della struttura dei costi, delle fonti di copertura, delle modalità di rendicontazione e degli obblighi connessi al rispetto delle milestone e dei target PNRR. Per il Gruppo, la M7 l.17 rappresenta un potenziale ambito di sviluppo per iniziative di efficientamento energetico, servizi energetici e modelli ESCo applicati al patrimonio pubblico residenziale.

Bacheca PPA – Consultazione GSE ex DL Bollette

Nel primo semestre 2026 è stato avviato il percorso attuativo delle disposizioni del DL Bollette relative alla promozione dei contratti di lungo termine per l'acquisto di energia elettrica da fonti rinnovabili, cosiddetti Power Purchase Agreement. L'articolo 4 del DL 21/2026 prevede infatti l'adeguamento della Bacheca PPA, con sezioni dedicate alla stipula di contratti di durata non inferiore a tre anni, anche in forma aggregata, e con l'obiettivo di favorire la contrattualizzazione di energia rinnovabile da parte delle imprese, incluse le PMI.

In tale contesto, nel mese di giugno 2026 il GSE ha avviato una consultazione pubblica finalizzata a definire gli aspetti operativi del meccanismo, con particolare riferimento alla sezione degli "Annunci qualificati", al supporto del GSE nella fase di contrattualizzazione e al ruolo dello stesso quale garante di ultima istanza nei confronti delle parti che soddisfino i requisiti previsti dalla disciplina.

La consultazione assume rilievo in quanto mira a rafforzare la bancabilità e la diffusione dei PPA, riducendo il rischio di inadempimento delle controparti e favorendo l'incontro tra domanda e offerta di energia rinnovabile di lungo termine. Il meccanismo si inserisce nel più ampio percorso di stabilizzazione dei prezzi dell'energia e di disaccoppiamento, almeno parziale, del costo dell'energia elettrica dalle dinamiche dei combustibili fossili.

Per il Gruppo, il tema presenta potenziali impatti sia lato produzione, in relazione alla valorizzazione di lungo termine dell'energia rinnovabile, sia lato approvvigionamento, con riferimento alla copertura del rischio prezzo e alla strutturazione di contratti pluriennali. Restano da monitorare l'esito della consultazione, l'approvazione delle regole operative e il coordinamento del nuovo strumento con la disciplina della Bacheca PPA gestita dal GME e con gli altri meccanismi di supporto alle fonti rinnovabili.

Concessioni e affidamenti del Gruppo Iren

PRODUZIONE IDROELETTRICA

Di seguito si riepilogano le concessioni di grande derivazione ad uso idroelettrico e le relative scadenze per gli impianti di Iren Energia.

Regione	Impianto	Potenza nominale media di concessione (MW)	Scadenza
Piemonte	Po Stura - San Mauro	5,58	31 dicembre 2010
Piemonte	Pont Ventoux – Susa	45,64	13 dicembre 2034
Piemonte	Agnel - Serrù – Villa	12,53	31 dicembre 2010
Piemonte	Bardonetto – Pont	8,92	31 dicembre 2010
Piemonte	Ceresole – Rosone	32,92	31 dicembre 2010
Piemonte	Telessio - Eugio – Rosone	26,10	31 dicembre 2010
Piemonte	Rosone – Bardonetto	9,71	31 dicembre 2010
Piemonte	Valsoera – Telessio	1,76	31 dicembre 2010
Campania	Tusciano	8,49	31 marzo 2029
Campania	Tanagro	12,85	31 marzo 2029
Campania	Bussento	17,06	31 marzo 2029
Campania	Calore	3,27	31 marzo 2029

In relazione alle concessioni suindicate scadute al 31 dicembre 2010, relative a Valle Orco (Agnel - Serrù – Villa, Bardonetto – Pont, Ceresole – Rosone, Telessio - Eugio – Rosone, Rosone – Bardonetto, Valsoera – Telessio) e Po-Stura-San Mauro, è stata presentata alla Regione Piemonte una proposta di *project financing*.

Con Deliberazione della Giunta Regionale del Piemonte del 17 aprile 2023 n.17/6747 è stata deliberata la fattibilità delle due proposte di *project financing* presentate da Iren Energia, ai sensi dell'articolo 183, comma 15 D. Lgs. 50/2016, aventi ad oggetto, rispettivamente, le Concessioni di grandi derivazioni idroelettriche scadute sull'asta del Torrente Orco e la Concessione scaduta di grande derivazione idroelettrica dell'impianto Po-Stura-San Mauro.

Con Deliberazioni della Giunta Regionale 5 giugno 2023, nn. 28-6999 e 29-7000, la Regione Piemonte ha deliberato, ai sensi degli articoli 3 e 4 della Legge Regionale 26/2020, la “non sussistenza di un prevalente interesse pubblico ad un diverso uso delle acque derivate, incompatibile con il mantenimento dell'uso a fine idroelettrico, e definizione della procedura ad evidenza pubblica per la relativa assegnazione”.

Con DGR n. 7387 del 3 agosto 2023 e la Determina Dirigenziale 7 agosto 2023, n. 578, la Regione ha poi verificato la correttezza dei “rapporti di fine concessione” delle grandi derivazioni idroelettriche scadute e ne ha disposto la pubblicazione sul proprio sito istituzionale.

Infine, la Regione Piemonte ha affidato alla Società di committenza regionale SCR Piemonte S.p.A le attività di predisposizione del capitolato e della documentazione di gara e della conseguente gestione per la ricerca di professionisti abilitati alla verifica ex art. 26 del D. Lgs n. 50/2016 del progetto relativo alle proposte di *project financing* presentate da Iren Energia.

Con determinazione dirigenziale n. 955/A1604C del 2 dicembre 2025, il Progetto di Fattibilità Tecnico Economica redatto ai sensi degli artt. 17 e segg. del DPR 207/2010 e s.m.i., a corredo della proposta di *project financing* presentata da Iren Energia per l'impianto idroelettrico Po-Stura-San Mauro Torinese, è stato validato dal Responsabile Unico del Progetto (RUP) della Regione, ai sensi e per gli effetti dell'art. 42 comma 4 del D.Lgs. 36/2023 e s.m.i..

Con determinazione dirigenziale a contrarre n. 1045/A1604C del 4 dicembre 2025, la Regione Piemonte ha stabilito di procedere con l'assegnazione in concessione della grande derivazione idroelettrica relativa all'impianto Po-Stura-San Mauro tramite finanza di progetto ai sensi dell'art. 193 dello stesso D.Lgs. su iniziativa privata, da espletarsi tramite il procedimento unico di assegnazione di cui al Regolamento regionale 27 aprile 2023, n. 2, mediante procedura ad evidenza pubblica, nonché ha approvato la documentazione tecnica di gara.

Infine, in data 29 dicembre 2025 la SCR ha pubblicato il bando di gara, con termine al 16 febbraio 2026 per il ricevimento delle domande di partecipazione alla fase di pre-qualifica.

Con sentenza del 5 febbraio 2026 nella causa C-810/2024, la Corte di giustizia dell'Unione Europea ha statuito che “l'articolo 3, paragrafo 1, della direttiva 2014/23/UE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 26 febbraio 2014, sull'aggiudicazione dei

contratti di concessione, in combinato disposto con l'articolo 49 TFUE, con gli articoli 30 e 41, nonché con il considerando 68 di tale direttiva, dev'essere interpretato nel senso che: esso osta a che uno Stato membro riconosca al promotore di una procedura di finanza di progetto un diritto di prelazione che gli consente, nell'ipotesi in cui il contratto di cui trattasi non gli sia stato inizialmente aggiudicato, di adeguare la sua offerta a quella dell'aggiudicatario inizialmente prescelto e di ottenere così l'aggiudicazione di tale contratto, a condizione di rimborsare le spese che l'aggiudicatario iniziale ha sostenuto per preparare la sua offerta, senza che tale rimborso possa superare il 2,5% del valore stimato dell'investimento atteso dall'aggiudicatario a partire dal progetto di fattibilità posto a base di gara".

Il 23 aprile 2026, SCR Piemonte ha pubblicato un nuovo avviso di indizione di "Procedura ad evidenza pubblica per l'assegnazione in concessione della grande derivazione idroelettrica relativa all'impianto Po Stura – San Mauro, ai sensi della L.R. 26/2020 e del R.R. 2/2023 tramite finanza di progetto su iniziativa privata", che tiene conto della suddetta pronuncia della Corte di giustizia dell'Unione Europea, e ha fissato all'8 giugno 2026 il termine per la ricezione delle richieste di partecipazione alla fase di prequalificazione. Iren Energia ha presentato richiesta di partecipazione e ha impugnato il predetto avviso e gli atti connessi dinanzi al TAR Piemonte contestando la modalità di indizione della gara alla luce del venir meno del diritto di prelazione del promotore. Il TAR Piemonte ha respinto l'istanza cautelare con Ordinanza n. 238/2026 e sono in corso valutazioni per l'appello.

Per quanto riguarda invece la concessione relativa a Valle Orco, si è in attesa della validazione del Progetto di Fattibilità Tecnico Economica e della successiva determina a contrarre.

DISTRIBUZIONE GAS NATURALE

IRETI Gas gestisce il servizio di distribuzione del gas naturale nei territori storici di operatività del Gruppo: gli Ambiti Genova1, Parma, Reggio Emilia, Piacenza2 e Savona1, in regime di prorogatio.

Area Ligure

Per quanto riguarda l'ATEM Genova1 Ireti Gas ha fornito alla Stazione Appaltante, su richiesta di quest'ultima, i dati di cui all'art. 5 DM 226/2011 aggiornati al 31 dicembre 2023 necessari per la predisposizione della gara per l'affidamento della nuova concessione.

Per quanto riguarda l'ATEM Genova2 "Provincia", in data 27 febbraio 2026 è stato pubblicato il nuovo bando di gara, con termine per la presentazione delle offerte il 21 settembre 2026. Sono in corso le attività preparatorie per la partecipazione. Infine, IRETI Gas è concessionaria del servizio di distribuzione gas nei Comuni di Albenga e Ceriale in Provincia di Savona nell'ATEM Savona 1 Sud Ovest, il cui bando di gara è stato pubblicato in data 29 dicembre 2025.

Area Emiliana

Nell'ATEM di Reggio Emilia IRETI Gas ha fornito alla Stazione Appaltante, su richiesta di quest'ultima, la documentazione propedeutica alla preparazione del Bando di gara in ottemperanza agli obblighi informativi di cui all'art. 4 D.M. 226/2011 "Regolamento per i criteri di gara e per la valutazione dell'offerta per l'affidamento del servizio della distribuzione del gas naturale", aggiornata alla data di riferimento del 31 dicembre 2025.

Area Piemontese

La Stazione Appaltante ha richiesto ad ASM i dati necessari per la predisposizione della gara per l'affidamento della nuova concessione, che sono stati forniti aggiornati al 31 dicembre 2023.

Nell'ATEM Cuneo 3, tramite la società Reti Metano Territorio (controllata al 100% da IRETI Gas) il Gruppo è presente nel Comune di Alba e in altri 42 Comuni della Provincia di Cuneo, gestiti in regime di prorogatio, in attesa che la Stazione Appaltante avvii l'iter per l'affidamento della nuova concessione.

Altre aree territoriali

Sempre tramite Reti Metano Territorio il Gruppo opera nella distribuzione gas nei seguenti ATEM:

- ATEM Lecco 1 – Comune di Calolziocorte;
- ATEM Milano 3 – Comune di Casarile;
- ATEM Monza e Brianza 1 – Comuni di Burano di Molgora e Vimercate;
- ATEM Monza e Brianza 2 – Comune di Besana in Brianza;
- ATEM Alessandria 3 – Comune di Acqui Terme (Acqui Rete Gas, partecipata al 50% da Reti Metano Territorio)
- ATEM Alessandria 1 – Comune di Valenza (Valenza Rete Gas, partecipata al 50% da Reti Metano Territorio).

ENERGIA ELETTRICA

Le concessioni ministeriali elettriche hanno termine di scadenza al 31 dicembre 2030; Iren gestisce il servizio pubblico di distribuzione dell'energia elettrica nelle Città di Torino e Parma (attraverso IRETI) e di Vercelli (tramite ASM Vercelli).

Iren è inoltre presente con DEA S.p.A., facente parte del gruppo della collegata ASTEA, che gestisce il servizio di distribuzione dell'energia elettrica in alcuni comuni dell'area marchigiana (Agugliano, Magliano di Tenna, Montelupone, Offida, Osimo, Polverigi, Recanati, Santa Maria Nuova) e abruzzese (Ortona, San Vito Chietino), oltre a Sanremo (Liguria, Provincia di Imperia) nonché, tramite la controllata ASPM, nel comune di Soresina (Lombardia, Provincia di Cremona).

Le concessioni in essere sono state definite con D. Lgs. 79/1999, il cui articolo 9 prevedeva che le imprese di distribuzione operanti alla data di entrata in vigore del provvedimento continuassero a svolgere il servizio sulla base di concessioni rilasciate dal Ministero competente (all'epoca il Ministero dell'industria del commercio e dell'artigianato, ora il MASE) e aventi scadenza entro il 31 dicembre 2030.

Il D.Lgs. 79/99 prevedeva inoltre che, non oltre il quinquennio precedente la medesima scadenza (31 dicembre 2025), il Ministro competente, sentita la Conferenza Unificata e l'Autorità, definisse le modalità, le condizioni e i criteri, ivi inclusa la remunerazione degli investimenti realizzati dal precedente concessionario, per le nuove concessioni da rilasciare alla scadenza del 31 dicembre 2030, previa delimitazione dell'ambito, comunque non inferiore al territorio comunale e non superiore a un quarto di tutti i clienti finali, e che detto servizio fosse affidato sulla base di gare da indire, nel rispetto della normativa nazionale e comunitaria in materia di appalti pubblici.

Con la legge 30 dicembre 2024, n. 207 (Legge di Bilancio 2025), all'articolo 1, commi da 50 a 53, il legislatore ha previsto che, con decreto del Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica (MASE) di concerto con il Ministero dell'Economia e delle Finanze (MEF), su proposta di ARERA, siano definiti i termini e le modalità per la presentazione da parte dei concessionari del servizio di distribuzione dell'energia elettrica di piani straordinari di investimento pluriennale, dettagliando i fini e gli obiettivi minimi che i suddetti piani devono perseguire.

Con la Legge Bilancio 2025, l'affidamento delle concessioni decorrenti dal 1° gennaio 2031 tramite gara sarà dunque limitato ai casi in cui non vengano presentati o non vengano approvati i piani straordinari di investimento pluriennale: in tali casi, infatti, non sussistono i presupposti per una rimodulazione della durata delle concessioni.

Con delibera n. 392/2025/R/EEL del 5 agosto 2025, ARERA ha deliberato la presentazione al Ministero della proposta contenente i termini e modalità dei piani straordinari di investimento pluriennale.

TELERISCALDAMENTO

Iren Energia gestisce il servizio di distribuzione del teleriscaldamento tramite concessione, affidamento o autorizzazione alla posa delle reti nei comuni di Torino, Nichelino (TO), Beinasco (TO), Rivoli (TO), Collegno (TO), Grugliasco (TO), Reggio Emilia, Parma, Piacenza e Genova.

Inoltre, mediante TLRNet (subentrata dal 1° gennaio 2026 a EGEA Holding in forza dell'atto di scissione parziale di quest'ultima) e le società controllate dalla stessa, gestisce in convenzione il servizio del teleriscaldamento nei Comuni di Alba, Canale, Bra, Cortemilia e Narzole (Provincia di Cuneo), Piossasco e Carmagnola (Città Metropolitana di Torino), Alessandria e Acqui Terme nella stessa provincia, Nizza Monferrato (Provincia di Asti) e Cairo Montenotte (Provincia di Savona).

Infine, il Gruppo, mediante Dogliani Energia, è titolare della concessione per il servizio del teleriscaldamento nel Comune di Dogliani (CN). In merito, il sistema di teleriscaldamento è entrato in servizio a ottobre 2025 per il primo lotto di utenze allacciate.

Si segnala che, a seguito di procedura ad evidenza pubblica conclusasi con determinazione del Comune di Moncalieri n. 2727 del 20 dicembre 2024, Iren Mercato è concessionaria del pubblico servizio di teleriscaldamento nel territorio del Comune di Moncalieri per cinque anni a partire dal 1° gennaio 2025.

In merito, Iren Energia, che fornisce calore ad Iren Mercato, è proprietaria degli impianti di produzione e delle infrastrutture di rete esistenti ed è parte di una Convenzione con il Comune per l'occupazione del suolo pubblico scaduta nel 2021 e proseguita senza soluzione di continuità in regime di prorogatio.

Con Deliberazione di Giunta Comunale n. 137 del 27 marzo 2026 e Deliberazione di Consiglio Comunale n. 44 dell'8 aprile 2026, il Comune ha approvato il nuovo schema di convenzione volto a disciplinare la concessione per l'occupazione del suolo e del sottosuolo pubblico per la rete di teleriscaldamento e a ridefinire i rapporti con Iren Energia. Ad oggi si è in attesa di sottoscrivere la suddetta nuova convenzione.

SERVIZIO IDRICO INTEGRATO

Area ligure

IRETI è titolare dell'affidamento della gestione del Servizio Idrico Integrato nei 67 comuni della Provincia di Genova. L'affidamento è stato attribuito con Decisione dell'Autorità dell'ATO Genovese il 13 giugno 2003 n. 8 e scadrà nel 2032.

La gestione del Servizio Idrico Integrato in alcuni Comuni della provincia di Genova viene svolta da IRETI tramite il gestore operativo salvaguardato Iren Acqua Tigullio, controllato al 66,55% da IRETI.

IRETI esercisce inoltre direttamente il servizio di distribuzione di acqua potabile nei Comuni di Camogli, Rapallo, Coreglia, Zoagli, Sestri Levante, Casarza Ligure e Moneglia, e il Servizio Idrico Integrato nei Comuni di Né e Carasco, nell'ATO Genovese.

La società gestisce infine il solo segmento del servizio idrico anche nei seguenti ATO:

- Savonese Centro Ovest 1, nei comuni di Albissola Marina, Albissola Superiore, Quiliano, Vado Ligure, Celle Ligure, Noli, Spotorno, Bergeggi, Savona, Stella, Varazze;
- Savonese Centro Ovest 2 – Comuni di Altare, Cairo Montenotte, Carcare, Cengio.

Per quanto riguarda i Comuni gestiti dell'ATO Savonese Centro Ovest 2, si segnala che in data 30 giugno 2025 è pervenuta la comunicazione di avvio della procedura di subentro da parte del Gestore unico in-house CIRA.

Per quanto concerne invece la Provincia di Imperia, la società Rivieracqua S.p.A., Gestore Unico d'Ambito, è subentrata ad IRETI con decorrenza 1° luglio 2025 per il servizio idrico nei comuni di Camporosso, San Biagio della Cima, Perinaldo, Soldano, Valledona, Isolabona, Vallecrosia, Dolceacqua, Seborga, Bordighera e Ventimiglia. Risulta attualmente in corso il perfezionamento della corresponsione del valore del conguaglio all'effettiva data del subentro.

Infine, a La Spezia e Provincia, in 31 comuni, il Gruppo Iren gestisce, attraverso ACAM Acque, il servizio idrico con concessione valida fino al 31 dicembre 2033.

Area Emiliana

Il Gruppo gestisce il Servizio Idrico Integrato nelle Province di Reggio Emilia, Piacenza e Parma.

Nei predetti territori, la proprietà dei beni e delle reti relative al settore idrico è in capo a società interamente possedute da Enti pubblici, c.d. "società patrimoniali", rispettivamente per il Comune di Parma – Parma Infrastrutture, per l'ATO di Piacenza – Piacenza Infrastrutture (per il Comune capoluogo, Consorzio Val d'Arda e Consorzio Val Nure per altri comuni della Provincia di Piacenza) e AGAC Infrastrutture per l'ATO di Reggio Emilia. Queste società hanno messo le reti e gli asset a disposizione del Gruppo Iren sulla base di un contratto di affitto ed a fronte del pagamento di un canone annuo.

Bacino Territoriale di Reggio Emilia – la gestione del Servizio Idrico Integrato per la Provincia di Reggio Emilia, escluso il Comune di Toano, è in capo alla "Azienda Reggiana per la Cura dell'Acqua", in breve ARCA, partecipata al 60% dal socio pubblico AGAC Infrastrutture e al 40% da IRETI, socio privato operativo per l'affidamento del servizio nell'ATO3 Reggio Emilia fino al 31 dicembre 2043.

ARCA, mediante specifica convenzione, sulla base di quanto previsto dagli atti di gara, ha affidato con eguale decorrenza la gestione dei compiti operativi alla società operativa territoriale (SOT) Iren Acqua Reggio, all'uopo costituita dal socio privato operativo (IRETI) per la gestione dei medesimi.

Bacino Territoriale di Piacenza – la gestione del Servizio Idrico Integrato per la Provincia di Piacenza è in capo alla società Iren Acqua Piacenza S.r.l., con efficacia dal 1° gennaio 2025 e scadenza al 31 dicembre 2040, a seguito dell'aggiudicazione della gara indetta dall'Ente d'Ambito nel corso del 2022.

Bacino Territoriale di Parma – la Convenzione stipulata con l'ATO di Parma fissava la scadenza dell'affidamento al 30 giugno 2025. La predetta scadenza risulta prorogata dalla Legge Regionale Emilia-Romagna n. 14/21 fino al 31 dicembre 2027.

Area Piemontese

Il Gruppo gestisce, tramite ASM Vercelli, i servizi connessi al ciclo idrico integrato nell'ATO2 Piemonte "Biellese Vercellese, Casalese". I servizi erogati dalla società, oltre alla città di Vercelli, si estendono anche a 14 Comuni della Provincia.

La gestione è scaduta il 31 dicembre 2023. In merito, la Conferenza dell'Ente di Governo d'Ambito (EGATO2) non è stata in grado di deliberare sulla scelta del modello di gestione per mancanza del quorum e pertanto lo stesso Ente è stato interessato da un provvedimento di Commissariamento da parte della Regione Piemonte. L'incarico Commissariale si è concluso in data 28 febbraio 2025 con la pubblicazione del Decreto n. 1 di pari data ed avente come oggetto la "Scelta del modello di gestione ed avvio della procedura di affidamento del Servizio Idrico Integrato per l'Ambito Territoriale Ottimale 2 Piemonte alla Società in house BCV S.p.A.", che dispone:

- l'approvazione dell'affidamento "in house" quale modello di gestione del SII nell'ATO 2 Piemonte;

- di avviare il percorso e i procedimenti dettagliatamente descritti nel cronoprogramma per l'affidamento del SII all'interno dell'Ambito Territoriale Ottimale n. 2 "Biellese, Vercellese, Casalese" al gestore unico di ambito ai sensi dell'articolo 149-bis del decreto legislativo n. 152 del 2006, individuato in BCV S.p.A.;
- il mancato rispetto delle milestones "conferimento delle reti – fase 1 e fase 2 – deliberazione", "elaborazione del PEF asseverato" e "aggiornamento del modello organizzativo del PdA" e l'eventuale mancata approvazione della Relazione ai sensi dell'art. 17, c. 2, del D. Lgs. N. 201 del 2022 entro i termini previsti nel Cronoprogramma comporterà l'immediata attivazione, a cura dell'Ente d'Ambito, delle procedure necessarie per il ricorso al modello dell'affidamento del servizio mediante procedura ad evidenza pubblica oppure ad una società mista il cui socio privato sia selezionato mediante procedura ad evidenza pubblica e il contestuale definitivo accantonamento della soluzione consistente nell'affidamento "in house" del servizio. Tra gli adempimenti del cronoprogramma è riportata la sottoscrizione del contratto di finanziamento e acquisizione della disponibilità delle risorse per la liquidazione di ASM Vercelli.

Nell'anno 2025 la gestione del SII da parte di ASM Vercelli è pertanto stata operata in regime di prorogatio, la quale ragionevolmente proseguirà sino al completamento del percorso intrapreso dall'EGATO2, atto ad incaricare definitivamente il Gestore unico, sia con il modello in-house sia nell'eventualità che si debba ricorrere ad altri modelli con procedure ad evidenza pubblica.

A seguito dell'adozione del provvedimento commissariale di cui sopra, ASM Vercelli e IRETI, in data 8 aprile 2025, hanno depositato Ricorso al TAR Piemonte – Torino al fine di ottenere l'annullamento del Decreto sopra citato, recante "Scelta del modello di gestione ed avvio della procedura di affidamento del servizio idrico integrato per l'Ambito territoriale ottimale 2 Piemonte alla Società in house BCV S.p.A.", nonché per l'annullamento di ogni atto presupposto, preparatorio, connesso, conseguente.

Il ricorso al TAR è stato depositato anche dal Comune di Vercelli e da alcuni altri Comuni facenti parte dell'ATO2 "Biellese, Vercellese, Casalese".

Sono stati depositati Motivi Aggiunti in data 1° luglio 2025, 7 ottobre 2025 e 5 dicembre 2025, ed è stata fissata udienza per la discussione del merito al 21 maggio 2026. All'udienza la causa è stata trattenuta in decisione.

Il Gruppo gestisce altresì, dal punto di vista operativo tramite IRETI, i servizi di ciclo idrico integrato nei comuni di Nizza Monferrato e Canelli; il contratto di gestione operativa è scaduto nel 2023 e il soggetto concedente Acquedotto Valtigione S.p.A., con "Avviso Pubblico" del 24 ottobre 2025, ha avviato un procedimento ex art. 193, comma 16, del D.lgs. 31 marzo 2023, n. 36, volto a "sollecitare i privati interessati a farsi promotori di iniziative volte ad ottenere mediante partenariato pubblico privato il revamping e la gestione degli impianti di depurazione siti nei Comuni di Canelli e Nizza Monferrato ed il capitale necessario per riscattare il valore residuo da corrispondere al gestore operativo uscente".

Entro il termine di scadenza, prorogato al 12 febbraio 2026, IRETI ha presentato la propria proposta, che è stata ammessa alla fase di valutazione con provvedimento del RUP del 23 febbraio 2026. In data 14 aprile 2026 è stato notificato a IRETI il provvedimento del RUP del 13 aprile 2026, recante "Approvazione dei verbali della commissione di valutazione della migliore proposta volta al revamping di Nizza Monferrato e alla gestione degli impianti di depurazione siti nei comuni di Canelli e Nizza Monferrato", nel quale viene indicato che "la proposta con il miglior punteggio complessivo è quella presentata dalla società A2A Ciclo Idrico S.p.A." e che la stessa sarà (quindi) sottoposta al procedimento di valutazione disciplinato dall'art. 193, comma 6 del D.lgs. n. 36/2023. In esito a tale risultato, IRETI ha proposto, in data 28 maggio 2026, ricorso al TAR Piemonte, successivamente integrato in data 17 giugno con motivi aggiunti, ed è in attesa di fissazione di udienza.

Il Gruppo gestisce, infine, tramite EGEA Acque (controllata da IRETI) i servizi connessi al ciclo idrico integrato in 43 Comuni facenti parte dell'ATO4 "Cuneese".

Le suddette gestioni sono scadute e la Conferenza d'Ambito ha affidato la gestione del servizio idrico integrato al Consorzio Gestori Servizi Idrici S.c.a.r.l. (COGESI), società a totale capitale pubblico. Attualmente EGEA Acque prosegue la gestione in regime di prorogatio nelle more della liquidazione del valore industriale residuo da parte di COGESI. A tutt'oggi sono in corso di stesura accordi per determinare la data di subentro da parte del gestore unico.

Attualmente EGEA Acque prosegue la gestione in regime di prorogatio nelle more del subentro di COGESI. In data 14 maggio 2026 tra EGEA Acque, COGESI, ALAC., Alpi Acque, SISI e IRETI è stato sottoscritto il Contratto preliminare ("Preliminare") di cessione di ramo d'azienda, in forza del quale sono stati definiti, inter alia, i termini e le modalità del subentro nella gestione del SII da parte del Gestore subentrante, nonché il relativo valore di subentro e il perimetro del compendio oggetto di trasferimento alla data di efficacia dello stesso.

Contestualmente alla sottoscrizione del Preliminare il Gestore subentrante ha liquidato il Valore Residuo aggiornato al 31 dicembre 2024. Il Valore Residuo relativo all'esercizio 2025 e fino alla data di effettivo subentro verrà liquidato entro il termine di 60 giorni dalla pubblicazione del/i provvedimento/i dell'EGATO di aggiornamento. Il Preliminare prevede che la stipula dell'Atto definitivo di cessione del ramo d'azienda avverrà alla data del 1° ottobre 2026, salvo diverso accordo scritto tra le parti.

Area Siciliana (Enna)

AcquaEnna gestisce il servizio idrico integrato nell'ATO 5 Sicilia, relativo alla Provincia di Enna con scadenza della concessione al 19 novembre 2034.

La tabella che segue riepiloga dunque i dati relativi alle convenzioni in essere nei principali territori in cui opera il Gruppo:

ATO	REGIME	DATA DI STIPULA	DATA DI SCADENZA
<i>Area Genovese</i>	Convenzione ATO/gestore	16 aprile 2004/5 ottobre 2009	31 dicembre 2032
<i>Reggio Emilia</i>	Convenzione ATO/gestore	20 dicembre 2023	31 dicembre 2043
<i>Parma</i>	Convenzione ATO/gestore	27 dicembre 2004	31 dicembre 2027
<i>Piacenza</i>	Convenzione ATO/gestore	19 dicembre 2024	31 dicembre 2040.
<i>Vercelli</i>	Convenzione ATO/gestore	13 marzo 2006	31 dicembre 2023 (*)
<i>La Spezia</i>	Convenzione ATO/gestore	20 ottobre 2006	31 dicembre 2033
<i>Enna</i>	Convenzione ATO/gestore	19 novembre 2004	19 novembre 2034

(*) In prorogatio

GESTIONE SERVIZI AMBIENTALI

Il Gruppo IREN presta i servizi ambientali sulla base di specifici affidamenti, fatti dai rispettivi Enti Locali e regolati dalle Convenzioni a suo tempo stipulate con le ATO provinciali. La tabella che segue riporta i dati relativi alle convenzioni in essere nei principali territori in cui opera il Gruppo:

ATO	REGIME	DATA DI STIPULA	DATA DI SCADENZA
Reggio Emilia	Convenzione ATO/gestore	10 giugno 2004	31 dicembre 2011 (*)
Parma	Convenzione ATO/gestore	28 dicembre 2022	31 dicembre 2037
Piacenza	Convenzione ATO/gestore	28 dicembre 2022	31 dicembre 2037
Torino (Comune)	Convenzione ATO/gestore	4 dicembre 2013	30 aprile 2034 (**)
Vercelli (Comune)	Convenzione Comune/gestore	22 gennaio 2003	31 dicembre 2028
Consorzio COVeVaR (comuni vercellese)	Contratto d'appalto con COVeVaR /ASM Vercelli - San Germano - RIMECO	1° gennaio 2022	31 dicembre 2029 prorogabile per ulteriori 12 mesi (***)
ATO rifiuti provincia di La Spezia (Comune di La Spezia)	Convenzione Comune/gestore	10 giugno 2005	31 dicembre 2028 (raccolta e spazzamento) 30 gennaio 2043 (smaltimento rifiuti)
ATO Toscana Sud	Convenzione ATO/gestore	28 marzo 2013	31 dicembre 2033
Consorzio Ecologico Cuneese	Contratto d'appalto con San Germano	1° marzo 2024 inizio servizio (contratto stipulato il 19 novembre 2025)	28 febbraio 2031 (rinnovabile per ulteriori 2 anni + 1)
Comune di Selargius (Sardegna, CA)	San Germano - Servizi di igiene ambientale	24 gennaio 2023	28 febbraio 2028 con possibile rinnovo sin al 31 gennaio 2031 (36 mesi)
Comune di Iglesias (Sardegna, SU)	Servizi di igiene urbana ed ambientale	1° settembre 2018	In proroga sino al 31 agosto 2028
Consorzio SEA	Appalto San Germano - Servizi di igiene urbana ed ambientale Bagnolo Piemonte-Barge-Bellino-Brondello-Brossasco-Cardè-Casteldelfino-Castellar-Cavallerleone-Crissolo-Envie-Faule-Fossano-Frassino-Gambasca-Isasca-Martiniana-Po-Melle-Monasterolo di Savigliano-Moretta-Murello-Oncino-Ostana-Paesana-Pagno-Polonghera-Pontechianale-Revello-Rifreddo-Ruffia-Saluzzo-Sampeyre-Sanfront-Savigliano-Scarnafigi-Torre San Giorgio-Valmala (ora incorporato in Busca)-Venasca-Villanova-Solaro-Sant'Albano-Stura-Trinità-Genola	16 maggio 2018	Cessato il 28 febbraio 2026

Gruppo Iren | Relazione sulla Gestione al 30 giugno 2026

Consorzio Bacino Rifiuti Astigiano (CBRA)	Contratto di appalto Consorzio CBRA/ATI (38% San Germano, 62% Asti Servizi Pubblici)	22 marzo 2024	6 ottobre 2026 rinnovabile per ulteriori 12 + 6 mesi (tot. 18 mesi) (****)
Comune di Ussana (Sardegna, SU)	Contratto appalto San Germano Servizi di igiene urbana	22 maggio 2024	21 agosto 2032
Città Metropolitana di Genova	Contratto appalto San Germano Servizi di igiene urbana	12 settembre 2023	30 novembre 2028
Comune di Assemini (Cagliari)	Contratto appalto San Germano Servizi di igiene urbana	29 aprile 2019	31 ottobre 2024, prorogato al 31 ottobre 2026
Comune di Decimomannu	Contratto appalto San Germano Servizi di igiene urbana	28 novembre 2022	31 dicembre 2029, con opzione di proroga tecnica di 2 anni
Associazione dei Comuni di Fonni -Olina - Orgosolo Nuoro	Contratto appalto San Germano Servizi di igiene urbana	22 febbraio 2023	Cessato il 18 giugno 2026 per cessione ramo di azienda
Comune di Stintino (Sassari)	Contratto appalto San Germano Servizi di igiene urbana	4 maggio 2026 aggiudicazione definitiva a seguito di nuovo affidamento	7 anni dalla data di avvio del servizio (presumibilmente 31 ottobre 2033) attualmente in proroga
Comune di Padru (Sassari)	Contratto appalto San Germano Servizi di igiene urbana	3 marzo 2021	Cessato per cessione ramo azienda il 18 giugno 2026
Unione Comuni Metalla e il Mare (Sud Sardegna)	Contratto appalto San Germano Servizi di igiene urbana	31 ottobre 2021	12 luglio 2028
Unione dei Comuni del Gerrei (Sud Sardegna)	Contratto appalto San Germano Servizi di igiene urbana	25 ottobre 2023	30 giugno 2030
Consorzio area vasta basso novarese	Contratto d'appalto San Germano- Servizio di raccolta, trasporto e conferimento a impianti di smaltimento di rifiuti urbani, spazzamento manuale e meccanizzato, pulizia aree mercatali, gestione isole ecologiche nei seguenti Comuni: Barengo-Bellinzago Novarese-Biandrate-Borgolavezzaro-Briona-Caltignaga-Cameri-Casalbeltrame-Casaleggio-Casalino-Casalvolone-Castellazzo-Cerano-Galliate-Garbagna-Granozzo-Landiona-Mandello-Marano-Mezzomerico-Momo-Nibbiola-Oleggio-Recetto-Romentino-S. Nazzaro Sesia-S. Pietro Mosezzo-Sillavengo-Sozzago-Terdobbiate- Tornaco-Trecale-Vaprio-Vespolate-Vicolungo-Villata-Vinzaglio	18 settembre 2020	30 settembre 2029 con opzione di proroga tecnica di 6 mesi
Consorzio Covar 14	Contratto subappalto Teknoservice srl /San Germano Servizi di igiene urbana Moncalieri-La Loggia-Villastellone	28 gennaio 2022	31 gennaio 2025 (prorogato al 31 gennaio 2028) con opzione di proroga tecnica di 6 mesi

STR (Consorzio Comuni Langhe e Roero)	Contratto d'appalto Iren Ambiente (già EGEA Ambiente *****)/Comune di Alba (CN)	9 marzo 2026 pubblicazione gara. In attesa di aggiudicazione. La società controllata San Germano risulta prima in graduatoria	4 anni rinnovabili dalla data di aggiudicazione, più opzione di proroga tecnica di 6 mesi
CSEA (consorzio Comuni del fossanese)	Contratto d'appalto ATI (S. Germano, Coop Proteo e Iren Ambiente (già EGEA Ambiente *****)/4 comuni del cuneese (quota EGEA 12,86%)	1° gennaio 2020	Cessato il 28 febbraio 2026
Provincia di Imperia	Contratto d'appalto Iren Ambiente (già EGEA Ambiente *****) con alcuni Comuni dell'imperiese (Andora, Cervo, Cesio, Chiusanico, Diano Arentino, Diano Castello, Diano Marina, Diano San Pietro, San Bartolomeo Al Mare, Stellanello, Testico, Villa Faraldi)	1° gennaio 2021	Proroga al 9 gennaio 2027
Comune di S. Giuliano Milanese	Contratto d'appalto ATI (AMSA, Iren Ambiente - già EGEA Ambiente *****) (quota Iren Ambiente 16%)	19 ottobre 2021 (decorrenza 1° ottobre 2020)	30 settembre 2027
ATO Toscana Costa (Autorità per il servizio di gestione dei rifiuti urbani nelle province di Livorno, Lucca, Massa Carrara e Pisa) Comune di Lucca	Contratto di servizio Comune di Lucca / Sistema Ambiente (partecipata al 36,5% da Iren Ambiente) raccolta rifiuti	27 febbraio 2001	31 dicembre 2029
Torino (Consorzio area vasta)	Convenzione ATO/gestore (SETA) (servizio di raccolta rifiuti in 31 Comuni dell'area torinese)	24 maggio 2024	27 novembre 2029 (*****)
Torino (Consorzio area vasta)	Convenzione ATO /gestore (SETA) (aree mercatali Comuni Borgaro Torinese – Caselle – Chivasso – Settimo Torinese – raccolta vetro Settimo Torinese)	1° marzo 2025	28 febbraio 2030

(*) Servizio in proroga ex lege fino a definizione di nuove convenzioni.

(**) la durata è di 20 anni decorrenti dal giorno successivo a quello del termine dell'esercizio provvisorio dell'impianto di termovalorizzazione di TRM avvenuto il 31 agosto 2014.

(***) ASM Vercelli 60,01%; San Germano 20,78%; RIMECO soc. coop. 19,21%.

(****) L'ambito territoriale oggetto dell'appalto è costituito da 114 Comuni aderenti al Consorzio Bacino Rifiuti Astigiano/ATO Astigiano (è escluso il Comune di Asti che, pur consorziato, è attualmente assoggettato ad autonoma regolamentazione contrattuale).

(*****) Il servizio viene svolto da SETA (partecipata al 48,65% da Iren Ambiente), che gestisce il servizio di raccolta rifiuti in 31 Comuni dell'area torinese (Torrassa Piemonte, San Benigno Canavese, Brandizzo, Rivalba, Verolengo, Cavagnolo, Brozolo, Monteu Da Po, Castagneto Po, San Sebastiano Da Po, Lauriano, Brusasco, Verrua Savoia, San Mauro Torinese, Casalborgone, Borgaro Torinese, Castiglione Torinese, Montanaro, Gassino Torinese, Cinzano, San Raffaele Cimena, Sciolze, Volpiano, Rondissone, Mappano, Lombardore, Chivasso, Caselle Torinese, Leini, Foglizzo e Settimo Torinese).

(*****) EGEA Ambiente è stata fusa per incorporazione in Iren Ambiente con efficacia dal 1° gennaio 2026.

Come riportato in tabella, la stazione appaltante Agenzia Territoriale dell'Emilia-Romagna per i Servizi Idrici e Rifiuti (ATERSIR) ha stipulato con Iren Ambiente i contratti per l'affidamento in concessione del servizio pubblico per la gestione dei rifiuti nei bacini territoriali di Parma e di Piacenza della durata di 15 anni, a partire dal primo gennaio 2023.

L'affidamento complessivo delle due concessioni – affidate a seguito di gare pubbliche - riguarda 89 comuni: 43 nel bacino territoriale di Parma e 46 in quello di Piacenza. Le rispettive società di gestione sono Iren Ambiente Parma e Iren Ambiente Piacenza, subentrate a Iren Ambiente per la conduzione operativa del servizio.

ACAM Ambiente, controllata da Iren Ambiente ed attiva alla Spezia e Provincia, gestisce il servizio del ciclo integrato dei rifiuti in 32 Comuni appartenenti all'Ambito Ottimale del Levante (compreso il Comune di La Spezia).

Si segnala che SEI Toscana è titolare, in virtù di convenzione con l'ATO Toscana Sud, della gestione integrata dei rifiuti in 98 comuni delle province di Grosseto, Siena e Arezzo, con scadenza il 27 marzo 2033 e in sei comuni della provincia di Livorno (Piombino, San Vincenzo, Sassetta, Suvereto, Castagneto Carducci e Campiglia Marittima).

Per COVeVaR, il Consorzio Obbligatorio Comuni del Vercellese e della Valsesia per la gestione dei rifiuti urbani, che riguarda altri Comuni del Vercellese (eccetto Borgosesia), segnatamente i Comuni di 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, Villarboit) si è aggiudicata la gara l'RTI composta da ASM Vercelli (60,01%,

capogruppo), San Germano (20,78%) e RIMECO Soc. Coop. (19,21%), con validità di 8 anni dal 1° gennaio 2022 con possibilità di proroga di ulteriori 12 mesi.

San Germano svolge, in qualità di appaltatore, la propria attività principale di operatore della raccolta in più aree, fra le quali Sardegna, Lombardia, Piemonte ed Emilia-Romagna.

SERVIZI AI COMUNI

A) Servizi ai Comuni soci

Comune di Torino

Iren Smart Solutions è parte delle seguenti convenzioni con il Comune di Torino per l'erogazione di servizi pubblici:

- Convenzione avente ad oggetto l'affidamento della gestione del servizio pubblico di illuminazione pubblica e semaforica, con scadenza 31 dicembre 2036;
- Convenzione, stipulata a seguito di proposta di *project financing* presentata dalla Società ex art. 183 comma 15 del d.lgs. 50/2016, per l'affidamento dei servizi di progettazione e realizzazione degli interventi di riqualificazione tecnologica ed edilizia, conduzione, manutenzione (ivi compresa la fornitura di vettori energetici) degli impianti termici, elettrici e speciali comunali, con durata di 27 anni dalla sottoscrizione del Verbale di presa in Carico degli Impianti (30 giugno 2049).

Comune di Genova

- Programma GEN-IUS: concessione per riqualificazione e servizi di manutenzione energetica di 32 edifici del Comune di Genova;
- Matitone di Genova: concessione di servizi mediante partenariato pubblico/privato, avente ad oggetto i servizi di prestazione energetica, riqualificazione, gestione e manutenzione energetica in regime di prestazione energetica garantita dell'edificio denominato "Il Matitone", sede degli uffici del Comune di Genova. La durata è di 15 anni (scadenza 14 aprile 2035).

B) Servizi ad altri Comuni

Iren Smart Solutions gestisce il servizio pubblico di illuminazione pubblica, anche mediante interventi di efficientamento degli impianti, in Piemonte (Cuneo e alcuni comuni del biellese), in Emilia-Romagna (Ventasso, Fidenza, Fiorenzuola, Rivergaro e Tizzano Val Parma) e Lombardia (Morbegno)

La Società fornisce il servizio di efficientamento energetico in alcuni comuni del Veneto (fra i quali Treviso, Cortina, San Donà di Piave, Monselice, Maserà, Casale sul Sile, Mortegliano, Musile, Noventa, Casier, Borgo Valbelluna, Scorzè, Martellago, Longarone, Ponte nelle Alpi, Limana, Codognè, Gradisca d'Isonzo, Manzano, Porpetto, Amaro, Cavazzo, Pasian di Prato, Tolmezzo, Verzegnis), Piemonte (fra i quali Cuneo, alcuni Comuni della Città Metropolitana di Torino), Emilia-Romagna (Castelnovo ne' Monti, Sorbolo Mezzani, Montechiarugolo, Medesano), Lombardia (Morbegno, Sulbiate, Ronco, Mezzago, Bellusco, Agrate, Burago) e Liguria (S. Margherita Ligure, Rapallo, Cogoleto, Sarzana, Santo Stefano Magra, Arcola). Inoltre, il Gruppo gestisce l'illuminazione pubblica a Vercelli (tramite ASM Vercelli) e Asti (tramite Asti Energia e Calore).

Infine, tramite Ardea (controllata al 100% da Iren Energia) viene gestito il servizio pubblico di illuminazione pubblica, anche mediante interventi di efficientamento degli impianti, in alcuni comuni del Piemonte (Savigliano, Alba, Santo Stefano Belbo, Nizza Monferrato, Canale, Verzuolo, Cherasco, Treiso, Centallo, Sommariva, Fossano, Envie, Chiusa Pesio, Govone, Priocca, Mondovì, Racconigi e Marene) e della Liguria (Camporosso).

SERVIZIO A TUTELE GRADUALI ENERGIA ELETTRICA

Asta Tutela Graduale per clienti domestici

Iren Mercato e Salerno Energia Vendite (SEV) sono risultate assegnatarie, mediante aste tenutesi nel 2024, di due lotti del servizio a tutele graduali per i clienti domestici non vulnerabili del settore dell'energia elettrica, per un totale di circa 300 mila POD. I relativi clienti saranno gestiti dalla stessa SEV per il periodo dal 1° luglio 2024 al 31 marzo 2027:

- Area Sud 6: Brindisi, Matera, Potenza, Salerno e Taranto;
- Area Sud 7: Barletta-Andria-Trani, Campobasso, Cosenza, Foggia e Isernia.

Asta Tutela Graduale per clienti PMI

Similmente a quanto sopra, l'asta per l'assegnazione del servizio a tutele graduali per le piccole imprese si è tenuta nel 2024 e ha visto l'aggiudicazione ad Iren Mercato di tre lotti di seguito indicati, per un totale di circa 38 mila POD, che saranno gestiti dalla stessa per l'analogo periodo 1° luglio 2024 - 31 marzo 2027:

- Lotto 1: Toscana e Calabria;
- Lotto 4: Emilia-Romagna e Piemonte;
- Lotto 7: Puglia, Abruzzo, Basilicata, Molise, Umbria e Sicilia.

Personale

Al 30 giugno 2026 risultano in forza al Gruppo Iren 11.598 dipendenti, in diminuzione rispetto agli 11.908 dipendenti al 31 dicembre 2025, come risulta dalla seguente tabella, suddivisa fra la capogruppo Iren S.p.A., le Business Unit ed EGEA Holding S.p.A..

In merito a quest'ultima, si segnala che al 31 dicembre 2025 i dati ricomprendevano, oltre alle risorse di EGEA Holding S.p.A., anche quelli delle società del relativo gruppo, le cui società sono state allocate alle rispettive Business Unit a decorrere dal 1° gennaio 2026.

Società	Organico al 30.06.2026	Organico al 31.12.2025
Iren S.p.A.	1.150	1.147
IRETI e controllate	2.422	2.425
Iren Ambiente e controllate	5.857	5.868
Iren Energia e controllate	1.291	1.260
Iren Mercato e controllate	835	784
EGEA Holding S.p.A.	43	424
Totale	11.598	11.908

Le variazioni nella consistenza dell'organico rispetto al 31 dicembre 2025 sono principalmente riconducibili:

- alla prosecuzione del piano di ricambio generazionale;
- all'avvio/conclusione di servizi di raccolta rifiuti svolti in appalto nell'ambito della BU Ambiente.



Bilancio Consolidato Semestrale Abbreviato e Note Illustrative

3



Prospetto della situazione patrimoniale – finanziaria

migliaia di euro

	Note	30.06.2026	di cui parti correlate	31.12.2025	di cui parti correlate
ATTIVITA'					
Immobili impianti e macchinari	(1)	4.595.714		4.613.575	
Investimenti immobiliari	(2)	2.855		2.885	
Attività immateriali a vita definita	(3)	3.775.064		3.715.489	
Avviamento	(4)	272.464		272.464	
Partecipazioni contabilizzate con il metodo del Patrimonio Netto	(5)	210.168		204.951	
Altre partecipazioni	(6)	11.401		9.395	
Attività derivanti da contratti con i clienti non correnti	(7)	463.105		353.313	
Crediti commerciali non correnti	(8)	37.512	34.935	34.430	29.125
Attività finanziarie non correnti	(9)	142.163	35.740	148.395	36.610
Altre attività non correnti	(10)	101.381	1.095	107.003	1.086
Attività per imposte anticipate	(11)	400.760		386.352	
Totale attività non correnti		10.012.587	71.770	9.848.252	66.821
Rimanenze	(12)	82.919		68.215	
Attività derivanti da contratti con i clienti correnti	(13)	41.838		40.719	
Crediti commerciali	(14)	1.263.523	115.417	1.363.596	101.379
Attività per imposte correnti	(15)	15.220		8.045	
Crediti vari e altre attività correnti	(16)	334.300	5.502	429.612	150
Attività finanziarie correnti	(17)	52.157	12.240	59.513	9.292
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	(18)	305.650		205.765	
Attività possedute per la vendita	(19)	109.528		103.746	
Totale attività correnti		2.205.135	133.159	2.279.211	110.821
TOTALE ATTIVITA'		12.217.722	204.929	12.127.463	177.642

migliaia di euro

	Note	30.06.2026	di cui parti correlate	31.12.2025	di cui parti correlate
PATRIMONIO NETTO					
Patrimonio netto attribuibile agli azionisti					
Capitale sociale		1.300.931		1.300.931	
Riserve e Utili (Perdite) a nuovo		1.961.657		1.857.573	
Risultato netto del periodo		181.764		300.546	
Totale patrimonio netto attribuibile agli azionisti della controllante		3.444.352		3.459.050	
Patrimonio netto attribuibile alle minoranze		247.245		251.517	
TOTALE PATRIMONIO NETTO	(20)	3.691.597		3.710.567	
PASSIVITA'					
Passività finanziarie non correnti	(21)	4.589.726		4.490.987	
Benefici ai dipendenti	(22)	76.759		80.467	
Fondi per rischi ed oneri	(23)	323.813		338.120	
Passività per imposte differite	(24)	99.355		93.104	
Debiti vari e altre passività non correnti	(25)	889.724	65	872.210	125
Totale passività non correnti		5.979.377	65	5.874.888	125
Passività finanziarie correnti	(26)	191.044	6.299	126.382	5.207
Debiti commerciali	(27)	1.482.307	46.186	1.655.446	32.757
Passività derivanti da contratti con i clienti correnti	(28)	1.307		28.541	
Debiti vari e altre passività correnti	(29)	407.697	281	364.770	251
Debiti per imposte correnti	(30)	44.612		18.025	
Fondi per rischi ed oneri quota corrente	(31)	401.524		330.495	
Passività correlate ad attività possedute per la vendita	(32)	18.257		18.349	
Totale passività correnti		2.546.748	52.766	2.542.008	38.215
TOTALE PASSIVITA'		8.526.125	52.831	8.416.896	38.340
TOTALE PATRIMONIO NETTO E PASSIVITA'		12.217.722	52.831	12.127.463	38.340

Prospetto di conto economico

migliaia di euro

	Note	Primo semestre 2026	di cui parti correlate	Primo semestre 2025	di cui parti correlate
Ricavi					
Ricavi per beni e servizi	(33)	3.106.832	191.608	3.357.047	199.334
Altri proventi	(34)	150.195	6.194	128.554	4.881
Totale ricavi		3.257.027	197.802	3.485.601	204.215
Costi operativi					
Costi materie prime sussidiarie di consumo e merci	(35)	(1.223.700)	(790)	(1.387.289)	(904)
Prestazioni di servizi e godimento beni di terzi	(36)	(938.089)	(25.576)	(1.003.170)	(19.905)
Oneri diversi di gestione	(37)	(49.635)	(4.772)	(58.227)	(5.532)
Costi per lavori interni capitalizzati	(38)	28.067		28.025	
Costo del personale	(39)	(341.566)		(338.703)	
Totale costi operativi		(2.524.923)	(31.138)	(2.759.364)	(26.341)
MARGINE OPERATIVO LORDO		732.104		726.237	
Ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni					
Ammortamenti	(40)	(362.586)		(350.009)	
Accantonamenti a fondo svalutazione crediti	(41)	(46.641)		(44.774)	
Altri accantonamenti e svalutazioni	(41)	(4.400)		(5.144)	
Totale ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni		(413.627)		(399.927)	
RISULTATO OPERATIVO		318.477		326.310	
Gestione finanziaria	(42)				
Proventi finanziari		10.558	405	20.636	332
Oneri finanziari		(64.014)	(11)	(79.913)	(1)
Totale gestione finanziaria		(53.456)	394	(59.277)	331
Rettifica di valore di partecipazioni	(43)	-		(87)	
Risultato di partecipazioni contabilizzate con il metodo del patrimonio netto al netto degli effetti fiscali	(44)	6.595		8.561	
Risultato prima delle imposte		271.616		275.507	
Imposte sul reddito	(45)	(82.840)		(82.650)	
Risultato netto delle attività in continuità		188.776		192.857	
Risultato netto da attività operative cessate	(46)	-		-	
Risultato netto del periodo		188.776		192.857	
attribuibile a:					
- Utile (perdita) del periodo attribuibile agli azionisti		181.764		183.573	
- Utile (perdita) del periodo attribuibile alle minoranze	(47)	7.012		9.284	
Utile per azione ordinarie	(48)				
- base (euro)		0,14		0,14	
- diluito (euro)		0,14		0,14	

Prospetto delle altre componenti di conto economico complessivo

migliaia di euro

	Primo semestre 2026	Primo semestre 2025
Utile/(perdita) del periodo - Gruppo e Terzi (A)	188.776	192.857
Altre componenti di conto economico complessivo che saranno successivamente riclassificate a Conto Economico		
- quota efficace delle variazioni di fair value della copertura di flussi finanziari	(5.042)	34.017
- variazioni di fair value delle attività finanziarie	-	-
- quota degli altri utili/(perdite) delle imprese valutate con il metodo del patrimonio netto	(135)	(318)
- variazione della riserva di traduzione	1.479	(3.509)
Effetto fiscale delle altre componenti di conto economico complessivo	2.413	(8.766)
Totale altre componenti di conto economico complessivo che saranno successivamente riclassificate a Conto Economico, al netto dell'effetto fiscale (B1)	(1.285)	21.424
Altre componenti di conto economico complessivo che non saranno successivamente riclassificate a Conto Economico		
- utili (perdite) attuariali piani per dipendenti a benefici definiti (IAS19)	-	-
- quota degli altri utili/(perdite) delle imprese valutate con il metodo del patrimonio netto relativi ai piani per dipendenti a benefici definiti (IAS 19)	-	-
Effetto fiscale delle altre componenti di conto economico complessivo	-	-
Totale altre componenti di conto economico complessivo che non saranno successivamente riclassificate a Conto Economico, al netto dell'effetto fiscale (B2)	-	-
Totale Utile/(perdita) complessiva (A)+(B1)+(B2)	187.491	214.281
attribuibile a:		
- Utile (perdita) del periodo attribuibile agli azionisti	180.509	205.187
- Utile (perdita) del periodo attribuibile alle minoranze	6.982	9.094

Prospetto delle variazioni delle voci di patrimonio netto

	Capitale sociale	Riserva sovrapprezzo Emissione azioni	Riserva legale	Riserva copertura flussi finanziari	Riserva per strumenti di capitale	Altre riserve e Utile (perdite) accumulate
31/12/2024	1.300.931	133.019	119.707	(32.301)	-	1.086.197
Operazioni con i soci						
Dividendi agli azionisti						
Utile non distribuito			10.625			93.227
Acquisto azioni proprie						-
Obbligazioni ibride perpetue					495.279	
Cedole relative a obbligazioni ibride perpetue						(4.218)
Variazione area di consolidamento						-
Cambio interessenze						(76.497)
Altri movimenti						234
Totale operazioni con i soci	-	-	10.625	-	495.279	12.746
Conto economico complessivo rilevato nel periodo						
Utile netto del periodo						
Altre componenti di Conto Economico complessivo				25.123		(3.509)
Totale conto economico complessivo rilevato nel periodo	-	-	-	25.123	-	(3.509)
30/06/2025	1.300.931	133.019	130.332	(7.178)	495.279	1.095.434

	Capitale sociale	Riserva sovrapprezzo Emissione azioni	Riserva legale	Riserva copertura flussi finanziari	Riserva per strumenti di capitale	Altre riserve e Utile (perdite) accumulate
31/12/2025	1.300.931	133.019	130.332	3.697	495.282	1.095.243
Operazioni con i soci						
Dividendi agli azionisti						
Utile non distribuito			10.924			111.788
Acquisto azioni proprie						-
Obbligazioni ibride perpetue					-	
Cedole relative a obbligazioni ibride perpetue						(17.100)
Variazione area di consolidamento						-
Cambio interessenze						-
Altri movimenti						(273)
Totale operazioni con i soci	-	-	10.924	-	-	94.415
Conto economico complessivo rilevato nel periodo						
Utile netto del periodo						
Altre componenti di Conto Economico complessivo				(2.734)		1.479
Totale conto economico complessivo rilevato nel periodo	-	-	-	(2.734)	-	1.479
30/06/2026	1.300.931	133.019	141.256	963	495.282	1.191.137

migliaia di euro

	Totale riserve e Utili (perdite) accumulate	Risultato del periodo	Totale patrimonio netto attribuibile agli azionisti	Patrimonio netto attribuibile alle minoranze	Totale Patrimonio netto
31/12/2024	1.306.622	268.471	2.876.024	467.673	3.343.697
Operazioni con i soci					
Dividendi agli azionisti	-	(164.619)	(164.619)	(12.022)	(176.641)
Utile non distribuito	103.852	(103.852)	-	-	-
Acquisto azioni proprie	-	-	-	-	-
Obbligazioni ibride perpetue	495.279	-	495.279	-	495.279
Cedole relative a obbligazioni ibride perpetue	(4.218)	-	(4.218)	-	(4.218)
Variazione area di consolidamento	-	-	-	65.626	65.626
Cambio interessenze	(76.497)	-	(76.497)	(281.662)	(358.159)
Altri movimenti	234	-	234	1	235
Totale operazioni con i soci	518.650	(268.471)	250.179	(228.057)	22.122
Conto economico complessivo rilevato nel periodo					
Utile netto del periodo	-	183.573	183.573	9.284	192.857
Altre componenti di Conto Economico complessivo	21.614	-	21.614	(190)	21.424
Totale conto economico complessivo rilevato nel periodo	21.614	183.573	205.187	9.094	214.281
30/06/2025	1.846.886	183.573	3.331.390	248.710	3.580.100

migliaia di euro

	Totale riserve e Utili (perdite) accumulate	Risultato del periodo	Totale patrimonio netto attribuibile agli azionisti	Patrimonio netto attribuibile alle minoranze	Totale Patrimonio netto
31/12/2025	1.857.573	300.546	3.459.050	251.517	3.710.567
Operazioni con i soci					
Dividendi agli azionisti	-	(177.834)	(177.834)	(11.240)	(189.074)
Utile non distribuito	122.712	(122.712)	-	-	-
Acquisto azioni proprie	-	-	-	-	-
Obbligazioni ibride perpetue	-	-	-	-	-
Cedole relative a obbligazioni ibride perpetue	(17.100)	-	(17.100)	-	(17.100)
Variazione area di consolidamento	-	-	-	-	-
Cambio interessenze	-	-	-	-	-
Altri movimenti	(273)	-	(273)	(14)	(287)
Totale operazioni con i soci	105.339	(300.546)	(195.207)	(11.254)	(206.461)
Conto economico complessivo rilevato nel periodo					
Utile netto del periodo	-	181.764	181.764	7.012	188.776
Altre componenti di Conto Economico complessivo	(1.255)	-	(1.255)	(30)	(1.285)
Totale conto economico complessivo rilevato nel periodo	(1.255)	181.764	180.509	6.982	187.491
30/06/2026	1.961.657	181.764	3.444.352	247.245	3.691.597

Rendiconto finanziario

migliaia di euro

	Primo semestre 2026	Primo semestre 2025
A. Disponibilità liquide iniziali	205.765	326.568
Flusso finanziario generato dall'attività operativa		
Risultato del periodo	188.776	192.857
Rettifiche per:		
Imposte del periodo	82.840	82.650
Quota del risultato di collegate e joint ventures	(6.595)	(8.561)
Oneri (proventi) finanziari netti	53.456	59.277
Ammortamenti Immobili, Impianti e Macchinari e Attività immateriali a vita definita	362.586	350.009
Svalutazioni (Rivalutazioni) nette di attività	3.789	88
Accantonamenti a fondo svalutazione crediti	46.641	44.774
Accantonamenti netti a fondi (Plusvalenze) Minusvalenze	109.928	111.976
Erogazioni benefici ai dipendenti	628	1.414
Utilizzo fondo rischi e altri oneri	(5.516)	(4.323)
Variazione altre attività non correnti	(17.797)	(14.290)
Variazione debiti vari e altre passività non correnti	5.622	37.445
Imposte pagate	17.346	47.142
Altre variazioni patrimoniali	(49.717)	(1.207)
Variazione rimanenze	76	88
Variazione attività derivanti da contratti con i clienti	(15.263)	14.771
Variazione crediti commerciali	(46.738)	(47.981)
Variazione crediti per imposte correnti e altre attività correnti	(9.404)	277.252
Variazione debiti commerciali	81.342	(101.059)
Variazione passività derivanti da contratti con i clienti	(173.139)	(443.349)
Variazione debiti per imposte correnti e altre passività correnti	(27.234)	(86.070)
Variazione esposizione su mercati per derivati commodities	(34.597)	(11.283)
	(23.591)	22.194
B. Disponibilità liquide nette generate dall'attività operativa	543.439	523.814
Flusso finanziario da (per) attività di investimento		
Investimenti in Immobili, Impianti e Macchinari e Attività immateriali a vita definita	(408.702)	(392.765)
Investimenti in attività finanziarie	(2.106)	(1.150)
Realizzo investimenti	6.155	1.049
Acquisizione di società controllate al netto della cassa acquisita	-	13.112
Cessione di società controllate e rami d'azienda al netto della cassa ceduta	75.321	-
Dividendi incassati	1.141	1.830
C. Disponibilità liquide nette generate dall'attività di investimento	(328.191)	(377.924)
Flusso finanziario da attività di finanziamento		
Erogazione di dividendi	(186.680)	(177.018)
Emissione obbligazioni ibride	-	493.789
Cedole pagate a titolari di obbligazioni ibride	(22.500)	(5.550)
Acquisto quote di partecipazioni in imprese consolidate	-	(169.739)
Nuovi finanziamenti a lungo termine	200.000	70.000
Rimborsi di finanziamenti a lungo termine	(108.465)	(451.879)
Rimborso debiti finanziari per leasing	(8.333)	(10.767)
Variazione altri debiti finanziari	38.446	(3.917)
Variazione crediti finanziari	(1.179)	9.879
Interessi pagati	(33.522)	(45.799)
Interessi incassati	6.870	18.657
D. Disponibilità liquide nette generate dall'attività di finanziamento	(115.363)	(272.344)
E. Flusso monetario del periodo (B+C+D)	99.885	(126.454)
F. Disponibilità liquide finali (A+E)	305.650	200.114

Note illustrative

Premessa

Iren S.p.A., è una società di diritto italiano, multiutility quotata alla Borsa Italiana, nata il 1° luglio 2010 dall'unione tra IRIDE ed ENIA. La Società ha sede in Italia, a Reggio Emilia in Via Nubi di Magellano 30. Nel corso del primo semestre 2026 non risultano cambiamenti nella denominazione sociale.

Il Gruppo è strutturato secondo un modello che prevede una holding industriale e quattro società responsabili delle singole linee di business operanti nelle principali sedi operative ad Alba, Genova, La Spezia, Parma, Piacenza, Reggio Emilia, Torino e Vercelli.

I settori di attività nei quali il Gruppo opera sono:

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

Nell'apposito paragrafo XII, Informativa per settori di attività, sono presentate le informazioni richieste dall'IFRS 8.

Il bilancio semestrale abbreviato consolidato della società, per il semestre chiuso al 30 giugno 2026, comprende i bilanci della Società e delle sue controllate (unitamente, il "Gruppo" e, singolarmente, le "entità del Gruppo") e la quota di partecipazione del Gruppo in società a controllo congiunto e in società collegate, valutate secondo il metodo del patrimonio netto.

Si specifica che i prospetti contabili delle società consolidate integralmente sono redatti alla data di chiusura del semestre di riferimento.

I. Contenuto e forma del bilancio consolidato semestrale abbreviato

La Relazione finanziaria semestrale del Gruppo Iren al 30 giugno 2026 è stata predisposta ai sensi dell'art. 154-ter, comma 2 del Decreto Legislativo 24 febbraio 1998 n. 58 così come modificato dal Decreto Legislativo n. 195 del 6 novembre 2007.

Il bilancio semestrale abbreviato consolidato al 30 giugno 2026 è stato redatto nel rispetto dei Principi Contabili Internazionali (IFRS) emessi dall'International Accounting Standards Board e omologati dall'Unione Europea, nonché dei provvedimenti emanati in attuazione dell'art. 9 del D. Lgs. n. 38/2005. Per IFRS si intendono anche tutti i principi contabili internazionali rivisti (IAS), tutte le interpretazioni dell'International Financial Reporting Interpretations Committee (IFRIC), precedentemente denominato Standing Interpretations Committee (SIC).

In particolare, tale bilancio semestrale abbreviato, essendo stato predisposto in accordo con lo IAS 34 - Bilanci intermedi, non comprende tutte le informazioni richieste dal bilancio annuale e deve essere letto unitamente al bilancio annuale predisposto per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2025 e disponibile presso la sede sociale, la Borsa Italiana S.p.A. e sul sito Internet www.gruppoiren.it.

I principi contabili applicati nella predisposizione del bilancio semestrale abbreviato sono gli stessi adottati per la redazione del Bilancio dell'esercizio precedente, cui si rimanda per una loro trattazione, fatta eccezione per i principi e le interpretazioni adottati per la prima volta a partire dal 1° gennaio 2026 e illustrati nel successivo paragrafo "Principi contabili, emendamenti ed interpretazioni applicati dal 1° gennaio 2026".

Il bilancio per attività e passività è redatto sulla base del principio del costo storico, fatta eccezione per alcuni strumenti finanziari valutati al fair value, per i corrispettivi potenziali derivanti da un'aggregazione aziendale (i.e. opzioni put ad azionisti di minoranza) e per le attività possedute per la vendita che sono valutati al fair value, nonché sul presupposto della continuità aziendale. Il Gruppo non ha rilevato particolari rischi connessi all'attività dell'impresa e/o le eventuali incertezze rilevate che potrebbero generare dubbi sulla continuità aziendale.

Il presente bilancio semestrale abbreviato consolidato è espresso in euro, moneta funzionale della società. Tutti gli importi espressi in euro sono stati arrotondati alle migliaia nel presente fascicolo di bilancio. In ragione dell'arrotondamento operato, si potrebbe verificare la casistica in cui le tabelle di dettaglio riportate nel presente documento rilevino una differenza nell'ordine di una unità di euro migliaia. Si ritiene che tale casistica non alteri l'attendibilità ed il valore informativo del presente bilancio.

Schemi di bilancio

Gli schemi di bilancio adottati dal Gruppo Iren per la redazione del presente bilancio sono gli stessi applicati nella predisposizione del bilancio chiuso al 31 dicembre 2025.

In linea con quanto precedentemente pubblicato, per la situazione patrimoniale-finanziaria la classificazione delle attività e passività è effettuata secondo il criterio "corrente/non corrente", con specifica separazione delle attività e passività cessate o destinate ad essere cedute. Le attività correnti, che includono disponibilità liquide e mezzi equivalenti, sono quelle destinate a essere realizzate, cedute o consumate nel normale ciclo operativo del Gruppo o nei dodici mesi successivi alla chiusura dell'esercizio; le passività correnti sono quelle per le quali è prevista l'estinzione nel normale ciclo operativo del Gruppo o nei dodici mesi successivi alla chiusura del periodo.

Il Conto Economico è classificato in base alla natura dei costi. In aggiunta al Risultato Operativo, il prospetto di Conto Economico evidenzia il totale intermedio del Margine Operativo Lordo ottenuto sottraendo al totale ricavi il totale dei costi operativi.

Il rendiconto finanziario è presentato utilizzando il metodo indiretto. La configurazione di liquidità analizzata nel rendiconto finanziario include le disponibilità di cassa e di conto corrente bancario.

Pubblicazione del bilancio

La Relazione Finanziaria Semestrale è stata autorizzata alla pubblicazione dal Consiglio di Amministrazione di Iren S.p.A. nella riunione del 30 luglio 2026.

Utilizzo di valori stimati e assunzioni da parte del management

La redazione del bilancio semestrale abbreviato consolidato comporta l'effettuazione di stime, scelte valutative e assunzioni che hanno effetto sui valori dei ricavi, dei costi, delle attività e delle passività, anche potenziali, e sull'informativa presentata. Tali stime e assunzioni si basano sulle esperienze pregresse e su altri fattori considerati ragionevoli nella fattispecie, in particolare quando il valore delle attività e passività non risulta facilmente desumibile da fonti comparabili.

Le valutazioni significative della direzione aziendale nell'applicazione dei principi contabili del Gruppo e le principali fonti di incertezza delle stime sono invariate rispetto a quelle già illustrate nell'ultimo bilancio annuale.

Si segnala inoltre che taluni processi valutativi complessi quali la determinazione di eventuali perdite di valore di attività non correnti, sono generalmente effettuati in modo completo solo in redazione del bilancio annuale, allorquando sono disponibili tutte le informazioni eventualmente necessarie, salvo i casi in cui vi siano indicatori di impairment che richiedano un'immediata valutazione di eventuali perdite di valore.

Conformemente allo IAS 36, nel corso del primo semestre 2026 il Gruppo ha verificato l'inesistenza di impairment trigger specifici con particolare riferimento agli avviamenti. Inoltre, non sono emersi indicatori di impairment relativamente a partecipazioni e assets.

Analogamente, le valutazioni attuariali necessarie per la determinazione dei Fondi per i benefici ai dipendenti vengono normalmente elaborate in occasione della predisposizione del bilancio annuale.

Stagionalità

Il Gruppo Iren non opera in settori caratterizzati da stagionalità con riferimento ai mercati finali dei beni e servizi erogati. Si segnala comunque che i settori della vendita di gas, della produzione idroelettrica e della produzione e vendita di calore sono influenzati dall'andamento climatico e dalla ciclicità della stagione termica.

La vendita di energia elettrica e il ciclo dei rifiuti manifestano una maggior linearità nei risultati in ragione d'anno, seppur con un andamento legato alla situazione contingente. La linearità dei risultati è invece tipica dei business a rete regolati (distribuzione gas, distribuzione energia elettrica e Servizio Idrico Integrato).

PRINCIPI CONTABILI, EMENDAMENTI ED INTERPRETAZIONI APPLICATI DAL 1° GENNAIO 2026

A partire dal 1° gennaio 2026 risultano applicabili obbligatoriamente i seguenti principi contabili e modifiche ai principi contabili, emanati dallo IASB e recepiti dall'Unione Europea.

Modifiche all'IFRS 9 e all'IFRS 7 - Modifiche alla classificazione e valutazione degli strumenti finanziari

Rilasciato a maggio 2024, in risposta ad alcuni quesiti relativi all'eliminazione contabile delle passività finanziarie, alla classificazione delle attività finanziarie e alla relativa informativa.

Modifiche a IFRS 9 e IFRS 7 - Contratti per l'acquisto di elettricità che dipende da fonti naturali

Il 18 dicembre 2024 lo IASB ha emesso delle modifiche per migliorare la rendicontazione da parte delle imprese degli effetti finanziari dei contratti per l'acquisto di elettricità che dipende da fonti naturali, spesso strutturati come *Power Purchase Agreements* (PPAs).

L'applicazione delle citate modifiche ai Principi Contabili Internazionali non ha comportato conseguenze significative in merito alla rilevazione, valutazione, classificazione e eliminazione degli elementi descritti o, in ogni caso, effetti rilevanti sulla situazione patrimoniale-finanziaria e sul risultato economico del Gruppo.

Nel primo semestre del 2026 sono proseguite le attività di analisi e preparazione finalizzate alla futura adozione dell'IFRS 18 – *Presentazione e informativa di bilancio*. In continuità con quanto indicato nel bilancio 2025, il progetto ha riguardato l'approfondimento dei requisiti informativi previsti dal nuovo principio e la loro implementazione, con particolare riferimento alla struttura dei prospetti di bilancio, alle misure di performance e alla definizione dei criteri di aggregazione e disaggregazione delle voci di bilancio.

Si conferma che le analisi condotte nel semestre non hanno evidenziato impatti significativi sui processi amministrativo-contabili e sulla struttura del piano dei conti. Sono tuttavia in corso ulteriori verifiche volte a definire in modo puntuale gli effetti dell'applicazione dell'IFRS 18, anche in relazione alla comunicazione delle misure di performance e alla riconciliazione con le voci del futuro schema di conto economico.

Il progetto proseguirà nel secondo semestre del 2026, con l'obiettivo di completare la valutazione degli impatti e garantire una tempestiva implementazione del nuovo principio in vista della sua applicazione obbligatoria.

II. Principi di consolidamento

Nell'area di consolidamento rientrano le società controllate, le società a controllo congiunto e le società collegate.

Società controllate

Sono considerate controllate le imprese in cui il Gruppo esercita il controllo, così come definito dall' IFRS 10 – *Bilancio consolidato*. Il controllo esiste quando la Capogruppo ha contemporaneamente:

- il potere decisionale sulla partecipata, ossia la capacità di dirigerne le attività rilevanti, cioè quelle attività che hanno un'influenza significativa sui risultati della stessa;
- il diritto a risultati (positivi o negativi) variabili rivenienti dalla sua partecipazione nell'entità;
- la capacità di utilizzare il proprio potere decisionale per determinare l'ammontare dei risultati rivenienti dalla sua partecipazione nell'entità.

I bilanci delle imprese controllate sono inclusi nel bilancio consolidato a partire dalla data in cui si assume il controllo fino al momento in cui tale controllo cessa di esistere.

Le quote di patrimonio netto e del risultato attribuibili ai soci di minoranza sono indicate separatamente rispettivamente nello stato patrimoniale e nel conto economico consolidati.

Le società controllate sono consolidate con il metodo integrale, che prevede l'eliminazione delle operazioni infragruppo e di eventuali utili e perdite non realizzati.

Si evidenzia inoltre che: a) tutte le modifiche nella quota di interessenza che non costituiscono una perdita di controllo sono trattate come *equity transactions* e quindi hanno contropartita a patrimonio netto; b) quando una società controllante cede il controllo in una propria partecipata, ma continua comunque a detenere un'interessenza nella società, valuta la partecipazione mantenuta in bilancio al *fair value* ed imputa eventuali utili o perdite derivanti dalla perdita del controllo a conto economico.

Società a controllo congiunto

Sono società sulla cui attività il Gruppo ha un controllo congiunto, in virtù di accordi contrattuali. Il controllo congiunto, così come definito dall'IFRS 11 – *Accordi a controllo congiunto*, è la "condivisione su base contrattuale, del controllo di un accordo che esiste unicamente quando per le decisioni riguardanti le attività rilevanti è richiesto il consenso unanime di tutte le parti".

In presenza di società miste pubblico-privato, data l'oggettiva possibilità da parte del socio pubblico di esercitare la propria influenza sulla società, oltre che attraverso gli accordi di *governance*, anche in virtù della propria natura di ente pubblico, la sussistenza del controllo congiunto viene valutata, oltre che con riferimento alla lettera degli accordi contrattuali, valutando l'effettiva possibilità da parte del socio privato di controllare congiuntamente le decisioni strategiche relative alla società partecipata.

Gli accordi a controllo congiunto si distinguono in 2 tipologie:

- una Joint Venture (JV) è un accordo nel quale le parti vantano diritti sulle attività nette dell'accordo. Le Joint Ventures sono valutate con il metodo del patrimonio netto;
- una Joint Operation (JO) è un accordo in base al quale i soci non si limitano esclusivamente a partecipare al risultato netto della società, ma esercitano diritti sulle sue attività e hanno obbligazioni per le sue passività. In questo caso si procede al consolidamento integrale delle attività/ricavi su cui il socio esercita tali diritti e delle passività/costi di cui il socio si assume gli obblighi.

Società collegate (contabilizzate con il metodo del patrimonio netto)

Sono considerate collegate le società nelle quali il Gruppo esercita un'influenza notevole, ma non il controllo o il controllo congiunto, sulle politiche finanziarie ed operative. Il bilancio consolidato include la quota di pertinenza del Gruppo dei risultati delle collegate, contabilizzate con il metodo del patrimonio netto, a partire dalla data in cui inizia l'influenza notevole fino al momento in cui tale influenza notevole cessa di esistere.

Le partecipazioni valutate al Patrimonio Netto sono contabilizzate per un importo pari alla corrispondente frazione del patrimonio netto risultante dall'ultimo bilancio disponibile, rettificato per tenere conto delle differenze tra prezzo pagato e patrimonio alla data di acquisto e per eventuali operazioni infragruppo, se significative.

Le quote di risultato d'esercizio derivanti dall'applicazione del metodo del patrimonio netto sono iscritte in conto economico nella linea "Risultato di collegate e joint ventures contabilizzate con il metodo del patrimonio netto", mentre la quota delle altre componenti di conto economico complessivo è iscritta nel prospetto delle altre componenti di conto economico complessivo.

L'eccedenza del costo di acquisto rispetto alla percentuale spettante al Gruppo del valore corrente delle attività, passività attuali e potenziali identificabili della società collegata o della joint venture alla data di acquisizione è riconosciuto come avviamento, incluso nel valore della partecipazione e assoggettato a impairment test con le stesse modalità descritte nel paragrafo precedente.

Il rischio derivante da eventuali perdite eccedenti il patrimonio netto è rilevato in apposito fondo nella misura in cui la partecipante è impegnata ad adempiere ad obbligazioni legali o implicite nei confronti dell'impresa partecipata o comunque a coprire le sue perdite.

I dividendi da partecipazioni sono contabilizzati nel momento in cui sorge il diritto all'incasso, che normalmente corrisponde alla delibera assembleare di distribuzione dei dividendi.

Aggregazioni aziendali

Il Gruppo contabilizza le aggregazioni aziendali applicando il metodo dell'acquisizione quando l'insieme di attività e beni acquisiti soddisfa la definizione di attività aziendale e il Gruppo ottiene il controllo. Nello stabilire se un determinato insieme di attività e beni rappresenta un'attività aziendale, il Gruppo valuta se detto insieme comprende, come minimo, un fattore di produzione e un processo sostanziale e se ha la capacità di creare produzione.

Il Gruppo ha la facoltà di effettuare un 'test di concentrazione' che consente di accertare con una procedura semplificata che l'insieme acquisito di attività e beni non è un'attività aziendale. Il test di concentrazione facoltativo è positivo se quasi tutto il fair value delle attività lorde acquisite è concentrato in un'unica attività identificabile o in un gruppo di attività identificabili aventi caratteristiche simili.

Il corrispettivo trasferito e le attività nette identificabili acquisite sono solitamente rilevati al fair value. Il valore contabile dell'eventuale avviamento viene sottoposto al test di impairment annualmente per identificare eventuali perdite per riduzioni di valore. Eventuali utili derivanti da un acquisto a prezzi favorevoli vengono rilevati immediatamente nel prospetto di Conto Economico alla voce Rettifica di valore di partecipazioni, mentre i costi correlati all'aggregazione, diversi da quelli relativi all'emissione di titoli di debito o di strumenti rappresentativi di capitale, sono rilevati come spese nell'utile/(perdita) dell'esercizio quando sostenuti.

Dal corrispettivo trasferito sono esclusi gli importi relativi alla risoluzione di un rapporto preesistente. Normalmente tali importi sono rilevati nell'utile/(perdita) dell'esercizio.

Il corrispettivo potenziale viene rilevato al fair value alla data di acquisizione. Se il corrispettivo potenziale che soddisfa la definizione di strumento finanziario viene classificato come patrimonio netto, non viene sottoposto a successiva valutazione e la futura estinzione è contabilizzata direttamente nel patrimonio netto. Gli altri corrispettivi potenziali sono valutati al fair value ad ogni data di chiusura dell'esercizio e le variazioni del fair value sono rilevate nell'utile/(perdita) dell'esercizio.

Nel caso in cui gli incentivi riconosciuti nel pagamento basato su azioni (incentivi sostitutivi) sono scambiati con incentivi posseduti da dipendenti dell'acquisita (incentivi dell'acquisita), il valore di tali incentivi sostitutivi dell'acquirente è interamente o parzialmente incluso nella valutazione del corrispettivo trasferito per l'aggregazione aziendale. Tale valutazione prende in considerazione la differenza del valore di mercato degli incentivi sostitutivi rispetto a quello degli incentivi dell'acquisita e la proporzione di incentivi sostitutivi che si riferisce a prestazione di servizi precedenti all'aggregazione.

Perdita del controllo

In caso di perdita del controllo, il Gruppo elimina le attività e le passività della società controllata, le eventuali partecipazioni di terzi e le altre componenti di patrimonio netto relative alle società controllate. Qualsiasi utile o perdita derivante dalla perdita del controllo viene rilevato nell'utile/(perdita) dell'esercizio. Qualsiasi partecipazione mantenuta nella ex società controllata viene valutata al fair value alla data della perdita del controllo.

Transazioni eliminate nel processo di consolidamento

Nella predisposizione del bilancio consolidato sono eliminati tutti i saldi e le operazioni significative tra le società del Gruppo, così come gli utili e le perdite non realizzate su operazioni infragruppo. Gli utili e le perdite non realizzati generati su operazioni con imprese a controllo congiunto sono eliminati in funzione del valore della quota di partecipazione del Gruppo in tali imprese. Su tutte le rettifiche di consolidamento è valutato il relativo effetto fiscale.

III. Area di consolidamento

L'area di consolidamento comprende le società nelle quali la Capogruppo esercita, direttamente o indirettamente, il controllo, le società a controllo congiunto e le società collegate.

Società Capogruppo:

Iren S.p.A.

Società consolidate con il metodo integrale

Sono consolidate integralmente le quattro società responsabili delle singole linee di business e le loro controllate dirette e indirette, oltre ad EGEA Holding, con le precisazioni che seguono dopo il punto 5).

1) Iren Ambiente e le società da questa controllate:

- ACAM Ambiente
- AMIAT V e la controllata:
 - AMIAT
- Bonifiche Servizi Ambientali
- Bonifica Autocisterne
- CSAI e la controllata
 - Agricola Riofi
- Futura
- I.Blu
- Iren Ambiente Parma
- Iren Ambiente Piacenza
- Manduriamambiente
- Olmo Bruno
- ReCos
- Rigenera Materiali
- San Germano
- Scarlino Energia
- SEI Toscana e la controllata:
 - Ekovision
- Semia Green
- Siena Ambiente
- Sisea
- Territorio e Risorse
- TRM
- Uniproject
- Valdarno Ambiente e la controllata:
 - CRCM

2) Iren Energia e le società da questa controllate:

- Ardea
- Asti Energia e Calore
- Dogliani Energia
- EGEA New Energy
- Iren Smart Solutions e la controllata:
 - Alfa Solutions e la controllata:
 - Cierre
- Maira e la controllata:
 - Formaira
- Iren Green Generation e le controllate:
 - Agrovoltaica
 - Capo dell'Acqua
 - Iren Green Generation Tech e la controllata
 - Edis
 - Limes 1
 - Limes 2
 - Limes 20

- TLRNet e le controllate:
 - Acqui Energia
 - Alessandria Calore
 - Bra Energia
 - Carmagnola Energia
 - Monferrato Energia
 - SEP
 - Telenergia
 - Valbormida Energia
 - Valle Dora Energia
- 3) Iren Mercato e le società da questa controllate:
- Atena Trading
 - Salerno Energia Vendite
- 4) IRETI e le società da questa controllate:
- ACAM Acque
 - Acquaenna
 - ASM Vercelli
 - Consorzio GPO
 - EGEA Acque e la controllata:
 - Tecnoedil Lavori
 - Iren Laboratori
 - Iren Acqua Piacenza
 - Iren Acqua Reggio
 - Iren Acqua Tigullio
 - IRETI Gas e la controllata:
 - Reti Metano Territorio
 - Nord Ovest Servizi
- 5) EGEA Holding

Si segnala che nel periodo hanno avuto efficacia operazioni societarie che, pur non comportando variazioni dell'area di consolidamento, hanno determinato una modifica della struttura partecipativa del Gruppo.

Il 1° gennaio 2026 EGEA Holding è stata infatti interessata da una serie di operazioni di scissione con finalità organizzative, mirate ad allocare le proprie partecipazioni presso le società capofila o comunque afferenti alle singole linee di business.

In tale contesto, dal punto di vista degli assetti partecipativi:

- EGEA Ambiente (controllante di Sisea e Olmo Bruno) è stata trasferita a Iren Ambiente;
- Ardea, EGEA New Energy e TLRNet (controllante di Acqui Energia, Alessandria Calore, Bra Energia, Carmagnola Energia, Monferrato Energia, SEP, Telenergia e Valbormida Energia) sono state trasferite a Iren Energia;
- Edis è stata trasferita a Iren Green Generation Tech, indirettamente controllata da Iren Energia;
- EGEA Energie è stata trasferita a Iren Mercato;
- EGEA Acque (controllante di Tecnoedil Lavori) è stata trasferita a IRETI;
- Reti Metano Territorio è stata trasferita a IRETI Gas, controllata da IRETI.

In pari data e conseguentemente alle operazioni anzi descritte, EGEA Energie ed EGEA Ambiente sono state oggetto di fusione per incorporazione nelle rispettive controllanti Iren Mercato e Iren Ambiente.

Inoltre, sempre in data 1° gennaio 2026, ha avuto effetto l'incorporazione di Alegas in Iren Mercato.

Infine in data 1° maggio 2026 hanno avuto effetto le incorporazioni di Iren Ambiente Toscana e Remat in Iren Ambiente.

Per il dettaglio delle società controllate, delle società a controllo congiunto e delle società collegate si rinvia agli elenchi contenuti nel paragrafo XIII. Allegati al bilancio consolidato semestrale abbreviato.

IV. Aggregazioni aziendali

Nel corso del primo semestre 2026 il Gruppo Iren non ha posto in essere operazioni di acquisizione qualificabili come aggregazioni aziendali ai sensi dell'IFRS 3.

A inizio del 2025 in Gruppo Iren aveva acquisito il controllo del Gruppo Egea Holding e per tale acquisizione il fair value definitivo delle attività identificabili acquisite e delle passività identificabili assunte è stato determinato al termine dell'esercizio 2025, senza modificare sostanzialmente i valori provvisori contabilizzati al 30 giugno 2025. Pertanto, non è stato necessario rideterminare i saldi comparativi del primo semestre 2025.

Al 30 giugno 2026 sono ancora in corso le valutazioni per determinare in maniera definitiva il fair value delle attività identificabili acquisite e delle passività identificabili assunte relative all'acquisizione del controllo di CSAI e della sua controllata Agricola Riofi avvenuta a fine 2025. I valori provvisori contabilizzati al 31 dicembre 2025 non sono stati modificati nel presente bilancio consolidato semestrale abbreviato.

V. Gestione dei rischi finanziari del gruppo

Di seguito si riporta una sintesi della modalità di gestione e controllo dei rischi derivanti da strumenti finanziari (rischio di liquidità, rischio di cambio, rischio tassi di interesse, rischio di credito) e del rischio prezzo *commodity*, legato alla volatilità dei prezzi delle *commodity* energetiche.

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.

Viene costantemente monitorata la situazione finanziaria attuale, prospettica e la disponibilità di adeguati affidamenti bancari e non si evidenziano criticità per la copertura degli impegni finanziari di breve termine. Al termine del periodo gli affidamenti bancari a breve termine utilizzati dalla Capogruppo sono pari a 46 milioni di euro, mentre residua un plafond utilizzabile di 752 milioni di euro.

Inoltre, valutata di volta in volta la convenienza e l'opportunità nell'ambito delle attività di ottimizzazione delle risorse finanziarie disponibili, il Gruppo pone in essere operazioni di cessione pro-soluto di crediti commerciali e crediti di natura fiscale, beneficiando dell'anticipo di liquidità da esse derivante.

In tale contesto, a sostegno del profilo di liquidità del Gruppo e del livello di rating, oltre alle disponibilità liquide correnti, Iren dispone di linee di finanziamento a medio lungo termine sottoscritte e/o deliberate, disponibili ma non utilizzate per complessivi 500 milioni di euro.

I flussi di cassa nominali previsti per l'estinzione delle passività finanziarie verso finanziatori e le condizioni contrattuali dei finanziamenti in essere risultano sostanzialmente invariati rispetto a quanto riportato nelle Note Illustrative al Bilancio Consolidato al 31 dicembre 2025 nel paragrafo "a) Rischio di liquidità" del capitolo "Gestione dei rischi finanziari del Gruppo". Analogamente, per quanto concerne le passività relative all'applicazione dell'IFRS 16 in tema di *leases*, i flussi finanziari previsti evidenziati nella situazione al 31 dicembre 2025 rimangono fondamentalmente inalterati traslando l'analisi alla data del presente documento, poste le eventuali variazioni derivanti dal consolidamento di nuove entità.

I flussi finanziari previsti per l'estinzione delle altre passività finanziarie, diverse da quelle verso finanziatori e quelle relative all'applicazione dell'IFRS 16 in tema di *leases*, non si discostano significativamente dal valore contabile riportato in bilancio.

Tra i fattori che definiscono la rischiosità percepita dal mercato, il merito creditizio, assegnato a Iren dalle agenzie di rating, riveste un ruolo determinante poiché influenza la sua possibilità di accedere alle fonti di finanziamento e le relative condizioni economiche. Un sostanziale peggioramento di tale merito creditizio potrebbe costituire una limitazione all'accesso al mercato dei capitali e/o un incremento del costo delle fonti di finanziamento, con possibili effetti negativi sulla situazione economica, patrimoniale e finanziaria del Gruppo.

Come dettagliato nel capitolo “Gestione Finanziaria” della Relazione sulla Gestione, Iren detiene il rating “BBB” con Outlook “Stable” per il merito di credito a lungo termine con l’agenzia Standard & Poor’s Global Ratings (S&P), la quale ha mantenuto inalterato il giudizio a luglio 2026 (Rating No Action), e con l’agenzia Fitch Ratings, con conferma avvenuta il 22 dicembre 2025.

Attraverso i rapporti che Iren intrattiene con i principali Istituti di Credito Italiani e Internazionali vengono ricercate le forme di finanziamento più adatte alle proprie esigenze e le migliori condizioni di mercato.

Il dettaglio delle attività svolte in tale ambito e delle singole operazioni è riportato al capitolo “Gestione Finanziaria” della Relazione sulla Gestione.

L’indebitamento finanziario da finanziamenti al termine del periodo è costituito al 35% da prestiti e al 65% da obbligazioni; si evidenzia inoltre che:

- la quota a tasso fisso risulta essere pari al 69%, quella coperta al 27% e la restante parte variabile al 4%;
- l’84% del debito totale è finanziato da fondi di tipo *sustainable*, coerenti con il *Sustainable Finance Framework* di Iren, come i Green Bond e i prestiti il cui tasso di interesse è legato (*linked*) a Key Performance Indicators di natura ESG – si veda in merito anche la Nota 21 “Passività finanziarie non correnti” delle presenti Note Illustrative.

In merito al rischio di liquidità che potenzialmente deriva dalle clausole contrattuali che legittimano le controparti a ritirare il finanziamento al verificarsi di determinati eventi (rischio *default* e *covenants*), si segnala che le clausole inserite nei contratti di finanziamento che fanno capo a Iren sono rispettate; in particolare per alcuni contratti di finanziamento a medio lungo termine di Iren è previsto l’impegno a rispettare indici finanziari (*covenants* finanziari quali Debito/EBITDA, EBITDA/Oneri finanziari), con verifica annuale. Sono inoltre previsti altri impegni quali la clausola di *Change of Control*, che prevede il mantenimento del controllo del Gruppo Iren da parte degli azionisti pubblici in modo diretto o indiretto, clausole di *Negative Pledges*, per effetto delle quali la società si impegna a non costituire garanzie reali oltre un limite specificato, e la clausola *Pari Passu* che riserva alle banche finanziatrici un trattamento paritario rispetto a quello spettante agli altri creditori non garantiti.

b) Rischio cambio

Fatta eccezione per quanto riportato nell’ambito del rischio energetico, il Gruppo 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.

Con un’ottica non speculativa, i rischi connessi alla crescita dei tassi di interesse vengono monitorati e, se ritenuto opportuno, ridotti o eliminati stipulando con controparti finanziarie di elevato *standing* creditizio, appositi contratti (*swap* e *collar*) che perseguono esclusivamente finalità di copertura. Al termine del periodo tutti i contratti stipulati soddisfano il requisito di limitare l’esposizione al rischio di oscillazione del tasso di interesse e soddisfano altresì i requisiti formali per l’applicazione dell’*hedge accounting*.

Il *fair value* dei suddetti contratti di copertura su tassi di interesse al 30 giugno 2026 riguarda la posizione della Capogruppo (positiva per 16.061 migliaia di euro) e di Siena Ambiente (positiva per 675 migliaia di euro).

I contratti di copertura stipulati, congiuntamente con i finanziamenti a tasso fisso, permettono di coprire dal rischio di crescita dei tassi di interesse il 96% 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.

Al fine di consentire una completa comprensione dei rischi di variazione dei tassi di interesse a cui è soggetto il Gruppo, annualmente, al 31 dicembre, viene condotta un’analisi di sensitività degli oneri finanziari netti e delle componenti valutative dei contratti finanziari derivati al variare dei tassi di interesse.

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’insolubilità sino all’aumento dei crediti sottoposti a procedure concorsuali o inesigibili. Tale rischio risente, tra gli altri fattori, anche della situazione economico-finanziaria congiunturale.

Per limitare l’esposizione al rischio di credito sono adottati diversi 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, assoggettato alle attività di monitoraggio e controllo da parte delle strutture amministrative.

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.

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.

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 Gestione del Credito fornisce alla Direzione Risk Management e alla Commissione rischi la reportistica di Gruppo con l'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.

Con riferimento ai Crediti Commerciali e alla loro ripartizione per Business Unit e fascia di *ageing* si rinvia al contenuto della Nota 14 "Crediti Commerciali" del capitolo IX. "Informazioni sulla situazione patrimoniale – finanziaria".

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 attingendo alle banche dati dei crediti commerciali e, in generale, valutando le eventuali variazioni del predetto rischio rispetto alla rilevazione iniziale e stimando le relative perdite attese determinate su base prospettica, tenendo in debita considerazione la serie storica.

In merito, si riporta un dettaglio per voce di bilancio della stima delle perdite attese rilevate nel periodo.

	migliaia di euro
Crediti commerciali	46.641
Totale - a CE nella voce Accantonamenti a fondo svalutazione crediti	46.641

Sempre con riferimento ai "Crediti Commerciali", nella relativa Nota delle Informazioni sulla situazione patrimoniale-finanziaria l'apposito Fondo Svalutazione viene esposto per settore, con evidenza delle percentuali di perdita medie per fascia di *ageing*.

Infine, in relazione alla concentrazione del credito si segnalano i rapporti tra le controllate Iren Smart Solutions e AMIAT ed il Comune di Torino. Per maggiori dettagli si rimanda in particolare alla Nota di commento "Attività finanziarie non correnti" delle Informazioni sulla situazione patrimoniale-finanziaria.

3. RISCHIO ENERGETICO

Il Gruppo Iren è esposto al rischio prezzo, sulle commodity energetiche trattate, ossia energia elettrica, gas naturale, quote di emissione CO₂, 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.

Il Gruppo dispone di una procedura formale che prevede la misurazione del rischio residuo, la definizione di un limite di rischio massimo accettabile e la realizzazione di operazioni di copertura mediante il ricorso a contratti derivati sui mercati regolamentati (es. European Energy Exchange – EEX) e sui mercati Over The Counter (OTC) interessati da scambi bilaterali. Il processo di controllo del rischio di commodity consente di limitare l'impatto sui margini delle variazioni imprevedute dei prezzi di mercato e, al contempo, garantisce un adeguato margine di flessibilità che consente di cogliere opportunità nel breve termine.

In tale contesto, la politica del Gruppo è infatti 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.

In relazione all'energia venduta, il Gruppo può ricorrere alla stipula di contratti a prezzo fisso, attraverso accordi bilaterali fisici (es. Power Purchase Agreement -PPA-, ecc.) o a contratti finanziari (es. contratti per differenza, Virtual Power Purchase Agreement -VPP-, ecc.).

Oltre alla normale attività con contratti fisici, a copertura del portafoglio energetico, risultano in essere operazioni di derivato:

- Over the Counter (OTC) su commodity (*Commodity swap* su indici TTF, PSV e PUN) per complessivi 4,0 TWh. Il Fair Value di tali strumenti al 30 giugno 2026 è complessivamente positivo per 545 migliaia di euro (a seconda delle differenti posizioni, di cui 14.276 migliaia di euro di Fair Value positivo e 13.731 migliaia di euro di Fair Value negativo);
- sulla piattaforma regolamentata European Energy Exchange - EEX, su PUN per un nozionale netto complessivo pari a 2,1 TWh. Il Fair Value di tali strumenti (il c.d. "Variation Margin") al 30 giugno 2026 è complessivamente negativo per 925 migliaia di euro, con regolazione giornaliera su apposito conto corrente: in bilancio tali strumenti non sono infatti appositamente valorizzati in quanto già espressi in termini di "maggiori/minori" disponibilità liquide.

Nel primo semestre dell'anno 2025 sono state eseguite due operazioni c.d. "Block Deal" per un volume pari a 15 MW ciascuna (in scadenza il 31 dicembre 2026) finalizzate a neutralizzare la posizione su EEX, con contemporanea riapertura della posizione OTC. Tale strategia ha consentito, nella prospettiva di contenere il rischio liquidità ed a fronte di fees contenute, di eliminare l'Initial Margin e di "congelare" il Variation Margin alla data di esecuzione per l'operazione EEX neutralizzata.

Inoltre, nell'ambito dell'Emission Trading Scheme, il Gruppo Iren acquista titoli Emission Unit Allowance (EUA) per far fronte agli obblighi derivanti dalle emissioni CO2 causate dalla produzione di energia elettrica e calore.

Gli acquisti di titoli EUA avvengono sia Spot (con pagamento e consegna fisica immediati) sia a termine tramite Future/Forward (con pagamento e consegna fisica differiti); inoltre, possono essere conclusi sia sul mercato OTC (contratti bilaterali con controparti terze), sia direttamente sul mercato regolamentato EEX. Il fabbisogno interno annuo da coprire si attesta a 2,9 milioni di quote/Tonnellate di CO2.

Al 30 giugno 2026 risultano in essere operazioni Future/Forward:

- Over the Counter (OTC) per complessive 2.070 migliaia di Tonnellate. Il Fair Value di tali strumenti è complessivamente negativo per 5.404 migliaia di euro;
- sulla piattaforma regolamentata European Energy Exchange - EEX per un nozionale netto complessivo pari a 3.559 migliaia di Tonnellate. Il Fair Value di tali strumenti è complessivamente negativo per 19.027 migliaia di euro, con regolazione giornaliera su apposito conto corrente: in bilancio tali strumenti non sono appositamente valorizzati in quanto già espressi in termini di "maggiori/minori" disponibilità liquide.

Al 30 giugno 2026 risultano in essere 29 contratti di vendita di energia elettrica (Power Purchase Agreements) con una durata media residua di due anni e sette mesi ed un volume complessivo residuo di approssimativamente 450 GWh.

CONTABILIZZAZIONE STRUMENTI DERIVATI

Gli strumenti finanziari derivati sono valutati al fair value, determinato sulla base dei valori di mercato o, qualora non disponibili, secondo una tecnica di valutazione interna, pur sempre operata con riferimento a fonti dati pubblicamente riscontrabili od osservabili.

Ai fini della contabilizzazione degli strumenti derivati, all'interno di tali operazioni è necessario distinguere tra operazioni che rispettano tutti i requisiti richiesti dall' IFRS 9 per essere contabilizzate in accordo con le regole dell'hedge accounting e operazioni che non rispettano tutti i suddetti requisiti.

Operazioni contabilizzate in accordo con le regole dell'hedge accounting

Tali operazioni possono includere:

- operazioni di fair value hedge: il derivato e lo strumento coperto sono iscritti nello stato patrimoniale al fair value e la variazione dei rispettivi fair value è contabilizzata direttamente a conto economico;
- operazioni di cash flow hedge: il derivato è iscritto in bilancio al fair value con contropartita una specifica riserva di patrimonio netto per la componente efficace della copertura e il conto economico per la componente inefficace; al momento della manifestazione dello strumento coperto l'importo sospeso a patrimonio netto viene riversato a conto economico.

La classificazione a conto economico del riversamento dell'importo sospeso a patrimonio netto e della componente inefficace avviene in accordo con la natura dello strumento sottostante; nel caso di strumenti derivati su commodity tale importo viene contabilizzato nel margine operativo lordo, mentre nel caso di copertura del rischio di tasso nei proventi ed oneri finanziari.

Operazioni non contabilizzate in accordo con le regole dell'hedge accounting

Il derivato è iscritto nello stato patrimoniale al fair value. La variazione del fair value del derivato e la componente realizzata sono iscritte a conto economico secondo la seguente classificazione:

- nel caso di strumenti derivati su commodity per i quali esiste una relazione con una componente di costo o ricavo, nel margine operativo lordo; in particolare la componente realizzata è contabilizzata a rettifica della componente di costo o ricavo cui si riferisce;
- nel caso di copertura del rischio di tasso, nei proventi ed oneri finanziari.

Infine, nel caso di strumenti derivati per i quali non esiste più una relazione con una componente di costo o ricavo, la variazione del fair value del derivato è iscritta nei proventi e oneri finanziari, in quanto vengono considerati strumenti con caratteristiche prettamente finanziarie e non aventi le caratteristiche per gestire le esposizioni derivanti da rischi particolari che potrebbero incidere sul risultato dell'esercizio.

In merito alla valutazione del derivato tra le partite patrimoniali, si segnala che il fair value del derivato è iscritto tra le attività/passività finanziarie a lungo termine se il relativo sottostante è una posta di medio/lungo termine, viceversa è iscritto tra le attività/passività finanziarie a breve termine se il sottostante si estingue entro il periodo di riferimento.

Nel caso di strumenti derivati per i quali non esiste una relazione con una componente di costo o ricavo, il fair value del derivato è iscritto tra le attività/passività finanziarie a breve o lungo termine a seconda che la quota sia in scadenza entro oppure oltre i dodici mesi dalla data di riferimento del bilancio.

FAIR VALUE

Nella seguente tabella sono esposti, per ogni attività e passività finanziaria:

- il valore contabile, comprensivo della modalità di contabilizzazione;
- il fair value, comprensivo del Livello nella relativa scala gerarchica.

In merito, i diversi livelli sono definiti come illustrato di seguito:

- Livello 1: prezzi quotati (non rettificati) su mercati attivi per attività o passività identiche;
- Livello 2: dati di input diversi dai prezzi quotati di cui al Livello 1 che sono osservabili per l'attività o la passività, sia direttamente (come nel caso dei prezzi), sia indirettamente (ovvero derivati dai prezzi);
- Livello 3: dati di input relativi all'attività o alla passività che non sono basati su dati di mercato osservabili (dati non osservabili).

Mutui e obbligazioni

Il fair value dei mutui, di livello 2, viene determinato in misura pari alla sommatoria dei flussi finanziari futuri attesi connessi all'attività o passività comprensivi della relativa componente di onere o provento finanziario, attualizzati con riferimento alla data di chiusura del bilancio. Tale valore attuale è stato determinato applicando la curva dei tassi *forward* alla data di chiusura del periodo.

Per quanto riguarda i titoli obbligazionari il relativo fair value (di livello 1) deriva dalla quotazione espressa sui mercati regolamentati della Borsa Irlandese (Euronext Dublin) e sul mercato ExtraMOT Pro di Borsa Italiana.

Contratti derivati di copertura (tasso e commodities)

Tutti gli strumenti finanziari di copertura del Gruppo hanno fair value classificabile di livello 2, dunque misurato sulla base di tecniche di valutazione che prendono a riferimento parametri osservabili sul mercato (es. tassi di interesse, prezzi commodities), diversi dalle quotazioni dello strumento finanziario, o comunque che non richiedono un significativo aggiustamento basato su dati non osservabili sul mercato. Il loro fair value è pari al valore attuale dei flussi finanziari futuri stimati. In particolare:

- per quanto riguarda gli strumenti finanziari di copertura del rischio tasso, le stime dei flussi finanziari futuri a tasso variabile si basano sui tassi swap quotati, prezzi dei future e tassi interbancari, dai quali si ottiene anche la curva di rendimento utilizzata per l'attualizzazione dei flussi finanziari stimati. Il fair value così ottenuto è soggetto a rettifica Credit Risk Adjusted (CRA) per incorporare il rischio di credito del Gruppo e della controparte, con parametri di calcolo (probabilità di default e percentuale di perdita in caso di default) valorizzati come da *best market practice*;
- per quanto riguarda gli strumenti finanziari di copertura del rischio commodity, le stime dei flussi finanziari futuri variabili si basano sulle quotazioni dei prezzi dell'energia elettrica, del gas e dei titoli EUA estratte dalle principali piattaforme di mercato. I flussi finanziari sono attualizzati e rettificati per la componente rischio di credito, analogamente agli strumenti di copertura del rischio tasso.

Put Options

Le passività finanziarie per put options riguardano la valutazione al fair value delle opzioni di vendita attribuite ai soci di minoranza di I. Blu, Nord Ovest Servizi e Cierre.

Con riferimento a I. Blu e Nord Ovest Servizi, il loro valore nominale, contrattualmente definito tra le parti e attualizzato per tenere conto della componente temporale rispetto alla data di esercizio, costituisce l'input direttamente osservabile per la valutazione del fair value di livello 2.

Per quanto riguarda Cierre, il valore dell'opzione di vendita, anch'esso oggetto di attualizzazione, è calcolato secondo i termini contrattuali in base alla miglior stima della redditività attesa della società in un determinato lasso temporale: il relativo fair value è dunque gerarchicamente iscrivibile al livello 3.

Si segnala infine che non ci sono stati trasferimenti tra i diversi Livelli della scala gerarchica del fair value e che sono escluse le informazioni sul fair value delle attività e passività finanziarie non valutate al fair value quando il loro valore contabile è ragionevolmente rappresentativo del fair value stesso.

Nelle tabelle seguenti, non vengono rappresentate le attività e le passività relative a derivati stipulati sul mercato EEX (utilizzati per le coperture in Cash Flow Hedge), che presentano una regolazione giornaliera del loro fair value su un apposito conto corrente: in bilancio non sono appositamente valorizzate in quanto già espresse in "maggiori/minori" disponibilità liquide.

Al fine di fornire un'informativa quanto più possibile esaustiva è stato esposto anche il valore comparativo relativo al precedente esercizio.

migliaia di euro

30.06.2026	Valore contabile				TOTALE
	Fair Value strumenti di copertura	Fair Value Through Profit & Loss	Attività finanziarie valutate al costo ammortizzato	Altre passività finanziarie	
Attività finanziarie valutate al fair value					
Contratti derivati di copertura (tasso)	19.531				19.531
Contratti derivati di copertura (commodities)	17.333				17.333
Attività per quota variabile di prezzo di cessione OLT Offshore LNG Toscana		21.642			21.642
Altre partecipazioni		11.401			11.401
Totale Attività finanziarie valutate al fair value	36.864	33.043	-	-	69.907
Attività finanziarie non valutate al fair value					
Crediti commerciali			1.301.035		1.301.035
Crediti finanziari			135.814		135.814
Altri crediti e altre attività (*)			380.652		380.652
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti			305.650		305.650
Totale Attività finanziarie non valutate al fair value	-	-	2.123.151	-	2.123.151
Passività finanziarie valutate al fair value					
Contratti derivati di copertura (tasso)	(2.794)				(2.794)
Contratti derivati di copertura (commodities)	(22.192)				(22.192)
Put options		(7.361)			(7.361)
Totale Passività finanziarie valutate al fair value	(24.986)	(7.361)	-	-	(32.347)
Passività finanziarie non valutate al fair value					
Obbligazioni				(3.000.818)	(3.000.818)
Mutui				(1.581.441)	(1.581.441)
Altri debiti finanziari (**)				(111.633)	(111.633)
Debiti commerciali				(1.482.307)	(1.482.307)
Debiti vari e altre passività (*)				(485.554)	(485.554)
Totale Passività finanziarie non valutate al fair value	-	-	-	(6.661.753)	(6.661.753)
TOTALE	11.878	25.682	2.123.151	(6.661.753)	(4.501.042)

(*) Sono esclusi i risconti attivi e passivi

(**) Sono esclusi i debiti per lease rilevati secondo quanto previsto dall'IFRS 16

migliaia di euro

Fair value

30.06.2026	Livello 1	Livello 2	Livello 3	TOTALE
Attività finanziarie valutate al fair value				
Contratti derivati di copertura (tasso)		19.531		19.531
Contratti derivati di copertura (commodities)		17.333		17.333
Attività per quota variabile di prezzo di cessione OLT Offshore LNG Toscana			21.642	21.642
Altre partecipazioni				-
Totale Attività finanziarie valutate al fair value	-	36.864	21.642	58.506
Attività finanziarie non valutate al fair value				
Crediti commerciali				-
Crediti finanziari				-
Altri crediti e altre attività (*)				-
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti				-
Totale Attività finanziarie non valutate al fair value	-	-	-	-
Passività finanziarie valutate al fair value				
Contratti derivati di copertura (tasso)		(2.794)		(2.794)
Contratti derivati di copertura (commodities)		(22.192)		(22.192)
Put options		(7.117)	(244)	(7.361)
Totale Passività finanziarie valutate al fair value	-	(32.103)	(244)	(32.347)
Passività finanziarie non valutate al fair value				
Obbligazioni	(2.931.109)			(2.931.109)
Mutui		(1.620.311)		(1.620.311)
Altri debiti finanziari (**)				-
Debiti commerciali				-
Debiti vari e altre passività (*)				-
Totale Passività finanziarie non valutate al fair value	(2.931.109)	(1.620.311)	-	(4.551.420)
TOTALE	(2.931.109)	(1.615.550)	21.398	(4.525.261)

La quota non corrente delle "Attività finanziarie valutate al fair value" accoglie al Livello 3 il credito relativo alla quota variabile del prezzo di cessione di OLT Offshore LNG Toscana, pari a 21.642 migliaia di euro al 30 giugno 2026, il cui fair value è determinato in base all'applicazione della formula di prezzo prevista contrattualmente, tenuto conto della redditività attesa della società e del tasso di attualizzazione desunto dal bilancio d'esercizio della stessa. In merito, viene riportata una sensitivity sul fair value di tale posta, esprimendo la variazione dello stesso all'aumento/diminuzione di un punto percentuale della redditività attesa e del tasso di attualizzazione.

	+1%	-1%
Redditività (flussi)	984	(984)
Tasso di attualizzazione	(241)	249

Non viene riportato il livello del fair value delle "Altre partecipazioni" (che fanno riferimento ad imprese non quotate in mercati regolamentati) in quanto il relativo costo di iscrizione ne rappresenta una ragionevole approssimazione.

migliaia di euro

31.12.2025	Valore contabile				TOTALE
	Fair Value strumenti di copertura	Fair Value Through Profit & Loss	Attività finanziarie valutate al costo ammortizzato	Altre passività finanziarie	
Attività finanziarie valutate al fair value					
Contratti derivati di copertura (tasso)	17.266				17.266
Contratti derivati di copertura (commodities)	26.000				26.000
Attività per quota variabile di prezzo di cessione OLT Offshore LNG Toscana		21.642			21.642
Altre partecipazioni		9.395			9.395
Totale Attività finanziarie valutate al fair value	43.266	31.037	-	-	74.303
Attività finanziarie non valutate al fair value					
Crediti commerciali			1.398.026		1.398.026
Crediti finanziari			143.000		143.000
Altri crediti e altre attività (*)			512.390		512.390
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti			205.765		205.765
Totale Attività finanziarie non valutate al fair value	-	-	2.259.181	-	2.259.181
Passività finanziarie valutate al fair value					
Contratti derivati di copertura (tasso)	(5.957)				(5.957)
Contratti derivati di copertura (commodities)	(7.952)				(7.952)
Put options		(7.294)			(7.294)
Totale Passività finanziarie valutate al fair value	(13.909)	(7.294)	-	-	(21.203)
Passività finanziarie non valutate al fair value					
Obbligazioni				(2.998.177)	(2.998.177)
Mutui				(1.485.818)	(1.485.818)
Altri debiti finanziari (**)				(53.556)	(53.556)
Debiti commerciali				(1.655.446)	(1.655.446)
Debiti vari e altre passività (*)				(445.954)	(445.954)
Totale Passività finanziarie non valutate al fair value	-	-	-	(6.638.951)	(6.638.951)
TOTALE	29.357	23.743	2.259.181	(6.638.951)	(4.326.670)

(*) Sono esclusi i risconti attivi e passivi

(**) Sono esclusi i debiti per lease rilevati secondo quanto previsto dall'IFRS 16

migliaia di euro

Fair value

31.12.2025	Livello 1	Livello 2	Livello 3	TOTALE
Attività finanziarie valutate al fair value				
Contratti derivati di copertura (tasso)		17.266		17.266
Contratti derivati di copertura (commodities)		26.000		26.000
Attività per quota variabile di prezzo di cessione OLT Offshore LNG Toscana			21.642	21.642
Altre partecipazioni				-
Totale Attività finanziarie valutate al fair value	-	43.266	21.642	64.908
Attività finanziarie non valutate al fair value				
Crediti commerciali				-
Crediti finanziari				-
Altri crediti e altre attività (*)				-
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti				-
Totale Attività finanziarie non valutate al fair value	-	-	-	-
Passività finanziarie valutate al fair value				
Contratti derivati di copertura (tasso)		(5.957)		(5.957)
Contratti derivati di copertura (commodities)		(7.952)		(7.952)
Put options		(7.053)	(241)	(7.294)
Totale Passività finanziarie valutate al fair value	-	(20.962)	(241)	(21.203)
Passività finanziarie non valutate al fair value				
Obbligazioni	(2.903.279)			(2.903.279)
Mutui		(1.533.418)		(1.533.418)
Altri debiti finanziari (**)				-
Debiti commerciali				-
Debiti vari e altre passività (*)				-
Totale Passività finanziarie non valutate al fair value	(2.903.279)	(1.533.418)	-	(4.436.697)
TOTALE	(2.903.279)	(1.511.114)	21.401	(4.392.992)

(*) Sono esclusi i risconti attivi e passivi

(**) Sono esclusi i debiti per lease rilevati secondo quanto previsto dall'IFRS 16

VI. Informativa sui rapporti con parti correlate

Come indicato nella Relazione sulla Gestione, si forniscono di seguito le informazioni relative ai rapporti patrimoniali ed economici con le parti correlate.

Rapporti con i Comuni Soci-parti correlate

Si evidenziano, per le società controllate del Gruppo, i principali rapporti direttamente intrattenuti con i Comuni Soci che sono stati qualificati quali parti correlate (Comune di Torino, Comune di Reggio Emilia, Comune di Parma, Comune di Piacenza e Comune di Genova), nel cui territorio il Gruppo stesso opera.

Il Gruppo, attraverso Iren Smart Solutions, gestisce servizi affidati dal Comune di Torino quali i servizi di illuminazione pubblica e semaforici, di gestione degli impianti termici ed elettrici degli edifici sedi di uffici amministrativi o adibiti a servizi alla collettività. Le prestazioni svolte da Iren Smart Solutions sono regolate da specifici contratti pluriennali. In tale contesto, è vigente un accordo per la riqualificazione impiantistica ed edilizia finalizzata all'efficientamento energetico di oltre ottocento immobili del Comune, che si aggiunge agli interventi effettuati nel corso degli ultimi anni, riguardanti gli impianti cittadini di pubblica illuminazione e gli impianti termici di numerosi edifici di proprietà comunale.

Al riguardo si evidenzia che trova applicazione un contratto di conto corrente oneroso tra la Città di Torino e Iren Smart Solutions per la gestione dei crediti scaduti relativi alle attività di cui sopra.

IRETI e Iren Acqua Piacenza forniscono servizi idrici rispettivamente ai comuni di Genova, Parma e Piacenza, mediante contratti di somministrazione analoghi a quelli in essere con la generalità della clientela.

Iren Ambiente, Iren Ambiente Parma e Iren Ambiente Piacenza si occupano del servizio di raccolta e smaltimento rifiuti rispettivamente nei Comuni di Reggio Emilia, Parma e Piacenza in base alle condizioni previste negli affidamenti in essere.

Sempre nell'ambito del settore, per il Comune di Torino i servizi di igiene ambientale, di sgombero neve e di gestione post operativa della discarica di "Basse di Stura" sono svolti da AMIAT in accordo al Contratto di servizio in essere.

Al riguardo si evidenzia che trova applicazione un contratto di conto corrente oneroso tra il Comune di Torino e la stessa AMIAT per la gestione dei crediti scaduti relativi alle attività di cui sopra.

Rapporti con società collegate

Fra i principali rapporti intrattenuti dal Gruppo con le società ad esso collegate, si segnalano:

- le prestazioni di gestione operativa del Servizio Idrico Integrato della Provincia di Reggio Emilia fornite da Iren Acqua Reggio ad ARCA, titolare della relativa concessione;
- la vendita di energia elettrica ad Asti Servizi Pubblici e di gas a GAIA;
- i servizi di raccolta e smaltimento rifiuti, anche speciali, a favore di GAIA, SETA e Asti Servizi Pubblici, operanti nell'ambito del settore dei servizi ambientali;
- gli interventi di bonifica inerenti alla discarica di Barricalla;
- il conferimento di rifiuti negli impianti di GAIA e l'acquisto di frazioni differenziate da GAIA e SETA per l'avvio al trattamento;
- le prestazioni manutentive a ASA S.c.p.a. e il conferimento di rifiuti presso la discarica della stessa;
- i servizi di raccolta e trasporto rifiuti da Etambiente.

Rapporti con altre parti correlate

In base alla Procedura OPC, sono state qualificate come parti correlate le società controllate, direttamente o indirettamente, da uno dei seguenti Comuni: Parma, Piacenza, Reggio Emilia, Torino e Genova.

I rapporti con tali società sono prevalentemente di natura commerciale e attinenti a servizi forniti alla generalità della clientela e riguardano in particolare teleriscaldamento e servizi idrici.

Inoltre, il Gruppo fornisce servizi di trattamento rifiuti ad AMIU, controllata dal Comune di Genova, e servizi di smaltimento rifiuti a SMAT, controllata dal Comune di Torino (quest'ultima anche fornitrice, per alcune società del Gruppo, di servizi attinenti al servizio idrico).

Si segnala da ultimo che, al fine di erogare il Servizio Idrico Integrato nelle province di Parma e Piacenza e nella provincia di Reggio Emilia, rispettivamente IRETI, Iren Acqua Piacenza e Iren Acqua Reggio, a fronte della corresponsione di un canone annuo, utilizzano gli asset di proprietà delle società Parma Infrastrutture, Piacenza Infrastrutture e AGAC Infrastrutture, controllate dai Comuni di riferimento.

Le informazioni quantitative relative ai rapporti patrimoniali ed economici con le parti correlate sono riportate nel capitolo "XIII. Allegati al Bilancio Consolidato Semestrale Abbreviato", che si considera parte integrante delle presenti note.

Da ultimo e per ciò che concerne gli Amministratori e i Sindaci di Iren, fatta salva la corresponsione degli emolumenti previsti per lo svolgimento di cariche negli organi amministrativi o di controllo della Capogruppo ovvero delle altre società del Gruppo, si segnala che non risultano rapporti di natura economica/patrimoniale/finanziaria rilevanti tra gli stessi e il Gruppo medesimo.

Sono soggette alle previsioni di cui alla Procedura OPC anche le operazioni che si sostanziano nell'assegnazione di remunerazioni e benefici economici, sotto qualsiasi forma, ai componenti degli organi di amministrazione e controllo di Iren nonché ai Dirigenti con Responsabilità Strategiche del Gruppo.

Informativa ex art. 5.8 e 5.9 Regolamento Consob

Nel corso del primo semestre 2026 non sono state effettuate da Iren (anche per il tramite di sue controllate) operazioni con parti correlate di "maggiore rilevanza" o di "minore rilevanza" ai sensi della Procedura OPC.

Fermo restando quanto sopra, si precisa che, nell'ambito dei flussi informativi previsti dalla Procedura OPC, il COPC, durante il primo semestre 2026, ha ricevuto informative in merito ad operazioni rientranti tre le fattispecie di "esclusione" ai sensi della Procedura OPC medesima.

Da ultimo, afferendo alla disciplina in discorso, si richiamano i contenuti dell'art. 13, comma 1 *bis*, del DL n. 95/2025 (convertito, con modifiche, nella Legge n. 118/2025, in vigore dal 10 agosto 2025) che, in tema di operazioni con parti correlate, dispone quanto segue: *"Non sussistono rapporti di correlazione, per gli effetti di cui all'articolo 2391-bis del codice civile, fra le pubbliche amministrazioni che non esercitano poteri di direzione e coordinamento e le società che abbiano azioni quotate in mercati regolamentati e che siano da esse partecipate anche in via indiretta"*. Sono in fase di approfondimento le effettive ricadute di tale norma sulle procedure in materia nell'ambito del Gruppo.

Quanto al Comitato per la Remunerazione e le Nomine ("CRN"), nel corso del primo semestre 2026 lo stesso è stato investito, per quanto di competenza ai sensi del Codice di *Corporate Governance*, con riferimento a proposte di adeguamento retributivo espresse dal Vicepresidente esecutivo della Società per alcuni Dirigenti con Responsabilità Strategiche del Gruppo Iren. Le suddette operazioni hanno beneficiato della causa di esclusione dall'applicazione della Procedura OPC (cfr. par. 6.1 lett. (f) della stessa), trattandosi di adeguamenti pienamente coerenti con la politica retributiva descritta nella Sezione Prima della Relazione sulla politica in materia di remunerazione 2025 e sui compensi corrisposti 2024, approvata dall'Assemblea dei Soci del 24 aprile 2025.

VII. Fatti di rilievo intervenuti dopo la chiusura del periodo

Rinnovo del Programma EMTN

In data 22 luglio 2026 si è perfezionato il rinnovo annuale del Programma EMTN, con un plafond pari a 5 miliardi di euro, che costituisce la piattaforma attraverso cui il Gruppo potrà effettuare future emissioni obbligazionarie rivolte ad investitori istituzionali.

In continuità con quanto previsto lo scorso anno nell'ambito del Programma, il Prospetto di Base è stato approvato da CONSOB e ha ottenuto il giudizio di ammissibilità alla quotazione sul MOT (Mercato Telematico delle Obbligazioni) da parte di Borsa Italiana, con possibilità di *passporting* su altra piazza europea.

VIII. Altre informazioni

Eventi e operazioni significative non ricorrenti

Nel corso del primo semestre 2026 il Gruppo Iren non è stato interessato da eventi "non ricorrenti" e non ha posto in essere operazioni significative individuate come tali in base alle definizioni contenute nella Comunicazione. In particolare, non è stato oggetto di fatti il cui accadimento non si ripeta frequentemente nel normale svolgimento dell'attività.

Posizioni o transazioni derivanti da operazioni atipiche e/o inusuali

Si precisa che nel corso del primo semestre 2026 il Gruppo non ha posto in essere operazioni atipiche e/o inusuali, così come definite dalla Comunicazione. Le operazioni atipiche e/o inusuali sono quelle operazioni che per significatività/rilevanza, natura delle controparti, oggetto della transazione, modalità di determinazione del prezzo di trasferimento e tempistica dell'accadimento (prossimità alla chiusura dell'esercizio) possono dare luogo a dubbi in ordine alla correttezza/completezza delle informazioni in bilancio, al conflitto di interessi e alla salvaguardia del patrimonio aziendale o alla tutela degli azionisti di minoranza.

IX. Informazioni sulla situazione patrimoniale - finanziaria

Le tabelle che seguono, ove non diversamente indicato, riportano i dati in migliaia di euro.

ATTIVO

ATTIVITA' NON CORRENTI

NOTA 1_IMMOBILI IMPIANTI E MACCHINARI

La composizione della voce immobili impianti e macchinari, comprensiva dei diritti d'uso e distinta tra costo storico, fondo ammortamento e valore netto, viene riportata nella tabella seguente:

	migliaia di euro					
	Costo al 30/06/2026	F.do amm.to al 30/06/2026	Valore netto al 30/06/2026	Costo al 31/12/2025	F.do amm.to al 31/12/2025	Valore netto al 31/12/2025
Terreni	187.159	(11.350)	175.809	185.953	(10.979)	174.974
Fabbricati	1.129.588	(469.071)	660.517	1.108.147	(450.271)	657.876
Impianti e macchinari	7.404.498	(4.160.340)	3.244.158	7.280.009	(4.023.724)	3.256.285
Attrezzature industriali e commerciali	366.493	(223.616)	142.877	353.003	(211.717)	141.286
Altri beni	524.519	(358.743)	165.776	526.736	(349.379)	177.357
Immobili impianti e macchinari in corso ed acconti	206.577	-	206.577	205.797	-	205.797
Totale	9.818.834	(5.223.120)	4.595.714	9.659.645	(5.046.070)	4.613.575

La movimentazione del costo storico degli Immobili impianti e macchinari, comprensive dei diritti d'uso, è esposta nella tabella seguente:

	migliaia di euro					
	31/12/2025	Incrementi	Decrementi	Svalutazioni	Riclassifiche	30/06/2026
Terreni	185.953	846	(419)	-	779	187.159
Fabbricati	1.108.147	10.384	(2.131)	-	13.188	1.129.588
Impianti e macchinari	7.280.009	90.564	(1.087)	(1.500)	36.512	7.404.498
Attrezzature industriali e commerciali	353.003	10.504	(3.459)	-	6.445	366.493
Altri beni	526.736	15.660	(16.861)	-	(1.016)	524.519
Immobili impianti e macchinari in corso ed acconti	205.797	57.192	(1.951)	-	(54.461)	206.577
Totale	9.659.645	185.150	(25.908)	(1.500)	1.447	9.818.834

La movimentazione del fondo ammortamento degli Immobili impianti e macchinari, comprensive dei diritti d'uso, è esposta nella tabella seguente:

	31/12/2025	Ammortamento del periodo	Decrementi	Riclassifiche	30/06/2026
Terreni	(10.979)	(436)	50	15	(11.350)
Fabbricati	(450.271)	(20.367)	1.773	(206)	(469.071)
Impianti e macchinari	(4.023.724)	(136.135)	779	(1.260)	(4.160.340)
Attrezzature industriali e commerciali	(211.717)	(14.715)	2.642	174	(223.616)
Altri beni	(349.379)	(24.850)	14.703	783	(358.743)
Totale	(5.046.070)	(196.503)	19.947	(494)	(5.223.120)

migliaia di euro

Il saldo della colonna "riclassifiche" si riferisce principalmente ai trasferimenti netti da attività immateriali a vita definita a Immobili impianti e macchinari di cespiti non rientranti nell'ambito di applicazione dell'IFRIC 12.

Terreni e fabbricati

Tale voce include principalmente i fabbricati industriali connessi agli impianti del gruppo e i connessi terreni.

Impianti e macchinari

Sono inclusi in questa voce i costi relativi agli impianti di produzione di energia elettrica, agli impianti di produzione calore, alle reti di distribuzione dell'energia elettrica, alle reti di distribuzione gas, alle reti di distribuzione calore e agli impianti riferibili ai servizi ambientali non in regime di concessione secondo quanto previsto dall'IFRIC 12. Tra i beni relativi agli impianti di produzione di energia elettrica sono comprese le opere gratuitamente devolvibili.

Attrezzature industriali e commerciali

Sono inclusi in questa voce i costi relativi all'acquisto di beni complementari o ausiliari agli impianti e macchinari, di cassoni, cassonetti, attrezzature di laboratorio e attrezzatura varia.

Altri beni

Sono inclusi in questa voce i costi relativi all'acquisto di mobili e macchine d'ufficio, di automezzi e di autovetture.

Immobilizzazioni in corso e acconti

La voce immobilizzazioni in corso comprende il complesso degli oneri sostenuti per gli investimenti in fase di realizzazione e non ancora in funzione. Si riferisce principalmente a parchi fotovoltaici (26.944 migliaia di euro), all'estensione della rete di trasporto teleriscaldamento (24.936 migliaia di euro), alle centrali di produzione termoelettrica (60.047 migliaia di euro), alle centrali di produzione idroelettrica (8.719 migliaia di euro), alla rete di distribuzione e misura energia elettrica (26.534 migliaia di euro), alla rete di distribuzione e misura gas non in regime concessione (2.117 migliaia di euro), all'efficientamento energetico (18.859 migliaia di euro) e alla raccolta e smaltimento rifiuti (32.894 migliaia di euro).

Incrementi

Gli incrementi del periodo, pari a 185.150 migliaia di euro, si riferiscono principalmente a:

- investimenti sulle centrali termoelettriche, idroelettriche e su impianti fotovoltaici per 43.790 migliaia di euro;
- sviluppo della rete di teleriscaldamento e nuovi allacciamenti alla rete, comprensiva delle sottostazioni di scambio termico, dei misuratori e delle apparecchiature di telelettura, per 17.611 migliaia di euro;
- investimenti sulle reti di distribuzione energia elettrica, incluse le cabine primarie, per 46.533 migliaia di euro;
- investimenti sulle reti gas non in regime di concessione secondo quanto previsto dall'IFRIC 12 per 6.199 migliaia di euro;
- investimenti per la raccolta e lo smaltimento dei rifiuti nel settore ambiente per 35.878 migliaia di euro;
- Investimenti in attività corporate e di efficienza energetica per 20.705 migliaia di euro.

Ammortamenti

Gli ammortamenti ordinari del primo semestre 2026, pari a complessivi 196.503 migliaia di euro sono stati calcolati sulla base delle aliquote indicate nel bilancio annuale 2025 e ritenute rappresentative della residua possibilità di utilizzo delle immobilizzazioni.

Si segnala che non vi sono Immobili impianti e macchinari concessi a garanzia di passività.

Diritti d'uso IFRS 16

L'IFRS 16 prevede per il locatario la rilevazione nello stato patrimoniale delle attività e delle relative passività finanziarie per tutti i contratti di leasing di durata superiore ai 12 mesi, a meno che l'attività sottostante abbia un modico valore. I contratti in cui il Gruppo Iren si configura come locatario si riferiscono prevalentemente a leasing immobiliari e noleggi a lungo termine di automezzi e autoveicoli.

La composizione dei diritti d'uso, distinta tra costo storico, fondo ammortamento e valore netto, viene riportata nella tabella seguente:

	migliaia di euro					
	Costo al 30/06/2026	F.do amm.to al 30/06/2026	Valore netto al 30/06/2026	Costo al 31/12/2025	F.do amm.to al 31/12/2025	Valore netto al 31/12/2025
Terreni	12.128	(5.058)	7.070	12.260	(4.687)	7.573
Fabbricati	51.103	(23.165)	27.938	51.561	(20.863)	30.698
Impianti e macchinari	4.125	(2.572)	1.553	4.587	(2.519)	2.068
Attrezzature industriali e commerciali	1.498	(592)	906	1.441	(486)	955
Altri beni	33.273	(17.649)	15.624	32.369	(16.127)	16.242
Totale	102.127	(49.036)	53.091	102.218	(44.682)	57.536

La movimentazione del costo storico dei diritti d'uso è esposta nella tabella seguente:

	migliaia di euro			
	31/12/2025	Incrementi	Decrementi	30/06/2026
Terreni	12.260	317	(449)	12.128
Fabbricati	51.561	1.462	(1.920)	51.103
Impianti e macchinari	4.587	2	(464)	4.125
Attrezzature industriali e commerciali	1.441	57	-	1.498
Altri beni	32.369	3.396	(2.492)	33.273
Totale	102.218	5.234	(5.325)	102.127

La movimentazione del fondo ammortamento dei diritti d'uso è esposta nella tabella seguente:

	migliaia di euro			
	31/12/2025	Ammortamento del periodo	Decrementi	30/06/2026
Terreni	(4.687)	(437)	66	(5.058)
Fabbricati	(20.863)	(3.858)	1.556	(23.165)
Impianti e macchinari	(2.519)	(517)	464	(2.572)
Attrezzature industriali e commerciali	(486)	(106)	-	(592)
Altri beni	(16.127)	(3.659)	2.137	(17.649)
Totale	(44.682)	(8.577)	4.223	(49.036)

NOTA 2_INVESTIMENTI IMMOBILIARI

La tabella che segue evidenzia la composizione della voce in questione:

migliaia di euro

	Costo al 30/06/2026	F.do amm.to al 30/06/2026	Valore netto al 30/06/2026	Costo al 31/12/2025	F.do amm.to al 31/12/2025	Valore netto al 31/12/2025
Terreni	546	(6)	540	546	(6)	540
Fabbricati	4.450	(2.135)	2.315	4.450	(2.105)	2.345
Totale	4.996	(2.141)	2.855	4.996	(2.111)	2.885

La voce è costituita principalmente da immobili il cui fair value non è inferiore al valore contabile.

NOTA 3_ATTIVITA' IMMATERIALI A VITA DEFINITA

La composizione della voce attività immateriali, distinta tra costo storico, fondo ammortamento e valore netto viene riportata nella tabella seguente:

migliaia di euro

	Costo al 30/06/2026	F.do amm.to al 30/06/2026	Valore netto al 30/06/2026	Costo al 31/12/2025	F.do amm.to al 31/12/2025	Valore netto al 31/12/2025
Costi di sviluppo	47.522	(29.977)	17.545	46.067	(27.384)	18.683
Diritti brevetto industriale e utilizzo opere dell'ingegno	571.100	(405.618)	165.482	530.189	(369.207)	160.982
Concessioni, licenze, marchi e diritti simili	4.929.772	(2.103.235)	2.826.537	4.831.462	(2.023.489)	2.807.973
Altre immobilizzazioni immateriali	1.044.451	(633.136)	411.315	1.009.148	(588.969)	420.179
Immobilizzazioni in corso e acconti	354.185	-	354.185	307.672	-	307.672
Totale	6.947.030	(3.171.966)	3.775.064	6.724.538	(3.009.049)	3.715.489

La movimentazione del costo storico delle attività immateriali è esposta nella tabella seguente:

migliaia di euro

	31/12/2025	Incrementi	Decrementi	Riclassifiche	30/06/2026
Costi di sviluppo	46.067	1.168	-	287	47.522
Diritti brevetto industriale e utilizzo opere dell'ingegno	530.189	36.977	(31)	3.965	571.100
Concessioni, licenze, marchi e diritti simili	4.831.462	74.746	(158)	23.722	4.929.772
Altre immobilizzazioni immateriali	1.009.148	38.772	(3.308)	(161)	1.044.451
Immobilizzazioni in corso e acconti	307.672	76.085	(312)	(29.260)	354.185
Totale	6.724.538	227.748	(3.809)	(1.447)	6.947.030

La movimentazione del fondo ammortamento delle attività immateriali è esposta nella tabella seguente:

	31/12/2025	Ammorta- mento del periodo	Decrementi	Riclassifiche	migliaia di euro 30/06/2026
Costi di sviluppo	(27.384)	(2.593)	-	-	(29.977)
Diritti brevetto industriale e utilizzo opere dell'ingegno	(369.207)	(36.440)	31	(2)	(405.618)
Concessioni, licenze, marchi e diritti simili	(2.023.489)	(79.442)	16	(320)	(2.103.235)
Altre immobilizzazioni immateriali	(588.969)	(47.578)	2.595	816	(633.136)
Totale	(3.009.049)	(166.053)	2.642	494	(3.171.966)

Il saldo della colonna "riclassifiche" si riferisce principalmente ai trasferimenti netti da attività immateriali a vita definita a Immobili impianti e macchinari di cespiti non rientranti nell'ambito di applicazione dell'IFRIC 12.

Gli incrementi della voce altre immobilizzazioni immateriali si riferiscono principalmente alla capitalizzazione di costi per lo sviluppo commerciale della clientela.

Il valore netto contabile delle altre immobilizzazioni immateriali alla chiusura dell'esercizio include per 192.832 migliaia di euro attività rilevate a titolo dei costi sostenuti per lo sviluppo commerciale della clientela.

Diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzazione delle opere dell'ingegno

La voce si riferisce principalmente al complesso dei costi sostenuti per l'acquisto e la produzione interna di software aziendali e per l'acquisizione di diritti per l'utilizzo in esclusiva di studi tecnici relativi all'andamento statistico delle perdite di rete, ammortizzati tra i tre e i cinque anni.

Concessioni, licenze, marchi e diritti simili

La voce è costituita principalmente:

- dalle attività rilevate a fronte dell'applicazione dell'IFRIC 12 relative al settore di attività di distribuzione del gas naturale, del Servizio Idrico Integrato, del teleriscaldamento e del trattamento e smaltimento rifiuti;
- dal diritto d'uso delle reti acquedottistiche in forza delle concessioni assentite dal Comune di Genova e da altri Comuni limitrofi;
- dal diritto d'uso di condotte forzate non di proprietà di impianti idroelettrici;
- dalle concessioni per l'esercizio e la gestione di impianti fotovoltaici.

Altre immobilizzazioni immateriali

La voce è costituita principalmente:

- da diritti di utilizzo di infrastrutture di telecomunicazione di proprietà di terzi;
- dai costi per lo sviluppo commerciale della clientela;
- dalla valorizzazione della lista clienti avvenuta in sede di allocazione del prezzo di acquisizione del controllo di Atena Trading, Salerno Energia Vendite, Alfa Solutions, Spezia Energy Trading, Sidiren e Alegas e Egea Energie;
- dalla valorizzazione delle autorizzazioni ambientali all'esercizio del biodigestore e degli impianti di recupero avvenuta in sede di allocazione del prezzo di acquisizione del controllo di Ferrania Ecologia, Territorio e Risorse, I.Blu, Manduriambiente e TB;
- dalla valorizzazione dall'autorizzazione unica per gli impianti fotovoltaici e dal valore della tariffa incentivata riconosciuta per l'energia prodotta e immessa in rete avvenuta in sede di allocazione del prezzo di acquisizione del controllo del Gruppo Iren Green Generation (già Puglia Holding);
- dalla valorizzazione della concessione per la derivazione dell'acqua per gli impianti idroelettrici avvenuta in sede di allocazione del prezzo di acquisizione del controllo di Valle Dora Energia;
- dalla valorizzazione della concessione del servizio di gestione integrata dei rifiuti urbani ATO Toscana Sud avvenuta in sede di allocazione del prezzo di acquisizione del controllo di SEI Toscana;
- dalla valorizzazione delle concessioni relative agli impianti per la gestione dei rifiuti, avvenuta in sede di allocazione del valore attribuito alla partecipazione nella società Siena Ambiente, dopo l'acquisizione del controllo.

Immobilizzazioni in corso ed acconti

La voce è costituita prevalentemente dagli investimenti in corso dei servizi in concessione disciplinati dall'IFRIC 12, oltre che da licenze d'uso software, dai relativi costi sostenuti per le implementazioni.

NOTA 4_AVVIAMENTO

L'avviamento ammonta a 272.464 migliaia di euro ed è invariato rispetto al 31 dicembre 2025. Alla data del 30 giugno 2026 la contabilizzazione dell'aggregazione aziendale di CSAI e della sua controllata Agricola Riofi è incompleta e, come consentito dall'IFRS 3, il fair value delle attività identificabili acquisite, delle passività identificabili assunte e dell'avviamento è stato iscritto in maniera provvisoria.

L'avviamento viene considerato un'attività immateriale a vita utile indefinita e pertanto non risulta ammortizzato, ma sottoposto almeno annualmente ad impairment test al fine di verificare la recuperabilità del valore iscritto a bilancio. Dal momento che l'avviamento non genera flussi di cassa indipendenti e non può essere ceduto autonomamente, l'impairment test sugli avviamenti iscritti in bilancio è svolto facendo riferimento all'unità o gruppi di unità generatrici di flussi di cassa (Cash Generating Unit o "CGU") cui gli stessi sono allocabili.

La tabella che segue evidenzia l'allocazione della voce avviamento alle CGU.

	migliaia di euro	
	30/06/2026	31/12/2025
Ambiente	35.236	35.236
Distribuzione Energia Elettrica	67.631	67.631
Distribuzione Gas	2.903	2.903
Servizio Idrico Integrato	44.271	44.271
Generazione Energia e Calore	9.764	9.764
Generazione Fotovoltaico e Eolico	33.796	33.796
Mercato	78.863	78.863
Totale	272.464	272.464

CGU Ambiente

Il valore dell'avviamento, pari a 35.236 migliaia di euro, si riferisce principalmente:

- all'acquisizione del controllo di CSAI avvenuta a dicembre 2025 (123 migliaia di euro – contabilizzazione provvisoria in attesa di concludere il processo di allocazione del prezzo di acquisto);
- all'acquisizione del controllo del gruppo EGEA Holding avvenuta a gennaio 2025 (6.321 migliaia di euro);
- all'acquisizione del controllo di Siena Ambiente avvenuta a gennaio 2024 (2.296 migliaia di euro);
- all'acquisizione del controllo di Semia Green avvenuta a ottobre 2023 (447 migliaia di euro);
- all'acquisizione del controllo di ReMat avvenuta a maggio 2023 (1.752 migliaia di euro);
- all'acquisizione del controllo di CRCM avvenuta nel mese di aprile 2022 (277 migliaia di euro);
- all'acquisizione del controllo della società Futura avvenuta nel mese di marzo del 2021 (4.115 migliaia di euro);
- all'acquisizione del controllo delle società operanti nel settore ambiente acquisite da Unieco avvenuta nel mese di novembre del 2020 (9.385 migliaia di euro);
- all'acquisizione del controllo di Ferrania ecologia S.r.l. avvenuta nel mese di luglio del 2019 (7.048 migliaia di euro);
- all'acquisizione del controllo del ramo di azienda da SMC S.p.A. costituito dalla partecipazione del 48,85% del capitale sociale della Società Ecologica Territorio Ambiente (SETA) S.p.A. e delle attività di chiusura e gestione post mortem della discarica di Chivasso 0 avvenuta nel mese di ottobre del 2018 (894 migliaia di euro);
- all'acquisizione del controllo di ACAM Ambiente (gruppo ACAM) avvenuta nel mese di aprile del 2018 (2.572 migliaia di euro).

CGU Distribuzione Energia Elettrica

Il valore dell'avviamento, pari a 67.631 migliaia di euro, si riferisce:

- all'acquisizione nel 2000 da ENEL del ramo d'azienda relativo alla distribuzione e vendita di energia elettrica a clienti vincolati nel Comune di Torino, in cui la differenza positiva tra il costo di acquisto e il fair value delle attività e delle passività acquisite e identificabili è stata iscritta come avviamento per 64.608 migliaia di euro;
- all'acquisizione nel 2000 da ENEL del ramo d'azienda relativo alle utenze elettriche della città di Parma per un importo di 3.023 migliaia di euro.

CGU Distribuzione Gas

Il valore dell'avviamento, pari a 2.903 migliaia di euro, si riferisce:

- all'acquisizione del controllo del gruppo EGEA Holding avvenuta a gennaio 2025 (1.265 migliaia di euro);
- all'acquisizione del controllo di Busseto Servizi avvenuta nel mese di gennaio del 2019 (1.638 migliaia di euro).

CGU Servizio Idrico Integrato

Il valore dell'avviamento, pari a 44.271 migliaia di euro, deriva principalmente:

- dall'acquisizione del controllo di Acquaenna avvenuta nel mese di maggio del 2023 (479 migliaia di euro);
- dall'acquisizione del controllo di Amter avvenuta nel mese di marzo del 2023 (2.179 migliaia di euro);
- dall'acquisizione del controllo di Società dell'Acqua Potabile avvenuta nel mese di luglio del 2022 (880 migliaia di euro);
- dall'acquisizione del controllo di ACAM Acque (gruppo ACAM) avvenuta nel mese di aprile del 2018 (15.442 migliaia di euro);
- dall'acquisizione del controllo di Acquedotto di Savona avvenuta nel mese di luglio 2015 (1.907 migliaia di euro);

- dall'acquisizione nel 2005 del controllo di Acqua Italia S.p.A. (ora Iren Acqua S.p.A.), in cui la differenza positiva tra il costo di acquisto e il fair value delle attività e delle passività acquisite e identificabili è stata iscritta come avviamento per 23.202 migliaia di euro.

CGU Generazione Energia Elettrica e Calore

Il valore dell'avviamento, pari a 9.764 migliaia di euro, si riferisce principalmente:

- all'acquisizione del controllo della società Cierre avvenuta a luglio 2025 (230 migliaia di euro);
- all'acquisizione del controllo del gruppo EGEA Holding avvenuta a gennaio 2025 (2.203 migliaia di euro);
- all'acquisizione del controllo avvenuta a maggio del 2020 di un ramo d'azienda, denominato "SEI Energia", che comprende la rete di teleriscaldamento nei Comuni di Rivoli e Collegno e il 49% della società NOVE, in allora gestore della rete di teleriscaldamento nel Comune di Grugliasco (2.068 migliaia di euro);
- all'acquisizione del controllo di Iren Rinnovabili nel 2017 a seguito dell'avvenuta decadenza degli accordi di governance stipulati con l'altro socio CCPL S.p.A. che qualificavano Iren Rinnovabili come società a controllo congiunto (3.544 migliaia di euro);
- al ramo d'azienda Gestione Servizi Calore trasferito nel 2017 dalla Cash Generating Unit Mercato alla Cash Generating Unit Energia (948 migliaia di euro).

CGU Fotovoltaico e Eolico

Il valore dell'avviamento, pari a 33.796 migliaia di euro, si riferisce:

- all'acquisizione del controllo del gruppo EGEA Holding avvenuta a gennaio 2025 (2.385 migliaia di euro);
- all'acquisizione del controllo di WFL avvenuta nel mese di ottobre 2023 (2.154 migliaia di euro);
- all'acquisizione del controllo del Gruppo Puglia Holding (ora Iren Green Generation) avvenuta nel mese di febbraio 2022 (29.257 migliaia di euro).

CGU Mercato

Il valore dell'avviamento, pari a 78.863 migliaia di euro, deriva principalmente:

- all'acquisizione del controllo del gruppo EGEA Holding avvenuta a gennaio 2025 (12.798 migliaia di euro);
- dall'acquisizione del controllo di Alegas avvenuta nel mese di aprile 2022 (15.072 migliaia di euro);
- dall'acquisizione del controllo di SidIren avvenuta nel mese di luglio 2021 (18.533 migliaia di euro);
- dall'acquisizione del controllo di Spezia Energy Trading avvenuta nel mese di settembre del 2018 (2.694 migliaia di euro);
- dall'acquisizione nel 2012 del ramo d'azienda da ERG Power & Gas relativo alla commercializzazione e la vendita di energia elettrica (3.401 migliaia di euro);
- dalle quote azionarie di Enia Energia (ora fusa in Iren Mercato) acquisite da SAT Finanziaria S.p.A. e da Edison nel 2008 (16.761 migliaia di euro);
- dal ramo d'azienda acquisito da ENEL nel 2000 e riferito alle utenze elettriche della città di Parma (7.421 migliaia di euro).

Come anticipato al paragrafo I "Contenuto e forma del bilancio semestrale abbreviato consolidato" della presente relazione, nel corso del primo semestre 2026, conformemente allo IAS 36, il Gruppo ha verificato l'inesistenza di impairment trigger specifici con particolare riferimento agli avviamenti. Tale verifica ha preso in considerazione la dinamica dei tassi di attualizzazione (WACC) fatta registrare nel corso del primo semestre 2026 e il confronto dei risultati economici consuntivati nel corso del primo semestre 2026 con quelli previsionali utilizzati nell'esercizio di impairment al 31 dicembre 2025.

Sulla base delle verifiche effettuate non si rilevano indicazioni che le attività iscritte nel bilancio chiuso al 30 giugno 2026 abbiano subito una riduzione di valore e pertanto non si è provveduto ad effettuare l'esercizio di impairment test alla data di chiusura del semestre.

NOTA 5_PARTECIPAZIONI VALUTATE CON IL METODO DEL PATRIMONIO NETTO

Le partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto sono partecipazioni in imprese in cui il Gruppo detiene il controllo congiunto o esercita un'influenza notevole. Si precisa che la valutazione a patrimonio netto viene effettuata sulla base degli ultimi bilanci disponibili (consolidati se redatti) delle partecipate.

L'elenco delle società valutate con il metodo del patrimonio netto appartenenti al Gruppo al 30 giugno 2026 è riportato in allegato.

La voce ammonta complessivamente a 210.168 migliaia di euro (204.951 migliaia di euro al 31 dicembre 2025). Le variazioni intervenute nel primo semestre 2026 sono presentate nelle tabelle esposte nel seguito.

Partecipazioni in società a controllo congiunto (joint venture)

migliaia di euro

	31/12/2025	Decrementi	Variazioni a Conto Economico	Variazioni a Patrimonio Netto	Distribuzione dividendi	30/06/2026
Acque Potabili	8.326	-	138	-	-	8.464
Acqui Rete Gas	229	-	44	-	-	273
Enerbrain	870	-	(852)	-	-	18
Vaserie Energia	971	-	67	-	(67)	971
TOTALE	10.396	-	(603)	-	(67)	9.726

Si segnala infine che la società Acque Potabili è in stato di liquidazione, decorrente dal 31 maggio 2021.

Partecipazioni in società collegate

migliaia di euro

	31/12/2025	Decrementi	Variazioni a Conto Economico	Variazioni a Patrimonio Netto	Distribuzione dividendi	30/06/2026
3A	35	-	6	-	-	41
A2A Alfa	-	-	-	-	-	-
Acos	17.054	-	1.210	(14)	-	18.250
Acos Energia	1.319	-	207	-	-	1.526
AETA	10	(10)	-	-	-	-
Agrinord Energia	142	-	53	-	-	195
Aguas de San Pedro	20.065	-	1.524	1.154	(632)	22.111
Aiga	-	-	-	-	-	-
Amat	-	-	-	-	-	-
Arca	78	-	26	-	-	104
Arienes	21	-	-	-	-	21
Asa	50.210	-	22	(79)	-	50.153
Asa scpa	1.197	-	-	-	-	1.197
Astea	25.507	-	1.257	(127)	-	26.637
Asti Servizi Pubblici	21.854	-	1.865	-	(763)	22.956
Barricalla	14.385	-	25	47	-	14.457
BI Energia	143	-	4	-	-	147
Calore Verde	332	-	(40)	-	-	292
Centro Corsi S.r.l.	22	-	23	-	-	45
CSA	365	-	-	-	-	365
E.G.U.A.	829	-	183	-	(295)	717
Eta Ambiente	2.003	-	25	-	-	2.028
Fingas	-	-	-	-	-	-
Fratello Sole Energie Solidali	247	-	2	-	-	249
G.A.I.A.	14.938	-	148	-	(90)	14.996
Iniziative Ambientali	431	-	3	-	(243)	191
OMI Rinnovabili	4	-	-	-	-	4
Rimateria	-	-	-	-	-	-
SETA	14.014	-	630	-	-	14.644
Sistema Ambiente	3.167	-	(56)	-	(259)	2.852
STU Reggiane	5.552	-	-	-	-	5.552
Tanaro Servizi Acque	145	-	12	-	-	157
Tirana Acque	-	-	-	-	-	-
Valenza Rete Gas	486	-	69	-	-	555
TOTALE	194.555	(10)	7.198	981	(2.282)	200.442

Gli importi relativi alla colonna Variazioni a Patrimonio Netto sono dovuti principalmente alla differenza cambio (Aguas de San Pedro) e ai movimenti delle riserve di cash flow hedge e riserve utili perite attuariali IAS 19.

NOTA 6. ALTRE PARTECIPAZIONI

Tale voce si riferisce a partecipazioni in società sulle quali il Gruppo non esercita né controllo, né controllo congiunto, né influenza notevole. Tali partecipazioni sono valutate al *fair value* ma, poiché le più recenti informazioni disponibili per valutare il *fair value* sono insufficienti e il costo rappresenta la migliore stima del *fair value*, sono state mantenute al costo.

L'elenco delle partecipazioni in altre imprese appartenenti al Gruppo al 30 giugno 2026 è riportato in allegato. Il dettaglio della composizione della voce è presentato nella tabella esposta nel seguito:

migliaia di euro

	31/12/2025	Incrementi	Decrementi	30/06/2026
AISA Impianti	992	-	-	992
Atlas AI VB Fund I	-	1.834	-	1.834
Autostrade Centro Padane	881	-	-	881
CIDIU Servizi	2.655	-	-	2.655
Environment Park	1.243	-	-	1.243
MiTo Tech	844	237	-	1.081
Tech4Planet	2.093	35	-	2.128
Altre	687	-	(100)	587
TOTALE	9.395	2.106	(100)	11.401

In data 5 marzo 2026 Iren ha effettuato un versamento di 1.834 migliaia di euro al fine di sottoscrivere una quota del fondo di investimento denominato Atlas AI VB Fund I, che investe principalmente in partecipazioni e strumenti finanziari emessi da piccole e medie imprese o start up innovative.

NOTA 7. ATTIVITA' DERIVANTI DA CONTRATTI CON I CLIENTI NON CORRENTI

Le attività derivanti da contratti con i clienti non correnti, al netto del relativo fondo svalutazione, ammontano a 463.105 migliaia di euro (353.313 migliaia di euro al 31 dicembre 2025) e si riferiscono principalmente a:

- attività del servizio idrico integrato per congruagli tariffari e per minori volumi erogati rispetto al vincolo di ricavi spettante al gestore; il vigente metodo tariffario ne prevede generalmente (fatto salvo eventuale raggiungimento del limite di crescita tariffario) il recupero in tariffa dopo due esercizi (353.737 migliaia di euro al 30 giugno 2026, 322.852 migliaia di euro al 31 dicembre 2025);
- attività dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica derivanti dalle disposizioni emanate dalla delibera AEEGSI n. 654/2015 in tema di regolazione tariffaria per il periodo 2016-2023 che ha comportato la rilevazione di ricavi da trasporto di energia elettrica e delle relative attività (23.871 migliaia di euro al 30 giugno 2026, 21.070 migliaia di euro al 31 dicembre 2025) che saranno recuperate fino al 2030;
- attività derivanti dalla disciplina del Capacity Market relative ai corrispettivi variabili (17.091 migliaia di euro al 30 giugno 2026, 9.098 migliaia di euro al 31 dicembre 2025) che saranno incassati da Terna al completamento di alcuni interventi migliorativi nelle centrali termoelettriche di Moncalieri e Turbigo, come previsto dal disciplinare di partecipazione alle aste relative al triennio 2025-2027. Il corrispettivo variabile è stato determinato come somma degli importi ponderati per le probabilità in una forchetta di possibili importi del corrispettivo;
- attività del servizio di igiene urbana relative ai congruagli tariffari riconosciuti da parte degli enti territoriali competenti (67.576 migliaia di euro al 30 giugno 2026), ma che potranno essere fatturati agli utenti solo dopo che saranno inseriti nei Piani Economici Finanziari al fine di determinare le tariffe rifiuti per garantire la copertura economica integrale del servizio.

Nella seguente tabella vengono riepilogati i valori delle attività (non correnti e correnti) e delle passività derivanti da contratti con clienti al fine di fornire un'informativa sulla posizione netta.

migliaia di euro

	30/06/2026	31/12/2025
Attività non correnti derivanti da contratti con clienti	463.105	353.313
Attività correnti derivanti da contratti con clienti	41.838	40.719
Passività correnti derivanti da contratti con clienti	(1.307)	(28.541)
Totale	503.636	365.491

NOTA 8_CREDITI COMMERCIALI NON CORRENTI

I crediti, che risentono dell'effetto dell'attualizzazione, ammontano a 37.512 migliaia di euro (34.430 migliaia di euro al 31 dicembre 2025) e si riferiscono principalmente a crediti verso il Comune di Torino per il servizio di igiene ambientale e per il rinnovamento tecnologico e per l'efficientamento degli impianti termici presso alcuni stabili comunali (28.655 migliaia di euro al 30 giugno 2026, 28.440 migliaia di euro al 31 dicembre 2025). Per maggiori informazioni sulla posizione creditoria complessiva del Gruppo Iren nei confronti del Comune di Torino si rimanda alla nota 9 "Attività finanziarie non correnti".

NOTA 9_ATTIVITA' FINANZIARIE NON CORRENTI

La voce pari a 142.163 migliaia di euro (148.395 migliaia di euro al 31 dicembre 2025) è principalmente composta da crediti finanziari e dalla valorizzazione degli strumenti derivati con fair value positivo. Il dettaglio è evidenziato nella tabella seguente:

	migliaia di euro	
	30/06/2026	31/12/2025
Crediti finanziari non correnti vs Collegate	6.019	5.931
Crediti finanziari non correnti vs soci parti correlate	29.531	29.672
Crediti finanziari non correnti vs altri	51.882	56.433
Fair value contratti derivati quota non corrente	21.271	17.268
Titoli diversi dalle partecipazioni	11.818	17.449
Altre attività finanziarie	21.642	21.642
Totale	142.163	148.395

Crediti finanziari non correnti verso Collegate

Si riferiscono principalmente al credito verso le società ACOS e BI Energia.

Crediti finanziari non correnti verso soci parti correlate

I crediti verso soci parti correlate, pari a 29.531 migliaia di euro (29.672 migliaia di euro al 31 dicembre 2025), riguardano crediti verso il Comune di Torino e sono relativi all'applicazione del modello dell'attività finanziaria previsto dall'IFRIC 12 al progetto di efficientamento ("Torino LED") legato al servizio di Illuminazione Pubblica svolto in regime di concessione da Iren Smart Solutions nella città di Torino, per la quota a lungo termine. L'iscrizione dell'attività finanziaria attualizzata consegue alla maturazione del diritto attuale incondizionato a ricevere i flussi di cassa contrattualmente riconosciuti, avvenuta con il completamento dell'installazione dei relativi apparecchi a LED.

Tali crediti fanno parte di una posizione complessiva di 104.544 migliaia di euro, ripartita fra diverse voci di bilancio in relazione alla classificazione secondo natura e scadenza: Crediti commerciali non correnti (Nota 8), Attività finanziarie non correnti (la presente Nota 9), Crediti commerciali (Nota 14) ed Attività finanziarie correnti (Nota 17), come evidenziato dalla tabella esposta nel seguito.

La ripartizione dei crediti tra quota corrente e quota non corrente è stata determinata dagli amministratori in base ad una previsione dei tempi di incasso dei crediti stessi anche a seguito delle risultanze dell'accordo siglato tra il Comune di Torino e il Gruppo Iren nel corso dell'esercizio 2018.

migliaia di euro

	30/06/2026	31/12/2025
Crediti commerciali non correnti	28.655	28.440
Crediti commerciali per servizi per fatture emesse	15.271	9.319
Crediti commerciali per servizi per fatture da emettere	25.841	15.343
Crediti commerciali per forniture di calore e altro	4	27
Fondo svalutazione crediti commerciali	(52)	(52)
Totale crediti commerciali correnti	41.064	24.637
Crediti finanziari in conto corrente quota non corrente	-	141
Crediti finanziari per servizi in concessione quota non corrente	29.721	29.721
Fondo svalutazione crediti finanziari non correnti	(190)	(190)
Totale crediti finanziari non correnti	29.531	29.672
Crediti finanziari in conto corrente quota corrente	61	-
Crediti finanziari per interessi quota corrente	16	16
Crediti finanziari per servizi in concessione quota corrente	5.219	4.068
Fondo svalutazione crediti finanziari correnti	(2)	(2)
Totale crediti finanziari correnti	5.294	4.082
Totale	104.544	86.831

Crediti finanziari non correnti verso altri

Tra i crediti finanziari non correnti verso altri è compresa la quota a lungo termine dei crediti derivanti dall'applicazione del modello dell'attività finanziaria previsto dall'IFRIC 12 ai progetti di efficientamento legati al servizio di Illuminazione Pubblica svolto in regime di concessione in diverse città, fra cui Vercelli, Fidenza e alcuni comuni del cuneese, e i crediti per leasing finanziari relativi a impianti di climatizzazione.

Fair value contratti derivati quota non corrente

Il fair value dei contratti derivati si riferisce agli strumenti in portafoglio per la copertura dal rischio di variazione dei tassi.

Titoli diversi dalle partecipazioni

Ammontano a 11.818 migliaia di euro (17.449 migliaia di euro al 31 dicembre 2025) e si riferiscono per 7.918 migliaia di euro a investimenti in titoli di Stato e obbligazioni emesse da primari istituti di credito italiani e per 3.900 migliaia di euro a quote di un fondo di investimento alternativo chiuso la cui sottoscrizione è avvenuta attraverso il conferimento di crediti commerciali scaduti.

Altre attività finanziarie

La voce ammonta a 21.642 migliaia di euro (invariato rispetto al 31 dicembre 2025) ed è rappresentata dalla quota variabile del prezzo di cessione della partecipazione in OLT Offshore LNG Toscana e del relativo finanziamento. L'attività è valutata al fair value con iscrizione delle variazioni nell'utile (perdita) di periodo.

NOTA 10_ALTRE ATTIVITA' NON CORRENTI

Il dettaglio è evidenziato nella tabella seguente:

migliaia di euro

	30/06/2026	31/12/2025
Depositi cauzionali	11.949	11.527
Crediti di natura tributaria oltre 12 mesi	49.224	55.727
Altre attività non correnti	36.215	35.728
Ratei e risconti attivi non correnti	3.993	4.021
Totale	101.381	107.003

I crediti di natura tributaria oltre i 12 mesi sono riferiti principalmente a crediti per le detrazioni su lavori eseguiti al fine di migliorare l'efficienza energetica degli edifici (ecobonus) e a crediti IVA per i quali è stata fatta richiesta di rimborso. I crediti

per le detrazioni su lavori eseguiti al fine di migliorare l'efficienza energetica degli edifici (ecobonus) classificati a lungo termine verranno utilizzati dal Gruppo a compensazione delle imposte dovute per i prossimi esercizi.

Le altre attività non correnti includono crediti rivenienti dagli accordi di conciliazione del 2018 e del 2019 sottoscritti a definizione del corrispettivo degli anni 2014 – 2018 spettante alla controllata Sei Toscana in relazione al servizio di raccolta rifiuti nell'ATO Toscana Sud. Tale credito verrà incassato alla fine della concessione (31 dicembre 2033).

I riscotti attivi riguardano principalmente i costi prepagati, per la quota a lungo termine, relativi ai contratti servizio energia in capo alla controllata Iren Smart Solutions.

NOTA 11_ATTIVITÀ PER IMPOSTE ANTICIPATE

Ammontano a 400.760 migliaia di euro (386.352 migliaia di euro al 31 dicembre 2025) e si riferiscono alla fiscalità anticipata derivante da componenti di reddito fiscalmente deducibili nei futuri esercizi.

ATTIVITÀ CORRENTI

NOTA 12_RIMANENZE

Le rimanenze, valorizzate al costo medio ponderato, sono costituite principalmente da gas metano e da materiali di consumo destinati alla manutenzione e costruzione del patrimonio impiantistico del Gruppo. La tabella che segue sintetizza le consistenze della voce nei periodi in esame:

	migliaia di euro	
	30/06/2026	31/12/2025
Magazzino gas	11.563	2.466
Materiali di consumo e ricambi	79.082	73.402
Fondo svalutazione magazzino	(7.726)	(7.653)
Valore netto	82.919	68.215

La variazione del magazzino gas consegue all'aumento degli stoccaggi in essere al 30 giugno 2026 rispetto al 31 dicembre 2025.

Il fondo svalutazione magazzino è stato costituito e si movimenta per tenere conto dell'obsolescenza tecnica e della scarsa movimentazione di alcune giacenze di materiali.

Al 30 giugno 2026 non sono presenti rimanenze di magazzino impegnate a garanzia di passività.

NOTA 13_ATTIVITÀ DERIVANTI DA CONTRATTI CON I CLIENTI CORRENTI

Le attività derivanti da contratti con i clienti correnti ammontano a 41.838 migliaia di euro (40.719 migliaia di euro al 31 dicembre 2025) e si riferiscono principalmente ad attività eseguite al fine di migliorare l'efficienza energetica degli edifici.

NOTA 14_CREDITI COMMERCIALI

Il dettaglio è evidenziato nella tabella seguente:

	migliaia di euro	
	30/06/2026	31/12/2025
Crediti commerciali verso clienti	1.466.625	1.578.916
Crediti commerciali verso joint ventures	128	99
Crediti commerciali verso collegate	54.983	58.540
Crediti commerciali verso soci parti correlate	54.294	36.997
Crediti commerciali verso altre parti correlate	6.012	5.743
Totale crediti commerciali lordi	1.582.042	1.680.295
Fondo svalutazione crediti	(318.519)	(316.699)
Totale	1.263.523	1.363.596

Si segnala che al 30 giugno 2026 non sono presenti operazioni di factoring con *derecognition* del credito, mentre ammontavano a 14.770 migliaia di euro al 31 dicembre 2025.

Nella tabella seguente è riportata l'esposizione al rischio di credito con riferimento ai crediti commerciali, unitamente alle relative perdite attese (fondo svalutazione crediti), dettagliata per fascia di scaduto:

	Crediti Commerciali lordi	Fondo Svalutazione Crediti commerciali	Percentuale di perdita media
Non scaduti	918.622	(23.926)	2,6%
Scaduti da 0 a 3 mesi	173.279	(31.891)	18,4%
Scaduti da 3 a 12 mesi	159.131	(66.244)	41,6%
Scaduti oltre 12 mesi	331.010	(196.458)	59,4%
Totale	1.582.042	(318.519)	

migliaia di euro

Nei crediti non scaduti sono compresi crediti per fatture da emettere per 657.338 migliaia di euro (737.361 migliaia di euro al 31 dicembre 2025) che includono la stima dei ricavi maturati per le somministrazioni effettuate tra la data dell'ultimo rilevamento del consumo effettivo e la data di fine periodo.

Crediti verso clienti

Sono relativi principalmente a crediti per fornitura e distribuzione di energia elettrica, gas e calore, per servizi di efficientamento energetico, della filiera ambientale e del Servizio Idrico Integrato.

Crediti verso Collegate e Joint ventures

Si tratta di crediti che il Gruppo vanta verso le proprie collegate e joint ventures, consolidate con il metodo del patrimonio netto. Si riferiscono a normali operazioni commerciali, intrattenute a condizioni di mercato e attinenti ai settori di attività sopraelencati.

Crediti verso soci parti correlate

I crediti verso soci parti correlate si riferiscono a rapporti di natura commerciale condotti a normali condizioni di mercato, attinenti ai settori sopraelencati, con gli enti territoriali proprietari qualificati come parte correlata (Comuni di Genova, Parma, Piacenza, Reggio Emilia e Torino).

Crediti verso altre parti correlate

Riguardano principalmente crediti verso le imprese controllate dagli enti territoriali proprietari (Comuni di Genova, Parma, Piacenza, Reggio Emilia e Torino) e si riferiscono a normali operazioni commerciali, attinenti ai settori sopraelencati, intrattenute a condizioni di mercato.

Per maggiori dettagli in merito ai rapporti commerciali con entità correlate, si rimanda al capitolo "Informativa sui rapporti con parti correlate" e alla relativa tabella riportata in allegato.

Nella tabella seguente vengono riportati i crediti commerciali lordi suddivisi per settore:

	Reti	Ambiente	Energia	Mercato	Altri servizi	Totale
Non scaduti	207.744	244.175	192.606	273.965	132	918.622
Scaduti da 0 a 3 mesi	37.896	31.033	11.847	92.482	21	173.279
Scaduti da 3 a 12 mesi	37.306	20.351	9.336	91.585	553	159.131
Scaduti oltre 12 mesi	72.445	47.733	10.139	199.835	858	331.010
Totale Crediti Commerciali lordi	355.391	343.292	223.928	657.867	1.564	1.582.042

migliaia di euro

Fondo svalutazione crediti commerciali

Il fondo svalutazione presenta la dinamica riportata nella tabella che segue:

migliaia di euro

	31/12/2025	Accantonamenti del periodo	Decrementi	30/06/2026
Fondo svalutazione crediti commerciali	316.699	46.641	(44.821)	318.519

L'accantonamento del periodo è stato effettuato per adeguare la consistenza del fondo svalutazione crediti all'ammontare delle perdite attese sulla base del modello semplificato previsto dal principio IFRS 9, dove per "perdita" si intende il valore attuale di tutti i futuri mancati incassi, opportunamente integrato per tenere conto delle aspettative future ("forward looking information"). I decrementi del periodo si riferiscono in massima parte agli utilizzi a fronte di stralci di crediti inesigibili.

Nella tabella seguente viene riportato il fondo svalutazione crediti commerciali suddiviso per settore:

migliaia di euro

	Reti	Ambiente	Energia	Mercato	Altri servizi	Totale
Non scaduti	(11.315)	(5.895)	(1.906)	(4.805)	(5)	(23.926)
Scaduti da 0 a 3 mesi	(4.198)	(10.260)	(1.768)	(15.662)	(3)	(31.891)
Scaduti da 3 a 12 mesi	(17.003)	(6.244)	(1.654)	(41.271)	(72)	(66.244)
Scaduti oltre 12 mesi	(59.827)	(36.305)	(9.027)	(90.630)	(669)	(196.458)
Totale Fondo Svalutazione Crediti Commerciali	(92.343)	(58.704)	(14.355)	(152.368)	(749)	(318.519)

NOTA 15_ATTIVITA' PER IMPOSTE CORRENTI

Ammontano a 15.220 migliaia di euro (8.045 migliaia di euro al 31 dicembre 2025) e comprendono i crediti verso l'erario per IRES e IRAP.

NOTA 16_CREDITI VARI E ALTRE ATTIVITA' CORRENTI

Il dettaglio è evidenziato nella tabella seguente:

migliaia di euro

	30/06/2026	31/12/2025
Crediti per imposta governativa erariale/UTIF	12.210	6.260
Credito verso Erario per IVA	17.951	68.904
Altri crediti di natura tributaria	44.206	189.390
Crediti tributari entro 12 mesi	74.367	264.554
Crediti verso Cassa Servizi Energetici e Ambientali (CSEA)	70.197	30.513
Crediti per certificati verdi	18.855	16.835
Crediti per anticipi a fornitori	15.492	12.301
Altre attività correnti	104.147	84.971
Altre attività correnti	208.691	144.620
Ratei e risconti	51.242	20.438
Totale	334.300	429.612

La variazione dei crediti per imposta governativa erariale è dovuta alle dinamiche dei versamenti in acconto e in saldo che sono influenzate dai volumi di fatturazione del periodo di competenza e dell'esercizio precedente.

Gli altri crediti di natura tributaria includono per 23.779 migliaia di euro crediti per le detrazioni su lavori eseguiti al fine di migliorare l'efficienza energetica degli edifici (ecobonus). A partire dall'esercizio 2021 parte di tali crediti vengono esposti nelle attività correnti se il modello di business prevede che l'attività finanziaria sia realizzata mediante la cessione a

intermediari finanziari. La diminuzione rispetto al 31 dicembre 2025 pari a 141.018 migliaia di euro è riconducibile principalmente alle cessioni effettuate nel corso del primo semestre 2026.

Iren S.p.A., nel settembre 2019, ha esercitato l'opzione per la costituzione del Gruppo IVA con efficacia dal 1° gennaio 2020. Le società che partecipano al Gruppo IVA nell'anno 2026, oltre alla capogruppo Iren S.p.A., sono le seguenti: Iren Energia, IRETI, Iren Mercato, Iren Ambiente, AMIAT, Iren Smart Solutions, Iren Acqua Tigullio, Iren Acqua Reggio, Iren Laboratori, Bonifica Autocisterne, ASM Vercelli, ATENA Trading, ACAM Ambiente, ACAM Acque, ReCos, Alfa Solutions, TRM, San Germano, Maira, Formaira, Territorio e Risorse, Rigenera Materiali, Bonifiche Servizi Ambientali, Uniproject, Manduriambiente, Futura, I.Blu., Iren Ambiente Parma, Iren Ambiente Piacenza, Asti Energia e Calore, IRETI Gas, SEI Toscana, Valdarno Ambiente, Iren Green Generation Tech, Valle Dora Energia, Dogliani Energia, Ekovision, Limes 1, Limes 2, Acquaenna, Iren Acqua Piacenza, Semia Green, Agrovoltica, CRCM, EGEA Acque, EGEA Ambiente, Alessandria Calore, Sisea, SEP, Tecnoedil Lavori, Olmo Bruno, Acqui Energia, Valbormida Energia, Carmagnola Energia, Monferrato Energia, Bra Energia, Telenergia, TLRNet, EGEA Holding e Scarlino Energia, oltre a EGEA Energie (fusa in Iren Mercato), ReMat e Iren Ambiente Toscana (fuse in Iren Ambiente), Limes 20, Edis e Capo dell'Acqua (fuse in Iren Green Generation Tech con efficacia 1° luglio 2026), EGEA New Energy e Ardea (fuse in Iren Energia con efficacia 1° luglio 2026) e Reti Metano Territorio (fusa in IRETI Gas con efficacia 1° luglio 2026).

I crediti verso la Cassa Servizi Energetici e Ambientali (CSEA) si riferiscono a Titoli di Efficienza Energetica per 25.848 migliaia di euro (20.145 migliaia di euro al 31 dicembre 2025). Si segnala che una quota dei Crediti verso Cassa Servizi Energetici e Ambientali potrebbe non essere esigibile entro i 12 mesi successivi.

Le altre attività correnti si riferiscono principalmente a crediti per depositi cauzionali, a crediti per canone RAI, a crediti verso fornitori per penali, crediti per la precedente tariffa di igiene ambientale (TIA), crediti per rimborsi addizionale provinciale su energia elettrica.

NOTA 17_ATTIVITA' FINANZIARIE CORRENTI

Il dettaglio è evidenziato nella tabella seguente:

	migliaia di euro	
	30/06/2026	31/12/2025
Crediti finanziari verso joint venture	3.297	2.121
Crediti finanziari verso collegate	3.647	4.644
Crediti finanziari verso Comuni soci parti correlate	5.294	4.082
Titoli diversi dalle partecipazioni e crediti finanziari verso altri	24.326	22.668
Attività per strumenti derivati correnti	15.593	25.998
Totale	52.157	59.513

La scadenza di tutti i crediti finanziari iscritti in questa voce non supera i 12 mesi. Il valore contabile di tali crediti approssima il loro *fair value* in quanto l'impatto dell'attualizzazione risulta trascurabile.

Crediti finanziari verso joint venture

La voce si riferisce a finanziamenti verso Acqui Rete Gas (2.143 migliaia di euro) ed Enerbrain (1.154 migliaia di euro).

Crediti finanziari verso collegate

La voce si riferisce principalmente a finanziamenti verso Agrinord (525 migliaia di euro), Valenza Rete Gas (125 migliaia di euro) e BI Energia (108 migliaia di euro). La restante parte riguarda essenzialmente crediti per dividendi da incassare.

Per maggiori dettagli si rimanda al prospetto dei rapporti con parti correlate riportato in allegato.

Crediti finanziari verso Comuni soci parti correlate

Riguardano crediti verso il Comune di Torino e si riferiscono principalmente all'applicazione del modello dell'attività finanziaria previsto dall'IFRIC 12 al progetto di efficientamento ("Torino LED") legato al servizio di Illuminazione Pubblica svolto in regime di concessione.

Per il dettaglio della posizione creditoria complessiva del Gruppo Iren nei confronti del Comune di Torino si rimanda alla nota 8 "Attività finanziarie non correnti".

Titoli diversi dalle partecipazioni e crediti finanziari verso altri

La voce si riferisce per 12.490 migliaia di euro a investimenti in titoli di Stato e obbligazioni emesse da primari istituti di credito italiani e per 3.475 migliaia di euro ai depositi versati a garanzia dell'operatività sui mercati future delle commodities. La restante parte si riferisce a ratei e risconti attivi aventi natura finanziaria e a crediti per leasing finanziari.

Al 31 dicembre 2025 la voce comprendeva inoltre 6.160 migliaia di euro relativi a crediti derivanti dall'applicazione del modello dell'attività finanziaria previsto dall'IFRIC 12 al servizio di depurazione acque svolto nel territorio marchigiano.

Attività per strumenti derivati correnti

Si riferiscono al *fair value* positivo dei contratti derivati sulle commodities.

NOTA 18_DISPONIBILITÀ LIQUIDE E MEZZI EQUIVALENTI

La voce disponibilità liquide e mezzi equivalenti risulta essere così costituita:

	migliaia di euro	
	30/06/2026	31/12/2025
Depositi bancari e postali	305.543	205.653
Denaro e valori in cassa	106	112
Totale	305.650	205.765

Le disponibilità liquide sono rappresentate dalle disponibilità in essere su depositi bancari e postali. Il Gruppo non dispone di mezzi equivalenti a disponibilità liquide, intesi come impieghi finanziari a breve termine e ad alta liquidità che sono prontamente convertibili in valori di cassa noti e soggetti ad un irrilevante rischio di variazione.

Per un dettaglio della movimentazione avvenuta nel periodo in esame si rinvia al prospetto del Rendiconto Finanziario.

NOTA 19_ATTIVITÀ POSSEDUTE PER LA VENDITA

Le attività possedute per la vendita sono valutate al minore tra il loro valore netto contabile e il *fair value* al netto dei costi di vendita e ammontano a 109.528 migliaia di euro (103.746 migliaia di euro al 31 dicembre 2025). La voce si riferisce:

- per 99.434 migliaia di euro (93.652 migliaia di euro al 31 dicembre 2025) alle attività relative al Servizio Idrico Integrato in 43 Comuni dell'ATO4 "Cuneese", attualmente in regime di prorogatio, per il previsto trasferimento al gestore entrante COGESI. In particolare, si riferiscono ad assets materiali e immateriali per 91.662 migliaia di euro, a crediti per 6.346 migliaia di euro e a rimanenze di magazzino per 1.426 migliaia di euro;
- per 9.462 migliaia di euro (invariato rispetto al 31 dicembre 2025) al valore di un immobile sito nel Comune di Genova, utilizzato fino a febbraio 2025 come sede direzionale, il cui valore contabile sarà recuperato principalmente con un'operazione di vendita anziché con il suo uso continuativo;
- per 632 migliaia di euro (invariato rispetto al 31 dicembre 2025) alle attività nette inerenti alle concessioni del servizio idrico integrato di quattro comuni della provincia di Alessandria per le quali è in corso di definizione il subentro del nuovo gestore.

Inoltre, tra le attività destinate ad essere cedute sono presenti le partecipazioni in Fata Morgana e Piana Ambiente completamente svalutate.

PASSIVO

NOTA 20_PATRIMONIO NETTO

Il patrimonio netto risulta essere così composto:

	migliaia di euro	
	30/06/2026	31/12/2025
Capitale sociale	1.300.931	1.300.931
Riserve e Utili (Perdite) a nuovo	1.961.657	1.857.573
Risultato netto del periodo	181.764	300.546
Totale patrimonio netto attribuibile agli azionisti	3.444.352	3.459.050
Capitale e riserve attribuibili alle minoranze	240.233	235.803
Utile (perdita) attribuibile alle minoranze	7.012	15.714
Totale patrimonio netto attribuibile alle minoranze	247.245	251.517
Totale patrimonio netto consolidato	3.691.597	3.710.567

Capitale sociale

Il capitale sociale, invariato rispetto al 31 dicembre 2025, ammonta a 1.300.931.377 euro, interamente versati, e si compone di 1.300.931.377 azioni ordinarie del valore nominale di 1 euro ciascuna.

Nel corso degli esercizi 2020 e 2021, a seguito delle relative delibere assembleari, la Società ha acquistato azioni proprie per complessive n. 17.855.645 azioni per un corrispettivo complessivo di 38.690 migliaia di euro esposto a riduzione del patrimonio netto all'interno della voce "Riserve e Utili (Perdite) a nuovo".

Riserve e Utili (Perdite) a nuovo

Il dettaglio della voce è riportato nella tabella seguente:

	migliaia di euro	
	30/06/2026	31/12/2025
Azioni proprie	(38.690)	(38.690)
Obbligazioni ibride perpetue	495.282	495.282
Riserva sovrapprezzo azioni	133.019	133.019
Riserva legale	141.256	130.332
Riserva copertura flussi finanziari	963	3.697
Altre riserve e Utile (perdite) accumulate	1.229.827	1.133.933
Totale riserve	1.961.657	1.857.573

Obbligazioni ibride perpetue

Tale riserva accoglie il valore nominale, al netto dei costi di transazione e del relativo effetto fiscale, dei prestiti obbligazionari non convertibili subordinati ibridi perpetui.

Il 16 gennaio 2025 Iren S.p.A. ha collocato un "Bond Ibrido", dal valore nominale di 500 milioni di euro, emesso in una singola tranche per l'intero ammontare con data di regolazione 23 gennaio 2025. La cedola fissa annuale, pagabile annualmente in via posticipata nel mese di aprile a partire da aprile 2025 al verificarsi di determinate condizioni, è pari al 4,5% e sarà corrisposta fino alla prima *reset date* del 23 aprile 2030. A partire da tale data, salvo che non sia stato interamente rimborsato, il titolo maturerà un interesse pari al tasso Euro Mid Swap a cinque anni, incrementato di un margine iniziale di 221,2 punti base. Il margine aumenterà di 25 punti base a partire dal 2035 e di ulteriori 75 punti base dal 2050, per un importo cumulato di 100 punti base.

Il prezzo di emissione è stato fissato al 99,448% e, dunque, il rendimento effettivo alla prima *reset date* è pari al 4,625% annuo. Nel corso del primo semestre 2026 il Gruppo ha pagato coupon a titolari di obbligazioni ibride perpetue per 22.500 migliaia di euro.

Riserva coperture di flussi finanziari

La variazione del fair value dei contratti derivati designati come strumenti di copertura efficaci viene contabilizzata in bilancio con contropartita direttamente a patrimonio netto nella riserva di copertura di flussi finanziari. Tali contratti sono stati

stipulati per coprire l'esposizione al rischio di oscillazione dei tassi di interesse dei mutui a tasso variabile e al rischio della variazione dei prezzi nei contratti di acquisto di energia elettrica e gas.

Altre riserve e Utile (perdite) accumulate

Sono composte principalmente dall'avanzo generato dalla fusione per incorporazione di AMGA in AEM Torino e successivamente di Enia in Iride, da utili e perdite portati a nuovo, dalla riserva che accoglie gli utili e le perdite attuariali derivanti dalla valutazione dei benefici ai dipendenti successivi al rapporto di lavoro.

Nel corso del 2026 sono variate principalmente per il riporto a nuovo degli utili dell'esercizio 2025 non distribuiti (111.788 migliaia di euro) e per il pagamento di cedole a titolari di obbligazioni ibride perpetue (22.500 migliaia di euro), al netto del relativo effetto fiscale.

Dividendi

L'Assemblea Ordinaria degli Azionisti di Iren S.p.A. ha approvato in data 21 maggio 2026 il Bilancio d'Esercizio al 31 dicembre 2025 della Società e la Relazione sulla Gestione, e ha deliberato la distribuzione di un dividendo di 0,1386 euro per azione ordinaria, confermando quanto proposto dal Consiglio di Amministrazione. Il dividendo è stato posto in pagamento a partire dal giorno 24 giugno 2026, contro stacco cedola il 22 giugno 2026 e record date il 23 giugno 2026. Alla data di stacco cedola le azioni in circolazione erano pari a n. 1.283.075.732 e di conseguenza l'ammontare complessivo dei dividendi distribuiti è stato pari a euro 177.834.296.

Per maggiori dettagli si rimanda al prospetto delle variazioni delle voci di patrimonio netto.

GESTIONE DEL CAPITALE

Le politiche di gestione del capitale del Consiglio di Amministrazione prevedono il mantenimento di un livello elevato di capitale proprio al fine di mantenere un rapporto di fiducia con gli investitori, i creditori ed il mercato, consentendo altresì lo sviluppo futuro dell'attività.

Il Consiglio di Amministrazione monitora il rendimento del capitale, il livello di dividendi da distribuire ai detentori di azioni ed i flussi da distribuire ai detentori di strumento ibrido e ha l'obiettivo di mantenere un equilibrio tra l'ottenimento di maggiori rendimenti tramite il ricorso ad indebitamento e i vantaggi e la sicurezza offerti da una solida situazione patrimoniale.

PASSIVITA' NON CORRENTI

NOTA 21_PASSIVITA' FINANZIARIE NON CORRENTI

Ammontano complessivamente a 4.589.726 migliaia di euro (4.490.987 migliaia di euro al 31 dicembre 2025).

Obbligazioni

Ammontano a 3.000.817 migliaia di euro, con scadenza oltre 12 mesi (2.998.177 migliaia di euro al 31 dicembre 2025). La voce è costituita da posizioni della Capogruppo riferite ad emissioni di Public e Private Bond, contabilizzate a costo ammortizzato, a fronte di un complessivo importo nominale in circolazione al 30 giugno 2026 di 3.024.000 migliaia di euro (invariato rispetto al 31 dicembre 2025). Di seguito il dettaglio dei Bond con scadenza oltre 12 mesi:

- Green Bond scadenza ottobre 2027, cedola 1,5%, importo 500 milioni di euro, interamente in circolazione (importo a costo ammortizzato 498.575 migliaia di euro);
- Green Private Placement scadenza agosto 2028, cedola 2,875%, importo in circolazione 40 milioni di euro (importo a costo ammortizzato 39.854 migliaia di euro);
- Green Bond scadenza ottobre 2029, cedola 0,875%, importo 500 milioni di euro, interamente in circolazione (importo a costo ammortizzato 498.152 migliaia di euro);
- Bond scadenza luglio 2030, cedola 1%, importo in circolazione 484 milioni di euro (importo a costo ammortizzato 479.613 migliaia di euro);
- Green Bond scadenza gennaio 2031, cedola 0,25%, importo 500 milioni di euro, comprensivi dell'emissione TAP di ottobre 2021, interamente in circolazione (importo a costo ammortizzato 492.818 migliaia di euro);
- Green Bond scadenza luglio 2032, cedola 3,875%, importo 500 milioni di euro, interamente in circolazione (importo a costo ammortizzato 496.594 migliaia di euro);
- Green Bond emesso scadenza settembre 2033, cedola 3,625%, importo 500 milioni di euro, interamente in circolazione (importo a costo ammortizzato 495.211 migliaia di euro).

I prestiti obbligazionari sono stati sottoscritti da investitori istituzionali italiani ed esteri, sono quotati alla Borsa Irlandese ed è loro attribuito rating Fitch e S&P.

La variazione del complessivo valore contabile rispetto al 31 dicembre 2025 è dovuta all'imputazione degli oneri finanziari di competenza, calcolati sulla base del metodo del costo ammortizzato.

Debiti finanziari non correnti verso istituti di credito

La voce ammonta complessivamente a 1.533.650 migliaia di euro (1.431.849 migliaia di euro al 31 dicembre 2025).

Si espongono di seguito le quote con scadenza oltre 12 mesi riferite ai mutui/linee di finanziamento a medio lungo termine concessi dagli istituti finanziari, che ammontano a 1.339.855 migliaia di euro (1.242.284 migliaia di euro al 31 dicembre 2025). I finanziamenti a medio lungo termine possono essere analizzati per regime di tasso (con le rispettive indicazioni di tasso minimo e tasso massimo applicati) e per scadenza (riferita alla quota oltre 12 mesi), come illustrato nella tabella che segue:

migliaia di euro

	a tasso fisso	a tasso variabile	TOTALE
tasso min/max	n.a.	2,881% - 3,447%	
periodo di scadenza	n.a.	2027-2043	
2027	0	213.122	213.122
2028	0	315.763	315.763
2029	0	75.791	75.791
2030	0	223.554	223.554
Successivi	0	511.625	511.625
Totale debiti oltre 12 mesi al 30/06/2026	0	1.339.855	1.339.855
Totale debiti oltre 12 mesi al 31/12/2025	3.185	1.239.099	1.242.284

I finanziamenti sono tutti denominati in euro.

Le movimentazioni dei finanziamenti a medio lungo termine avvenute nel corso del periodo sono qui di seguito riepilogate:

migliaia di euro

	31/12/2025					30/06/2026
	Totale debiti oltre 12 mesi	Incrementi	Variazione area consolidamento	Riduzioni	Variazione costo ammortizzato	Totale debiti oltre 12 mesi
- a tasso fisso	3.185	-	-	(3.185)	-	-
- a tasso variabile	1.239.099	200.000	-	(99.102)	(142)	1.339.855
TOTALE	1.242.284	200.000	-	(102.287)	(142)	1.339.855

Il totale dei debiti a medio lungo termine al 30 giugno 2026 risulta in aumento rispetto al 31 dicembre 2025, per l'effetto combinato di:

- incremento per 200.000 migliaia di euro di finanziamenti a medio-lungo termine per erogazioni su linee CEB (Council of Europe Development Bank) e bancarie, in capo a Iren Spa;
- riduzione per 102.287 migliaia di euro per la classificazione a breve termine delle quote dei finanziamenti in scadenza entro i prossimi 12 mesi e per il rimborso anticipato di posizioni in essere;
- riduzione per 142 migliaia di euro per la contabilizzazione al costo ammortizzato dei finanziamenti.

Si rileva tra i debiti finanziari non correnti oltre 12 mesi anche la quota differita dell'importo relativo all'acquisizione da parte della società IRETI S.p.A. della partecipazione totalitaria in Iren Acqua, che al 30 giugno 2026 ammonta a 193.795 migliaia di euro.

Altre passività finanziarie

Ammontano a 55.257 migliaia di euro (60.961 migliaia di euro al 31 dicembre 2025) e si riferiscono:

- per 3.680 migliaia di euro (6.464 migliaia di euro al 31 dicembre 2025) al *fair value* dei contratti derivati stipulati per coprire l'esposizione al rischio di oscillazione dei tassi di interesse dei mutui a tasso variabile e del prezzo delle commodities (per il commento si rinvia al paragrafo "Gestione dei rischi finanziari del Gruppo");
- per 40.017 migliaia di euro (43.237 migliaia di euro al 31 dicembre 2024) a debiti per contratti di leasing;
- per 3.334 migliaia di euro (3.267 migliaia di euro al 31 dicembre 2025) alle passività relative alla valutazione a *fair value* delle opzioni di vendita attribuite ai soci di minoranza sulle proprie quote partecipative. Tale voce si riferisce all'opzione di

vendita della partecipazione di minoranza in Nord Ovest Servizi S.p.A., pari al 25% del capitale sociale, detenuta in parte da SMAT e in parte da GTT, e in Cierre, pari al 20% del capitale sociale;

- per 8.226 migliaia di euro (7.993 migliaia di euro al 31 dicembre 2025) a debiti finanziari verso altri, i cui importi più significativi si riferiscono al debito per la quota di prezzo differita al 2029 relativa all'acquisto del 47,23% della controllata Egea Holding.

NOTA 22_BENEFICI AI DIPENDENTI

Nel corso del primo semestre 2026 hanno avuto la seguente movimentazione:

	31/12/2025	Erogazioni del periodo	Obbligazioni maturate nel periodo	Oneri finanziari	Riclassifiche	migliaia di euro 30/06/2026
Trattamento di fine rapporto	72.094	(5.011)	554	1.138	(76)	68.699
Mensilità aggiuntive (premio anzianità)	2.787	(267)	28	46	-	2.594
Premio fedeltà	1.901	(24)	37	30	-	1.944
A agevolazioni tariffarie	2.672	(90)	-	37	-	2.619
Fondo Premungas	1.013	(124)	-	14	-	903
Totale	80.467	(5.516)	619	1.265	(76)	76.759

La voce riclassifiche si riferisce al Trattamento di fine rapporto maturato nel semestre relativo al complesso di attività e passività della gestione del Servizio Idrico Integrato in 43 Comuni dell'ATO4 "Cuneese" classificato nelle attività e passività destinate ad essere credute per il previsto trasferimento al gestore entrante.

Le agevolazioni tariffarie includono benefici relativi alla fornitura di gas naturale a uso domestico. Lo "Sconto energia" riconosciuto fino al 30 settembre 2017 ai dipendenti in servizio, a seguito della sottoscrizione di specifici accordi con le parti sindacali, è stato convertito in altre forme di trattamento a favore dei dipendenti. Lo "Sconto energia" riconosciuto fino al 30 settembre 2017 ai dipendenti in stato di quiescenza è stato revocato unilateralmente e sostituito da somme una tantum comprese nel fondo benefici ex dipendenti.

Ipotesi attuariali

La valutazione delle passività esposte in precedenza è effettuata da attuari indipendenti. Si sottolinea che la passività relativa ai programmi a benefici definiti, è determinata sulla base di ipotesi attuariali ed è rilevata per competenza coerentemente alle prestazioni di lavoro necessarie per l'ottenimento dei benefici.

Allo scopo di definire l'ammontare del valore attuale delle obbligazioni si è proceduto alla stima delle future prestazioni che, sulla base di ipotesi evolutive connesse sia allo sviluppo numerico della collettività, sia allo sviluppo retributivo, saranno erogate a favore di ciascun dipendente nel caso di prosecuzione dell'attività lavorativa, pensionamento, decesso, dimissioni o richiesta di anticipazione.

Ai fini della scelta del tasso di sconto adottato nelle valutazioni previste dallo IAS 19, sono stati considerati i seguenti elementi:

- mercato dei titoli di riferimento;
- data di riferimento delle valutazioni;
- durata media prevista delle passività in esame.

La durata media residua delle passività è stata ottenuta come media ponderata delle durate medie residue delle passività relative a tutti i benefici e a tutte le Società del Gruppo.

Le ipotesi di natura economico-finanziaria adottate per le elaborazioni sono le seguenti:

Tasso annuo di attualizzazione	3,37%
Tasso annuo di inflazione	2,00%
Tasso annuo incremento TFR	3,00%

NOTA 23_FONDI PER RISCHI ED ONERI

La voce, che rappresenta la quota non corrente dei "Fondi per rischi ed oneri", ammonta a 323.813 migliaia di euro (338.120 migliaia di euro al 31 dicembre 2025).

Il dettaglio è esposto nella seguente tabella e si riferisce al complesso dei fondi, sia alla quota corrente che alla quota non corrente presente in questa voce:

	31/12/2025	Incrementi	Decrementi	(Proventi) oneri da attualiz- zazione	importi in euro 30/06/2026
Fondo ripristino beni di terzi	31.349	420	-	-	31.769
Fondi post mortem	115.085	981	(4.044)	2.564	114.586
Fondo smantellamento e bonifica area	48.695	161	(37)	1.352	50.171
Fondo oneri esodo personale	11.927	-	(1.036)	89	10.980
Obbligo annullamento ETS	234.325	87.367	(16.530)	-	305.162
Altri fondi per rischi ed oneri	227.234	4.971	(19.754)	218	212.669
TOTALE	668.615	93.900	(41.401)	4.223	725.337

Nel caso in cui l'effetto dell'attualizzazione del valore del denaro sia significativo, i fondi vengono attualizzati utilizzando un tasso di sconto ante imposte che, in base al periodo temporale previsto per i flussi finanziari futuri, non supera il 4,7%.

Fondo ripristino beni di terzi

La voce è costituita per accogliere gli oneri relativi al ripristino del complesso dei beni e delle dotazioni afferenti alla gestione del Servizio Idrico Integrato nella provincia di Parma di proprietà di Parma Infrastrutture: tale complesso di beni viene utilizzato per svolgere il servizio a fronte della corresponsione di un canone. Il relativo fondo viene stimato in funzione dell'ammortamento dei beni stessi e verrà smobilizzato in deduzione dal corrispettivo che dovrà essere versato al Gruppo dall'eventuale nuovo gestore entrante oppure secondo le modalità eventualmente previste dalle condizioni di aggiudicazione della concessione.

Fondi post mortem

Si tratta principalmente di fondi costituiti per oneri futuri di recupero ambientale degli impianti ad interrimento controllato e che comprendono anche i costi della gestione post-operativa fino alla completa riconversione "a verde" delle aree interessate. Tali fondi sono supportati da apposite perizie periodicamente aggiornate al fine di adeguare i fondi esistenti alla stima dei costi futuri da sostenere. I decrementi si riferiscono, appunto, agli utilizzi a fronte di costi sostenuti nella fase di post-esercizio fino alla completa mineralizzazione del rifiuto, nonché alla riconversione delle aree dei bacini interessati a discarica.

Fondo smantellamento e bonifica area

Il "Fondo smantellamento e bonifica area" rappresenta la stima degli oneri legati al futuro smantellamento degli impianti di termovalorizzazione e, in misura minore, dei parchi fotovoltaici del Gruppo.

Fondo oneri esodo personale

Il fondo si riferisce agli oneri legati all'esodo di una parte del personale, che prevede l'accompagnamento incentivato alla pensione di una parte dei dipendenti occupati, mediante adesioni su base volontaria tra i lavoratori del Gruppo potenzialmente interessati. L'operazione si iscrive in un più ampio quadro di riequilibrio professionale e demografico del personale del Gruppo Iren, a fronte di un piano di inserimento di giovani.

L'incentivazione, a totale carico del Gruppo Iren (in applicazione dell'art. 4 della legge 92/2012), consentirà al personale in possesso dei requisiti di legge di andare in pensione in via anticipata rispetto alla data di maturazione.

Lo stanziamento rappresenta la stima della corresponsione a favore dei dipendenti interessati al Piano, tramite Istituto Previdenziale, di una prestazione di importo pari al trattamento di pensione che spetterebbe in base alle regole vigenti (c.d. isopensione) con versamento all'Istituto Previdenziale della contribuzione fino al raggiungimento dei requisiti minimi per il pensionamento (in conformità alla citata legge 92/2012), ed una somma, per ognuno degli interessati, a titolo di una tantum come incentivazione.

Obbligo annullamento ETS

La voce si riferisce agli obblighi legati ai diritti di emissione di anidride carbonica secondo l'Emission Trading Scheme. L'incremento riguarda la stima dei costi, osservabili in base alle quotazioni di mercato al termine del periodo, relativi ai diritti ancora da acquisire per adempiere, secondo le tempistiche previste, all'obbligo dello stesso periodo. I decrementi si riferiscono all'acquisto di titoli afferenti all'obbligo dell'esercizio precedente.

Altri fondi per rischi e oneri

L'ammontare del fondo si riferisce principalmente ai rischi probabili di maggiori oneri afferenti ai business del Gruppo, allo stanziamento dell'onere relativo al meccanismo di compensazione a due vie dei prezzi dell'energia elettrica ex-DL Sostegni Ter, alla stima dell'IMU da versare sul valore degli impianti delle centrali calcolata come previsto dal DL n. 44/2005, agli oneri per compensazioni ambientali, a rischi di natura fiscale, giuslavoristica e regolatoria e a probabili oneri inerenti a contenziosi vari.

Gli accantonamenti riguardano principalmente lo stanziamento di somme relative alle incentivazioni a lungo termine del personale, oneri nel settore dell'efficientamento energetico e contenziosi inerenti alla filiera ambientale. I decrementi sono in buona parte riferiti ad onerosità nei settori dell'efficientamento energetico e della vendita gas.

La parte corrente riferita ai fondi sopra descritti è esposta nella voce "Fondi per rischi ed oneri quota corrente" (nota 31).

NOTA 24_PASSIVITA' PER IMPOSTE DIFFERITE

Le passività per imposte differite, pari a 99.355 migliaia di euro (93.104 migliaia di euro al 31 dicembre 2025), sono dovute alle differenze temporanee tra il valore contabile e quello fiscale di attività e passività iscritte in bilancio.

Si segnala inoltre che le imposte differite sono state calcolate applicando le aliquote previste nel momento in cui le differenze temporanee si riverseranno.

NOTA 25_DEBITI VARI E ALTRE PASSIVITA' NON CORRENTI

Sono composti come riportato nella tabella seguente:

	migliaia di euro	
	30/06/2026	31/12/2025
Debiti oltre 12 mesi	121.979	124.063
Risconti passivi per contributi c/impianto - non correnti	764.470	744.124
Ratei e risconti passivi non correnti	3.275	4.023
Totale	889.724	872.210

La voce "Debiti oltre 12 mesi" si riferisce per 58.578 migliaia di euro alla quota a lungo termine della passività fiscale relativa alla transazione formulata con l'Agenzia delle Entrate nell'ambito della composizione negoziata della crisi ex "Codice della Crisi" del gruppo EGEA. La voce accoglie inoltre i saldi relativi ad anticipi versati da utenti a garanzia della fornitura di acqua e a debiti nei confronti degli utenti aventi diritto alla restituzione della tariffa di depurazione del Servizio idrico integrato a seguito della Sentenza della Cassazione del 14 luglio 2023.

Tra i risconti passivi per contributi in conto impianti quota non corrente sono compresi gli importi relativi ai contributi di allacciamento per un importo pari a 212.810 migliaia di euro e alla componente Fo.N.I. (Fondo Nuovi Investimenti), per un importo pari a 80.920 migliaia di euro, prevista dal metodo tariffario del Servizio Idrico Integrato che si riverseranno a conto economico oltre i 12 mesi dalla data di bilancio. La quota che verrà riversata a conto economico nei 12 mesi successivi alla data di bilancio ammonta rispettivamente a 10.550 e 4.083 migliaia di euro e viene esposta nella voce "Debiti vari e altre passività correnti tra i risconti passivi" per contributi c/impianto.

PASSIVITA' CORRENTI**NOTA 26_PASSIVITA' FINANZIARIE CORRENTI**

La scadenza di tutti i debiti finanziari iscritti in questa voce non supera i 12 mesi. Il valore contabile di tali debiti approssima il loro fair value in quanto l'impatto dell'attualizzazione risulta trascurabile.

Le passività finanziarie a breve termine sono così suddivise:

	migliaia di euro	
	30/06/2026	31/12/2025
Debiti verso istituti di credito	137.210	76.802
Debiti finanziari verso società collegate	577	235
Debiti finanziari verso soci parti correlate	5.722	4.971
Debiti finanziari per leasing	14.514	15.379
Debiti finanziari verso altri	11.714	21.550
Passività per strumenti derivati correnti	21.307	7.445
Totale	191.044	126.382

Debiti finanziari verso istituti di credito

I debiti verso istituti di credito a breve termine sono così suddivisi:

	migliaia di euro	
	30/06/2026	31/12/2025
Mutui – quota a breve	47.790	53.969
Altri debiti verso banche a breve	45.602	1.180
Ratei e risconti passivi finanziari	43.818	21.653
Totale	137.210	76.802

Debiti finanziari verso collegate

Si riferiscono ai debiti verso Arienas per 577 migliaia di euro.

Debiti finanziari verso soci parti correlate

Si riferiscono a dividendi della società TRM ancora da liquidare al socio Comune di Torino.

Debiti finanziari verso altri

Ammontano a 11.714 migliaia di euro (21.550 migliaia di euro al 31 dicembre 2025) e si riferiscono per 4.026 migliaia di euro alla valutazione al fair value dell'opzione di vendita della partecipazione di minoranza in IBlu S.r.l., pari al 20% del capitale sociale, detenuta da Idealservice; la voce accoglie inoltre debiti verso factor (555 migliaia di euro).

Passività per strumenti derivati correnti

Si riferiscono al fair value dei contratti derivati stipulati per coprire l'esposizione al rischio di oscillazione dei prezzi delle commodities.

NOTA 27_DEBITI COMMERCIALI

La scadenza di tutti i debiti commerciali non supera i 12 mesi. Il valore contabile di tali debiti approssima il loro fair value in quanto l'impatto dell'attualizzazione risulta trascurabile.

	migliaia di euro	
	30/06/2026	31/12/2025
Debiti verso fornitori	1.406.115	1.590.359
Debiti commerciali verso joint venture	83	149
Debiti commerciali verso collegate	27.932	20.848
Debiti commerciali verso soci parti correlate	9.281	3.734
Debiti commerciali verso altre parti correlate	8.888	8.025
Acconti esigibili entro 12 mesi	5.005	5.357
Depositi cauzionali entro 12 mesi	6.016	6.030
Vincoli da rimborsare entro 12 mesi	18.987	20.944
Totale	1.482.307	1.655.446

I debiti vincoli da rimborsare entro 12 mesi si riferiscono alla passività iscritta nei confronti degli utenti aventi diritto alla restituzione della tariffa di depurazione del Servizio idrico integrato a seguito della Sentenza della Cassazione del 14 luglio 2023, che ha stabilito la non debenza della tariffa stessa da parte delle utenze nei cui confronti non viene fornito un trattamento secondario di depurazione.

NOTA 28_PASSIVITA' DERIVANTI DA CONTRATTI CON I CLIENTI

La voce ammonta a 1.307 migliaia di euro (28.541 migliaia di euro al 31 dicembre 2025). La riduzione rispetto al 31 dicembre 2025 è riferita principalmente al venir meno delle somme versate dai clienti a titolo di acconto per la vendita di energia elettrica.

NOTA 29_DEBITI VARI E ALTRE PASSIVITA' CORRENTI

La scadenza di tutti i debiti iscritti in questa voce non supera i 12 mesi. Il valore contabile di tali debiti approssima il loro fair value in quanto l'impatto dell'attualizzazione risulta trascurabile.

	migliaia di euro	
	30/06/2026	31/12/2025
Debito per IVA	4.068	2.771
Debito per imposta governativa erariale/UTIF	11	1.116
Debiti per IRPEF	1.532	3.215
Altri debiti tributari	28.041	35.630
Debiti tributari entro 12 mesi	33.652	42.732
Debiti verso dipendenti	80.877	77.762
Debiti verso Cassa Servizi Energetici e Ambientali (CSEA)	36.761	40.817
Debiti verso istituti previdenziali entro 12 mesi	34.909	37.294
Altre passività correnti	176.779	123.920
Altri debiti entro 12 mesi	329.326	279.793
Ratei e Risconti passivi	44.719	42.245
Totale	407.697	364.770

La variazione dei debiti per imposta governativa erariale è dovuta alle dinamiche dei versamenti in acconto e in saldo che sono influenzate dai volumi di fatturazione dell'esercizio di competenza e dell'esercizio precedente.

La variazione dei debiti verso la Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali del periodo è legato alle stime di perequazione passiva di energia elettrica e gas.

Le altre passività correnti si riferiscono principalmente alle stime di costo per gli obblighi relativi ai titoli di efficienza energetica, ai debiti per componenti tariffarie della distribuzione elettrica da versare al GSE, ai debiti per canoni di depurazione, ai debiti per canone RAI riscosso in bolletta. La variazione della voce rispetto al 31 dicembre 2025 è dovuta principalmente alla passività sorta a seguito del versamento dell'anticipo effettuato da Cogesi in relazione gestione del Servizio Idrico Integrato in 43 Comuni dell'ATO4 "Cuneese" (75.321 migliaia di euro).

NOTA 30_DEBITI PER IMPOSTE CORRENTI

La voce "Debiti per imposte correnti", che risulta pari a 44.612 migliaia di euro (18.025 migliaia di euro al 31 dicembre 2025), è composta da debiti IRES e IRAP che includono la stima delle imposte del periodo corrente.

NOTA 31_FONDI PER RISCHI ED ONERI QUOTA CORRENTE

La voce ammonta a 401.524 migliaia di euro (330.495 migliaia di euro al 31 dicembre 2025) e si riferisce alla quota a breve dei fondi, così suddivisa:

- fondi post mortem, smantellamento e bonifica area per complessivi 6.633 migliaia di euro;
- fondo oneri esodo personale per 3.337 migliaia di euro;
- fondo oneri relativi all'obbligo di annullamento delle quote di emissione ETS per 305.162 migliaia di euro;
- altri fondi rischi per 86.392 migliaia di euro.

Per maggiori dettagli sulla composizione e movimentazione dei fondi per rischi ed oneri si rimanda alla nota 23.

NOTA 32_PASSIVITA' CORRELATE AD ATTIVITA' POSSEDUTE PER LA VENDITA

Le passività correlate ad attività possedute per la vendita, pari a 18.257 migliaia di euro (18.349 migliaia di euro al 31 dicembre 2025), afferiscono al complesso di passività della gestione del Servizio Idrico Integrato in 43 Comuni dell'ATO4 "Cuneese" per il previsto trasferimento al gestore entrante. In particolare, si riferiscono a componenti di reddito differiti (risconti passivi per contributi in conto impianti e allacciamento) per 15.928 migliaia di euro, debiti per depositi cauzionali per 1.117 migliaia di euro, fondi rischi e oneri per 1.004 migliaia di euro e Trattamento di Fine Rapporto per 208 migliaia di euro.

POSIZIONE FINANZIARIA

L'indebitamento finanziario netto, calcolato come differenza tra i debiti finanziari a breve, medio e lungo termine e le attività finanziarie a breve, medio e lungo termine, è composto come riportato nella tabella seguente:

	migliaia di euro	
	30/06/2026	31/12/2025
Attività finanziarie a medio e lungo termine	(140.423)	(148.393)
Indebitamento finanziario a medio e lungo termine	4.588.841	4.490.480
Indebitamento finanziario netto a medio e lungo termine	4.448.418	4.342.087
Attività finanziarie a breve termine	(342.214)	(239.280)
Indebitamento finanziario a breve termine	169.737	118.937
Indebitamento finanziario netto a breve termine	(172.477)	(120.343)
Indebitamento finanziario netto	4.275.941	4.221.744

Si specifica che, nel calcolo dell'Indebitamento finanziario netto, dai debiti finanziari a breve, medio e lungo termine e dalle attività finanziarie a breve, medio e lungo termine viene escluso il fair value dei derivati su commodity.

Dettaglio Posizione Finanziaria Netta verso parti correlate

Le attività finanziarie a lungo termine sono relative per 29.531 migliaia di euro a crediti verso il Comune di Torino e per 6.019 migliaia di euro a crediti verso società collegate.

Le attività finanziarie a breve termine sono relative per 5.294 migliaia di euro a crediti verso il Comune di Torino e per 6.912 migliaia di euro a crediti verso società collegate e joint venture.

Le passività finanziarie a breve termine sono relative per 5.722 migliaia di euro a debiti verso il Comune di Torino per dividendi e per 577 migliaia di euro a debiti verso società collegate.

Si riporta di seguito la posizione finanziaria netta secondo la struttura proposta dall'ESMA nel documento del 4 marzo 2021 *Orientamenti in materia di obblighi di informativa ai sensi del regolamento sul prospetto* e recepita da parte di Consob con il *Richiamo di attenzione n. 5/21 del 29 aprile 2021*.

	migliaia di euro	
	30/06/2026	31/12/2025
A. Disponibilità liquide	(305.650)	(205.765)
B. Mezzi equivalenti a disponibilità liquide	-	-
C. Altre attività finanziarie correnti	(3.475)	(2.683)
D. Liquidità (A) + (B) + (C)	(309.125)	(208.448)
E. Debito finanziario corrente (inclusi gli strumenti di debito, ma esclusa la parte corrente del debito finanziario non corrente)	107.433	49.589
F. Parte corrente del debito finanziario non corrente	62.304	69.348
G. Indebitamento finanziario corrente (E + F)	169.737	118.937
H. Indebitamento finanziario corrente netto (G - D)	(139.388)	(89.511)
I. Debito finanziario non corrente (esclusi la parte corrente e gli strumenti di debito)	1.588.024	1.492.303
J. Strumenti di debito	3.000.817	2.998.177
K. Debiti commerciali e altri debiti non correnti	-	-
L. Indebitamento finanziario non corrente (I + J + K)	4.588.841	4.490.480
M. Totale indebitamento finanziario (H + L)	4.449.453	4.400.969

Tra gli allegati del bilancio consolidato viene riportato il prospetto di riconciliazione tra il "Totale indebitamento finanziario", calcolato secondo la struttura proposta dall'ESMA, e l'"indebitamento finanziario netto" calcolato secondo la policy del Gruppo Iren e riportato all'inizio del presente paragrafo.

Nella tabella seguente viene riportata la movimentazione dell'esercizio delle passività finanziarie correnti e non correnti.

	migliaia di euro
Passività finanziari correnti e non correnti 31.12.2025	4.609.417
Variazioni monetarie come riportato nel rendiconto finanziario	
Sottoscrizione di finanziamenti a medio lungo termine	200.000
Rimborso di finanziamenti a medio lungo termine	(108.465)
Rimborso debiti finanziari per leasing	(8.333)
Variazione altri debiti finanziari	38.446
Interessi pagati	(33.522)
Dividendi pagati	186.680
Variazioni non monetarie	
Passività acquisite a seguito di variazione area di consolidamento	-
Passività per acquisto quote di partecipazioni in imprese consolidate	-
Nuovi contratti di leasing finanziari	4.132
Variazione di fair value strumenti derivati	(3.163)
Interessi e altri oneri finanziari di competenza	57.672
Dividendi deliberati	(184.286)
Passività finanziari correnti e non correnti 30.06.2026	4.758.578

X. Informazioni sul conto economico

I commenti e le tabelle che seguono, ove non diversamente indicato, riportano i dati in migliaia di euro.

Il conto economico consolidato del Gruppo accoglie, lungo l'intero arco temporale in oggetto, le grandezze economiche delle società Cierre e CSAI, acquisite nel corso del secondo semestre 2025; i risultati economici del primo semestre 2026 sono quindi influenzati dall'inclusione di tali grandezze nel perimetro di consolidamento.

RICAVI

NOTA 33_RICAVI PER BENI E SERVIZI

La voce in questione risulta pari a 3.106.832 migliaia di euro (3.357.047 migliaia di euro nel primo semestre 2025) e viene dettagliata nella seguente tabella.

	migliaia di euro	
	I Semestre 2026	I Semestre 2025
Ricavi energia elettrica	1.371.903	1.482.204
Ricavi calore	157.503	176.394
Ricavi gas	447.650	511.030
Ricavi servizio idrico integrato	304.570	296.777
Ricavi raccolta e smaltimento rifiuti	524.888	522.251
Ricavi per servizi di costruzione di beni in concessione	135.755	133.905
Ricavi per altri servizi	164.563	234.486
Totale	3.106.832	3.357.047

Nella tabella seguente viene riportata la riconciliazione tra la voce Ricavi per beni e servizi e l'informativa per settori di attività riportata al successivo capitolo "Analisi per settori di attività".

	migliaia di euro						
	Reti	Ambiente	Energia	Mercato	Altri servizi	Elisioni	Totale
Ricavi per Beni e servizi	595.608	643.732	1.152.256	1.759.579	15.049	(1.059.392)	3.106.832
Altri ricavi	85.572	65.061	138.510	55.907	2.150	(197.005)	150.195
Totale	681.180	708.793	1.290.766	1.815.486	17.199	(1.256.397)	3.257.027

Nella tabella sottostante viene riportato il dettaglio dei ricavi per beni e servizi suddiviso per settori di attività.

	migliaia di euro						
	Reti	Ambiente	Energia	Mercato	Altri servizi	Elisioni	Totale
Ricavi energia elettrica	84.828	29.270	896.845	863.220	-	(502.260)	1.371.903
Ricavi teleriscaldamento	-	8.787	166.146	-	-	(17.430)	157.503
Ricavi gas	69.999	2.867	-	879.144	-	(504.360)	447.650
Ricavi servizio idrico integrato	312.204	1.814	-	-	-	(9.448)	304.570
Ricavi igiene ambientale	32	532.823	-	-	-	(7.967)	524.888
Ricavi servizi di costruzione di beni in concessione - IFRIC 12	108.835	23.225	3.695	-	-	-	135.755
Ricavi altri servizi	19.710	44.946	85.570	17.215	15.049	(17.927)	164.563
Totale Ricavi per beni e servizi	595.608	643.732	1.152.256	1.759.579	15.049	(1.059.392)	3.106.832

Di seguito viene descritta la natura e il momento in cui le *performance obligations* contenute nei contratti con i clienti sono adempiute:

Vendita e distribuzione di energia elettrica e gas e vendita calore ai clienti finali

I contratti di vendita di vettori energetici ai clienti finali ricomprendono corrispettivi che attengono sia alla vendita che alla distribuzione delle relative commodities, individuate come un'unica *performance obligation* indistinta. Tale obbligazione è adempiuta all'atto dell'erogazione presso il punto di riconsegna o sottostazione di scambio termico.

Tali contratti attengono a forniture a carattere continuativo, che implicano l'adempimento delle relative obbligazioni in una logica *over time*, dato che il cliente finale simultaneamente riceve e utilizza i benefici derivanti dalla prestazione effettuata man mano che quest'ultima viene resa.

I ricavi in oggetto comprendono la stima delle erogazioni effettuate, ma non ancora fatturate. Tale stima è fondata sul profilo di consumo storico del cliente, rettificato per riflettere le condizioni atmosferiche o altri fattori che possano influire sui consumi stessi.

In tale contesto, i ricavi del servizio di distribuzione di energia elettrica e gas, fornito mediante le reti del Gruppo a venditori terzi, vengono iscritti sulla base delle tariffe determinate dalle competenti Autorità per riflettere la retribuzione riconosciuta a fronte degli investimenti effettuati, tenendo conto dei meccanismi perequativi previsti. Anch'essi fanno riferimento a prestazioni volte a adempiere le relative obbligazioni su base continuativa, in un'ottica di continuità del servizio erogato propria dei business a rete.

Servizio Idrico Integrato

Analogamente agli altri business a rete sopracitati, i servizi di acquedotto (captazione, potabilizzazione, sollevamento e distribuzione), fognatura e depurazione dei reflui attengono a obbligazioni adempiute nel corso del tempo. Anch'essi vengono iscritti sulla base delle tariffe determinate dalle competenti autorità per riflettere la retribuzione riconosciuta a fronte degli investimenti effettuati.

Ricavi igiene ambientale

I ricavi generati dalla filiera ambientale attengono essenzialmente:

- alla raccolta e all'igiene urbana, in cui le obbligazioni di fare vengono adempiute continuativamente nel corso del tempo sulla base degli affidamenti in essere;
- al trattamento dei rifiuti urbani e speciali, incluso il loro smaltimento e valorizzazione. In merito, il Gruppo valuta le relative prestazioni come fornite nel corso del tempo, in particolare con riferimento allo smaltimento continuativo di unità di rifiuti fra loro omogenee, anche nell'ambito delle convenzioni in essere con le competenti autorità.

Si segnala inoltre che in tale contesto sono presenti, in misura residuale, prestazioni fornite puntualmente e attinenti a obbligazioni emergenti ad evento (es. il servizio di sgombero neve).

Ricavi altri servizi

I ricavi ricompresi in tale voce fanno riferimento in particolare:

- alle prestazioni attinenti alla gestione dei servizi energetici, incluso il servizio di manutenzione, e alle commesse di efficientamento energetico di impianti ed edifici. Entrambe fanno riferimento a obbligazioni adempiute nel corso del tempo. In particolare, i ricavi afferenti alle commesse di efficientamento vengono rilevati secondo lo stato di avanzamento dei lavori su ordinazione, desunto dai costi sostenuti in base al totale dei costi attesi stimati, mediante l'iscrizione di un'attività derivante da contratti con i clienti sino al momento del completo adempimento dell'obbligazione stessa;
- ai prodotti/servizi collaterali alla vendita di *commodities*, distintamente individuati, che riguardano obbligazioni di fare adempiute puntualmente all'atto del trasferimento del prodotto/servizio al cliente;
- a ricavi diversi e continuativi attinenti, fra l'altro, a sistemi informativi, servizi immobiliari e analisi di laboratorio.

NOTA 34_ALTRI PROVENTI

Gli altri proventi ammontano complessivamente a 150.195 migliaia di euro (128.554 migliaia di euro nel primo semestre 2025) e riguardano contributi, ricavi per titoli energetici e proventi diversi. Nelle tabelle seguenti viene riportato dettaglio delle singole voci.

Contributi

	migliaia di euro	
	I semestre 2026	I semestre 2025
Contributi conto impianto	11.519	9.633
Contributi allacciamento	6.251	6.467
Altri contributi	8.564	4.132
Totale	26.334	20.232

I contributi in conto impianti e i contributi di allacciamento rappresentano la quota di competenza dei contributi calcolata in proporzione alle quote di ammortamento degli impianti a cui si riferiscono.

I contributi allacciamento annoverano le somme ricevute per il collegamento alle reti di distribuzione energia elettrica, idrica, gas e calore del Gruppo.

Ricavi titoli energetici

	migliaia di euro	
	I semestre 2026	I semestre 2025
Ricavi vendita titoli ETS (Certificati Emission Trading)	66.235	40.423
Ricavo incentivo ex-Certificati Verdi	6.644	10.722
Ricavi Titoli di Efficienza Energetica (Certificati Bianchi)	7.803	6.806
Totale	80.682	57.951

Proventi diversi

	migliaia di euro	
	I semestre 2026	I semestre 2025
Ricavi da contratti di servizio	3.412	2.821
Ricavi da affitti attivi e noleggi	1.535	1.250
Plusvalenze da alienazione di beni	1.034	475
Recuperi assicurativi	7.968	2.811
Rimborsi diversi	3.556	3.532
Altri ricavi FV commodities	-	-
Altri ricavi e proventi	25.674	39.482
Totale	43.179	50.371

La riduzione della voce "Altri ricavi e proventi" è dovuta al riconoscimento avvenuto nel primo semestre 2025 dei premi per la qualità tecnica e commerciale del servizio idrico integrato (periodo 2022-2023) riconosciuti da ARERA.

COSTI

NOTA 35_COSTI MATERIE PRIME, SUSSIDIARIE, DI CONSUMO E MERCI

La voce in oggetto si compone delle seguenti voci:

	migliaia di euro	
	I semestre 2026	I semestre 2025
Acquisto energia elettrica	238.911	390.279
Acquisto gas	718.309	739.406
Acquisto calore	3.162	4.438
Acquisto altri combustibili	31	159
Acquisto acqua	4.715	4.517
Altre materie prime e materiali magazzino	86.199	89.183
Emission trading	181.621	139.994
Certificati Bianchi	5.705	4.528
Variazione delle rimanenze	(14.953)	14.785
Totale	1.223.700	1.387.289

I costi per materie prime, sussidiarie, di consumo e merci diminuiscono di 163.589 migliaia di euro. La riduzione è legata principalmente ai minori volumi di energia elettrica acquistati, solo in parte compensati dall'incremento dei prezzi delle commodities.

L'acquisto di materie prime e materiali a magazzino è legato alla commercializzazione alla clientela retail di prodotti nell'area della domotica, del risparmio energetico e della manutenzione di impianti domestici e, in misura minore, ai carburanti per gli automezzi operativi. La variazione delle rimanenze è influenzata dagli stoccaggi gas.

NOTA 36_PRESTAZIONI DI SERVIZI E GODIMENTO BENI DI TERZI

I costi per prestazioni di servizi ammontano a 918.400 migliaia di euro (983.056 migliaia di euro nel primo semestre 2025) e sono dettagliati nella tabella seguente:

	migliaia di euro	
	I semestre 2026	I semestre 2025
Trasporto energia elettrica e oneri sistema elettrico	330.425	337.153
Vettoriamiento gas	63.386	59.430
Lavori di terzi, manutenzioni e prestazioni industriali	189.519	225.176
Raccolta e smaltimento, spazzamento neve, verde pubblico	189.304	188.253
Costi relativi al personale (mensa, formazione, trasferte)	9.525	9.356
Consulenze tecniche, amministrative, commerciali e spese pubblicitarie	38.118	48.221
Spese legali e notarili	1.313	2.116
Assicurazioni	14.780	14.966
Spese bancarie	5.445	6.649
Spese telefoniche	3.527	3.746
Spese per informatica	33.367	35.472
Servizi di lettura e bollettazione	9.278	8.936
Compensi Collegio Sindacale	911	946
Altri costi per servizi	29.502	42.636
Totale costi per servizi	918.400	983.056

I costi per lavori di terzi riguardano principalmente costi per esercizio e manutenzione di impianti e reti.

Gli "altri costi per servizi" accolgono in via residuale costi per consumi interni, back office, trasporti ed altre prestazioni: la voce si incrementa in buona parte a seguito dei maggiori costi di trasporto e della chiusura di stime di esercizi precedenti.

I costi per godimento beni di terzi ammontano a 19.689 migliaia di euro (20.112 migliaia di euro nel primo semestre 2025). La voce comprende principalmente i canoni corrisposti al gestore unico dell'Ambito Genovese e i canoni corrisposti alle società proprietarie degli assets del servizio idrico integrato dei comuni di Parma, Piacenza e Reggio Emilia.

In via residuale, sono inoltre presenti costi per noleggi a breve termine o in cui l'attività sottostante è di modesto valore, che il gruppo ha deciso di escludere dal perimetro di applicazione dell'IFRS 16.

NOTA 37_ONERI DIVERSI DI GESTIONE

Gli oneri diversi di gestione ammontano a 49.635 migliaia di euro (58.227 migliaia di euro nel primo semestre 2025) e sono dettagliati nella tabella seguente:

	migliaia di euro	
	I semestre 2026	I semestre 2025
Spese generali	13.667	23.191
Canoni e sovraccanoni di derivazione	15.687	16.065
Imposte e tasse	13.284	14.237
Minusvalenze da alienazione di beni	672	765
Altri oneri diversi di gestione	6.325	3.969
Totale	49.635	58.227

Le spese generali ricomprendono fra l'altro contributi di funzionamento ad enti vari e penalità sulla qualità dei servizi e da fornitori. La riduzione rispetto al primo semestre del periodo comparativo è riconducibile alle penalità patite dal gruppo per la qualità tecnica e commerciale del servizio idrico integrato (periodo 2022-2023) imputate da ARERA nel primo semestre del 2025.

La voce imposte e tasse afferisce principalmente agli oneri per IMU su impianti e fabbricati del Gruppo e ai canoni per occupazione e ripristino del suolo pubblico.

La voce altri oneri diversi di gestione include le rettifiche di costi di competenza di esercizi precedenti.

NOTA 38_COSTI PER LAVORI INTERNI CAPITALIZZATI

I costi per lavori interni capitalizzati ammontano a 28.067 migliaia di euro (28.025 migliaia di euro nel primo semestre 2025) e riguardano gli incrementi dell'attivo patrimoniale realizzati con risorse e fattori produttivi interni.

	migliaia di euro	
	I semestre 2026	I semestre 2025
Manodopera capitalizzata	(22.916)	(20.199)
Materiali di magazzino capitalizzati	(5.151)	(7.826)
Totale	(28.067)	(28.025)

NOTA 39_COSTO DEL PERSONALE

I costi per il personale si attestano a 341.566 migliaia di euro (338.703 migliaia di euro nel primo semestre 2025) e sono così dettagliati:

	migliaia di euro	
	I semestre 2026	I semestre 2025
Retribuzioni lorde	244.719	241.878
Oneri sociali	74.938	74.655
TFR	554	512
Altri benefici a lungo termine dipendenti	65	75
Altri costi per il personale	20.033	20.379
Compensi amministratori	1.257	1.204
Totale	341.566	338.703

Si segnala che, come riportato in nota 38, sono stati capitalizzati 22.916 migliaia di euro di costi relativi al personale dipendente direttamente impiegato nella costruzione o acquisizione di elementi di immobili, impianti e macchinari e nello sviluppo e implementazione di software.

Gli altri costi del personale comprendono i contributi ai fini assistenziali e ricreativi, il contributo al fondo assistenza sanitaria integrativa, l'assicurazione infortuni extra-lavoro, la quota TFR ed i contributi a carico del datore di lavoro destinati ai fondi pensione integrativi.

La composizione del personale è evidenziata nella tabella seguente.

	30.06.2026	31.12.2025	Media del periodo
Dirigenti	113	118	114
Quadri	404	392	408
Impiegati	4.901	4.934	4.908
Operai	6.180	6.464	6.206
Totale	11.598	11.908	11.636

Le variazioni nella consistenza dell'organico rispetto al 31 dicembre 2025 sono principalmente riconducibili:

- alla prosecuzione del piano di ricambio generazionale;
- all'avvio/conclusione di servizi di raccolta rifiuti svolti in appalto nell'ambito della BU Ambiente.

NOTA 40_AMMORTAMENTI

Gli ammortamenti del periodo ammontano a 362.586 migliaia di euro (350.009 migliaia di euro nel primo semestre 2025).

	migliaia di euro	
	I semestre 2026	I semestre 2025
Immobili Impianti e Macchinari e investimenti immobiliari	196.533	200.829
Attività immateriali a vita definita	166.053	149.180
Totale	362.586	350.009

Per un maggior dettaglio sugli ammortamenti si rimanda ai prospetti dei movimenti degli Immobili Impianti e Macchinari e delle Attività immateriali a vita definita.

NOTA 41_ACCANTONAMENTI E SVALUTAZIONI

La voce si attesta complessivamente a 51.041 migliaia di euro (49.918 migliaia di euro nel primo semestre 2025) ed è dettagliata nella tabella seguente.

	migliaia di euro	
	I semestre 2026	I semestre 2025
Accantonamenti a fondo svalutazione crediti	46.641	44.774
Accantonamento Fondo ripristino beni di terzi	420	420
Accantonamento Fondi post-mortem	981	1.281
Accantonamenti per rischi e altri	1.345	4.205
Rilascio fondi	(2.136)	(762)
Svalutazioni nette	3.790	-
Totale altri accantonamenti netti e svalutazioni	4.400	5.144
Totale	51.041	49.918

L'accantonamento del periodo al fondo svalutazione crediti è stato effettuato per adeguare la consistenza del fondo all'ammontare delle perdite attese sulla base del modello semplificato previsto dal principio IFRS 9, dove per "perdita" si intende il valore attuale di tutti i futuri mancati incassi, opportunamente integrato per tenere conto delle aspettative future ("forward looking information").

Gli accantonamenti a fondi rischi riguardano in buona parte la filiera ambientale, mentre i rilasci si riferiscono al venir meno di oneri del settore della produzione di energia elettrica. Il dettaglio della consistenza e della movimentazione dei fondi è riportato nel commento della voce "Fondi per rischi e oneri" dello Stato Patrimoniale.

La voce "Svalutazioni nette" riguarda l'adeguamento al fair value dei valori contabili delle attività possedute per la vendita relative al Servizio Idrico Integrato in 43 Comuni dell'ATO4 "Cuneese", attualmente in regime di prorogatio, per il previsto trasferimento al gestore entrante COGESI (2.289 migliaia di euro) e di un impianto di trattamento rifiuti (1.500 migliaia di euro).

NOTA 42_GESTIONE FINANZIARIA**Proventi finanziari**

I proventi finanziari ammontano a 10.558 migliaia di euro (20.636 migliaia di euro nel primo semestre 2025). Il dettaglio è riportato nella tabella seguente:

	migliaia di euro	
	I semestre 2026	I semestre 2025
Dividendi	12	23
Interessi attivi verso banche	397	2.854
Interessi attivi su crediti/finanziamenti	3.004	10.807
Interessi attivi da clienti	3.445	3.806
Proventi fair value contratti derivati	298	-
Plusvalenza da cessione di attività finanziarie	651	-
Altri proventi finanziari	2.751	3.146
Totale	10.558	20.636

Gli interessi attivi su crediti/finanziamenti si riferiscono principalmente a interessi maturati sulle somme vincolate in depositi bancari, su crediti inerenti ai rapporti di conto corrente tra il Gruppo e il Comune di Torino e a interessi su finanziamenti concessi a società collegate. Il decremento rispetto al primo semestre 2025 è da ricondurre principalmente alle minori somme vincolate nei primi sei mesi del 2026 rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente.

Gli altri proventi finanziari sono costituiti principalmente da proventi per l'attualizzazione dei fondi.

Oneri finanziari

La voce ammonta a 64.014 migliaia di euro (79.913 migliaia di euro nel primo semestre 2025). Il dettaglio degli oneri finanziari è riportato nella tabella seguente:

	migliaia di euro	
	I semestre 2026	I semestre 2025
Interessi passivi su mutui	23.958	32.817
Interessi passivi su prestiti obbligazionari	30.716	35.770
Effetto contratti derivati di copertura	(1.318)	(4.613)
Interessi passivi su c/c bancari	1.525	602
Interessi passivi verso altri	1.961	5.081
Oneri finanziari capitalizzati	(821)	(701)
Oneri da fair value contratti derivati	37	209
Minusvalenza da cessione di attività finanziarie	4	-
Interest cost - Benefici ai dipendenti	1.265	1.292
Oneri finanziari su passività per leasing	832	858
Altri oneri finanziari	5.855	8.598
Totale	64.014	79.913

Gli interessi su mutui e prestiti obbligazionari comprendono gli oneri relativi alla valutazione al costo ammortizzato.

Gli interessi passivi verso altri includono gli oneri relativi alle operazioni di factoring effettuate nel corso del periodo.

Gli altri oneri finanziari sono costituiti principalmente da oneri per l'attualizzazione dei fondi, da oneri derivanti dilazioni di pagamento ai fornitori.

NOTA 43_RETTFICA DI VALORE DI PARTECIPAZIONI

Non presente nel corso del primo semestre 2026, mentre era negativa per 87 migliaia di euro nel primo semestre 2025 e si riferiva all'effetto della rideterminazione al fair value, alla data di acquisizione del controllo, dell'interessenza pregressa in EGEA Holding.

NOTA 44_RISULTATO DI PARTECIPAZIONI CONTABILIZZATE CON IL METODO DEL PATRIMONIO NETTO

Il risultato di società contabilizzate con il metodo del patrimonio netto è positivo ed ammonta a 6.595 migliaia di euro (positivo per 8.561 migliaia di euro nel primo semestre 2025). Per maggiori dettagli si rimanda alla nota 5 "Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto".

NOTA 45_IMPOSTE SUL REDDITO

La voce Imposte sul reddito ammonta a 82.840 migliaia di euro e accoglie la stima delle imposte sul reddito del primo semestre 2026, mentre nel periodo comparativo era pari a 82.650 migliaia di euro.

La stima delle imposte sul reddito del primo semestre 2026 è il risultato della migliore stima dell'aliquota media attesa per l'intero esercizio, applicata all'utile ante imposte del periodo, rettificata al fine di riflettere l'effetto fiscale di alcuni elementi rilevati interamente nel periodo. Il tax rate del primo semestre 2026 è pari al 30,5% mentre nel primo semestre 2025 era pari al 30%.

L'incremento del tax rate è dovuto in particolare agli effetti dell'articolo 3 del c.d. "Decreto Bollette 2026" (DL 21/2026, convertito nella L. n. 49 del 10 aprile 2026), che ha incrementato di due punti percentuali le aliquote IRAP per le imprese del comparto energetico esercenti, in via prevalente, le attività economiche individuate da specifici codici ATECO. L'aumento si applica ai periodi d'imposta 2026 e 2027.

NOTA 46_RISULTATO NETTO DA ATTIVITA' OPERATIVE CESSATE

Non è presente sia nel primo semestre 2026 che nel periodo comparativo.

NOTA 47_UTILE (PERDITA) DEL PERIODO ATTRIBUIBILE ALLE MINORANZE

L'utile di terzi, pari a 7.012 migliaia di euro (9.284 migliaia di euro nel primo semestre 2025), si riferisce alla quota di pertinenza degli azionisti di minoranza delle società consolidate integralmente, ma non possedute al 100% dal Gruppo.

NOTA 48_UTILE (PERDITA) PER AZIONE

Ai fini del calcolo dell'utile base e diluito per azione si segnala che il numero delle azioni del primo semestre 2026 rappresenta la media ponderata delle azioni in circolazione nel periodo di riferimento sulla base di quanto previsto dallo IAS 33 § 20. La società non ha emesso strumenti finanziari che hanno una potenzialità di diluizione delle azioni ordinarie; pertanto, l'utile per azione diluito è uguale all'utile per azione base.

	I semestre 2026	I semestre 2025
Utile (perdita) netto (migliaia di euro)	181.764	183.573
Numero medio ponderato di azioni in circolazione durante l'esercizio (migliaia)	1.283.076	1.283.076
Utile (perdita) per azione base (euro)	0,14	0,14

NOTA 49_ALTRE COMPONENTI DI CONTO ECONOMICO COMPLESSIVO

Le altre componenti di conto economico complessivo sono negative per 1.285 migliaia di euro (positive per 21.424 migliaia di euro nel primo semestre 2025) e comprendono altre componenti di conto economico complessivo che saranno successivamente riclassificate a conto. Nel dettaglio si riferiscono:

- alla quota efficace delle variazioni di *fair value* di strumenti di copertura di flussi finanziari, negativa per 5.042 migliaia di euro, che si riferisce ai derivati stipulati come copertura della variazione dei tassi di interesse e ai derivati stipulati come copertura della variazione dei prezzi delle commodities (per il Gruppo si tratta di energia elettrica e gas);
- alla quota degli altri utili/(perdite) delle imprese valutate con il metodo del patrimonio netto, negativa per 135 migliaia di euro, che si riferisce alle variazioni di *fair value* di strumenti di copertura di flussi finanziari di società collegate;
- alla variazione della riserva di traduzione, positiva per 1.479 migliaia di euro, dovuta alla modifica del tasso di cambio utilizzato per la conversione dei saldi di bilancio di collegate che redigono il bilancio in valuta diversa dall'euro;
- all'effetto fiscale delle altre componenti di conto economico complessivo, per 2.413 migliaia di euro.

XI. Garanzie, impegni e passività potenziali

GARANZIE

Le garanzie prestate riguardano Fideiussioni ed altre garanzie per impegni propri per 727.164 migliaia di euro (805.805 migliaia di euro al 31 dicembre 2025); le voci più significative si riferiscono a fideiussioni ed impegni a favore di:

- GME per 90.100 migliaia di euro a garanzia del contratto di adesione al mercato energetico;
- ATERSIR per 59.639 migliaia di euro per convenzioni e gare in corso relative al Servizio Idrico Integrato e al Servizio di Gestione dei Rifiuti Urbani;
- Provincia Torino/Città Metropolitana per 59.300 migliaia di euro a fronte del conferimento rifiuti e della gestione post-mortem degli impianti soggetti ad A.I.A.;
- Regione Toscana per 51.009 migliaia di euro a garanzia autorizzazioni discariche ed impianti;
- ATO-R per 44.335 migliaia di euro come garanzie definitive per la procedura di acquisizione di AMIAT/TRM;
- Comune Città di Torino per 31.844 migliaia di euro garanzie definitive per la procedura di acquisizione di AMIAT/TRM;
- ARPAE per 31.395 migliaia di euro a fronte del conferimento rifiuti e della gestione operativa e post-mortem di impianti soggetti ad A.I.A.;
- Provincia di La Spezia per 30.232 migliaia di euro per conferimento rifiuti e gestione impianti;
- Ministero dell'Ambiente per 28.742 migliaia di euro per autorizzazioni diverse;
- SNAM Rete Gas per 26.536 migliaia di euro a garanzia dei contratti dispacciamento gas e codici di rete;
- Agenzie delle Dogane per euro 25.935 migliaia di euro a garanzia del regolare versamento dell'imposte erariali e 4aaddizionali comunali e provinciali sui consumi di energia elettrica ed accise gas;
- Regione Piemonte per 17.777 migliaia di euro a garanzia di project financing per l'affidamento in concessione di grandi impianti derivazione acque a scopo idroelettrico;
- Regione Puglia per 15.862 migliaia di euro a garanzia autorizzazioni per discariche ed impianti;
- Agenzia delle Entrate per 11.444 migliaia di euro a fronte della richiesta di rimborso del credito IVA;
- Terna per 9.904 migliaia di euro a garanzia dei contratti di dispacciamento in immissione ed in prelievo ed a garanzia della convenzione per il servizio di trasporto energia elettrica;
- Aisa Impianti per 7.800 migliaia di euro a garanzia del contratto di conferimento presso gli impianti;
- Consorzio di Bacino Basso Novarese per 6.989 migliaia di euro a garanzia dell'affidamento della raccolta e smaltimento rifiuti urbani;

IMPEGNI

Impegni assunti verso fornitori

Nel corso dello svolgimento delle proprie attività, il Gruppo ha sottoscritto contratti per l'acquisto di una specifica quantità di commodity ad una certa data futura, aventi le caratteristiche di uso proprio e quindi rientranti nella c.d. "own use exemption" prevista dall'IFRS 9. Tali impegni sono rappresentati da:

- contratti di acquisto gas metano a prezzo fisso, per un controvalore di 148 migliaia di euro;
- contratti di acquisto gas metano a prezzo indicizzato, per un quantitativo previsionale dell'equivalente di 15,18 TWh;
- contratti di acquisto energia elettrica, per un controvalore di 9.549 migliaia di euro.

PASSIVITA' POTENZIALI

Iren Mercato S.p.A. / Azienda Sanitaria Locale Roma 1 - Iren Mercato S.p.A. / Azienda Sanitaria Locale Roma 4

Sono pendenti dinanzi al Tribunale di Roma due procedimenti attivati da alcune ASL laziali ed inerenti ai rapporti economici intercorsi tra queste ed Iren Mercato, in proprio e quale componente dell'ATI affidataria in forza di Convenzione del 4 agosto 2006 conclusa con la Regione Lazio del "Multiservizio tecnologico e fornitura vettori energetici - Lotto D"; in particolare:

- atto di citazione del 10 aprile 2020 dalla ASL ROMA 1 (contratto del 13 dicembre 2007), finalizzato all'accertamento dell'indebita percezione del corrispettivo per il servizio di erogazione di acqua calda sanitaria e vapore per il periodo dal 1° luglio 2007 al 28 febbraio 2017, contestando la non corretta applicazione della tariffa, e alla conseguente ripetizione della somma; parte attorea ha quantificato tale importo in 8 milioni di euro. A seguito di nomina del CTU da parte del Giudizio, sono state avviate le operazioni peritali.

- atto di citazione del 12 aprile 2022 dalla ASL ROMA 4 (contratto del 8 giugno 2007), finalizzato all'accertamento dell'indebita percezione del corrispettivo per il servizio di erogazione di acqua calda sanitaria e vapore per il periodo dal 1° aprile 2007 al 19 febbraio 2017, contestando la non corretta applicazione della tariffa, e alla conseguente ripetizione della somma; parte attorea ha quantificato tale importo in 7,5 milioni di euro. A seguito di nomina del CTU da parte del Giudizio, sono state avviate le operazioni peritali.

In merito a quanto sopra descritto si segnala che non sono intervenuti fatti di rilievo nel corso dei primi sei mesi del 2026.

Il rischio di soccombenza è stato cautelativamente stimato come possibile, stante l'incertezza correlata ad operazioni peritali aventi ad oggetto prestazioni caratterizzate da elevato tecnicismo e concluse ormai da molti anni.

Iren Mercato S.p.A. / Azienda Sanitaria Locale Viterbo

In data 27 marzo 2025 Azienda Sanitaria Locale Viterbo ha presentato domanda di arbitrato finalizzata all'accertamento dell'indebita percezione da parte di Iren Mercato del corrispettivo per il servizio di erogazione di acqua calda sanitaria e vapore per il periodo dal 1° aprile 2007 al 19 febbraio 2017, contestando la non corretta applicazione della tariffa, e alla conseguente ripetizione della somma; la parte attorea ha quantificato tale importo in 8,9 milioni di euro. Le parti hanno nominato il proprio Arbitro, mentre non è ancora stato nominato il Presidente del Collegio Arbitrale.

In merito a quanto sopra descritto si segnala che non sono intervenuti fatti di rilievo nel corso dei primi sei mesi del 2026.

Il rischio di soccombenza è stato cautelativamente stimato come possibile, stante l'incertezza correlata ad operazioni arbitrali aventi ad oggetto prestazioni caratterizzate da elevato tecnicismo e concluse ormai da molti anni.

Richiesta risarcimento danni per malattia professionale

Si segnala che nel corso dell'esercizio 2025 è pervenuta a Iren una richiesta di risarcimento danni da parte delle eredi di un ex dipendente di AMGA, per un importo complessivo pari a circa 2 milioni di euro, connessa al decesso del medesimo per malattia professionale asseritamente riconducibile al periodo di attività lavorativa presso AMGA.

La causa è stata radicata presso il Tribunale di Reggio Emilia. Alla prima udienza del 10 ottobre 2025 il Giudice ha concesso alla parte ricorrente il termine di 40 giorni per prendere posizione sulle eccezioni preliminari sollevate da Iren e, successivamente, a quest'ultima un termine di 20 giorni per il deposito di repliche, trattenendo la causa a riserva.

A scioglimento della riserva assunta, il Giudice, con ordinanza – ritenuto che la controversia possa essere definita allo stato degli atti in relazione all'assorbente questione della legittimazione passiva di Iren – ha fissato udienza di discussione, da tenersi in modalità cartolare, originariamente per il 10 marzo 2026 e successivamente rinviata al 17 maggio 2026 per esigenze di ruolo.

Con sentenza dell'8 giugno 2026 il Tribunale di Reggio Emilia ha respinto il ricorso presentato dalle eredi dell'ex dipendente AMGA, compensando le spese di lite tra le parti. Iren provvederà, nei prossimi giorni, alla notifica della stessa in modo da far decorrere il termine breve per l'appello.

Il rischio di soccombenza, già valutato come possibile, rimane tale anche in questa fase considerando come concreta la possibilità che la controparte valuti di impugnare la sentenza di primo grado che l'ha vista soccombente.

Commessa A.Li.Sa – Azienda Ligure Sanitaria

La controllata Iren Smart Solutions, quale capogruppo mandataria di un Raggruppamento Temporaneo di Imprese al 42%, opera a supporto del sistema sanitario regionale ligure, aziende ospedaliere e strutture territoriali, assicurando la gestione operativa e tecnico amministrativa degli impianti tecnologici e delle componenti edilizie.

Nel corso dell'esecuzione del contratto, e più in generale della gestione della commessa, sono emersi dei contenziosi tra l'RTI e il cliente con riferimento al pieno rispetto delle obbligazioni assunte tra le parti. Nel mese di febbraio 2026 alcune ASL, in particolare le ASL 1, 2 e 3, nel frattempo fuse per incorporazione nell'Azienda Sanitaria Ligure (ATS) a cui fanno capo altre strutture sanitarie, hanno avviato un procedimento di contestazione inerente penali per circa 9 mln di euro. Fatture e contestazioni che hanno già visto la replica puntuale del RTI, attraverso, rispettivamente, il rigetto di ogni pretesa e le dovute controdeduzioni. Per questa ulteriore vertenza non è stato accantonato alcun fondo in quanto, la Società in accordo con il parere ricevuto dai propri legali esterni coinvolti, reputa possibile il rischio di soccombenza.

In merito a quanto sopra descritto si segnala che non sono intervenuti fatti di rilievo nel corso dei primi sei mesi del 2026.

Iren Energia S.p.A. / Engie Servizi S.p.A. e Engie Produzione S.p.A.

Engie Servizi S.p.A. e Engie Produzione S.p.A. hanno instaurato un contenzioso con Iren Energia S.p.A. in relazione all'Accordo di Collaborazione stipulato il 2 marzo 2021 per la realizzazione di Investimenti Strumentali e per l'erogazione di fornitura nel settore del Teleriscaldamento. In particolare, con l'atto di citazione Engie Servizi ed Engie Produzione chiedono l'accertamento dell'inadempimento di Iren Energia agli obblighi assunti e la conseguente condanna della stessa all'adempimento di quanto previsto a suo carico nell'Accordo di Collaborazione. Chiedono inoltre di condannare Iren al risarcimento dei danni subiti da Engie Produzione per effetto del ritardo dell'esecuzione dell'Accordo da determinarsi in relazione alla nuova data di avvio dell'esecuzione coattiva. In accoglimento dell'istanza congiunta delle parti depositata il 30 giugno 2026, l'udienza fissata al 7 luglio 2026 è stata rinviata al 10 novembre 2026.

Iren, in accordo con il parere ricevuto dai propri legali esterni coinvolti, reputa possibile, ma non probabile il rischio di soccombenza.

XII. Informativa per settori di attività

In ottemperanza a quanto previsto dall'IFRS 8, si forniscono di seguito le informazioni per aree di business, che si basano sulla struttura direzionale e sul sistema di reporting interno del Gruppo.

Per la natura dell'attività svolta dalle società del Gruppo la ripartizione per area geografica non è rilevante.

I settori di attività nei quali il Gruppo opera sono:

- Reti (Reti di distribuzione dell'energia elettrica, Reti distribuzione del gas, Servizio Idrico Integrato)
- Ambiente (Raccolta e Smaltimento rifiuti)
- Energia (Produzione Idroelettrica e da altre fonti rinnovabili, Cogenerazione elettrica e calore, Reti di Teleriscaldamento, Produzione termoelettrica, Illuminazione Pubblica, Servizi di global service, servizi di efficienza energetica)
- Mercato (Vendita energia elettrica e gas)
- Altri servizi (Laboratori, Telecomunicazioni ed 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 risultati economici relativi alle singole attività, si precisa che i ricavi ed 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 al 30 giugno 2026 comparato ai valori al 31 dicembre 2025 e i conti economici del primo semestre 2026 (fino al Risultato Operativo) per settore di attività, raffrontati ai dati del primo semestre 2025.

Si segnala che non vi sono ricavi provenienti da operazioni con un singolo cliente pari o superiori al 10% dei ricavi complessivi.

Negli schemi di analisi settoriale di seguito riportati vengono presentate le seguenti grandezze:

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.

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.

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.

Capitale immobilizzato: determinato dalla somma di Immobili, impianti e macchinari, Investimenti immobiliari, Attività immateriali a vita definita, Avviamento, Partecipazioni contabilizzate con il metodo del Patrimonio Netto e Altre partecipazioni.

Margine operativo lordo: 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.

Risultato operativo: 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.

Situazione patrimoniale riclassificata per settori di attività al 30 giugno 2026

milioni di euro

	Reti	Ambiente	Energia	Mercato	Altri servizi	Non allocabili	Totale
Capitale immobilizzato	4.085	1.699	2.423	418	21	222	8.868
Capitale circolante netto	156	159	35	(64)	3	-	289
Altre attività e passività non correnti	(625)	(263)	(239)	(63)	1	-	(1.189)
Capitale investito netto (CIN)	3.616	1.595	2.219	291	25	222	7.968
Patrimonio netto							3.692
Posizione Finanziaria netta							4.276
Mezzi propri ed indebitamento finanziario netto							7.968

Situazione patrimoniale riclassificata per settori di attività al 31 dicembre 2025

milioni di euro

	Reti	Ambiente	Energia	Mercato	Altri servizi	Non allocabili	Totale
Capitale immobilizzato	4.035	1.687	2.429	428	26	214	8.819
Capitale circolante netto	174	36	107	(79)	3	-	241
Altre attività e passività non correnti	(625)	(257)	(178)	(62)	(5)	-	(1.128)
Capitale investito netto (CIN)	3.584	1.466	2.357	287	24	214	7.932
Patrimonio netto							3.710
Posizione Finanziaria netta							4.222
Mezzi propri ed indebitamento finanziario netto							7.932

Conto Economico per settori di attività Primo Semestre 2026

milioni di euro

	Reti	Ambiente	Energia	Mercato	Altri servizi	Non allocabili	Totale
Totali ricavi e proventi	681	709	1.291	1.815	17	(1.256)	3.257
Totale costi operativi	(407)	(561)	(1.128)	(1.671)	(14)	1.256	(2.525)
Margine Operativo Lordo (EBITDA)	274	148	163	144	3	-	732
Amm.ti, acc.ti netti e svalutazioni	(124)	(115)	(93)	(80)	(2)	-	(414)
Risultato operativo (EBIT)	150	33	70	64	1	-	318

Conto Economico per settori di attività Primo Semestre 2025

milioni di euro

	Reti	Ambiente	Energia	Mercato	Altri servizi	Non allocabili	Totale
Totali ricavi e proventi	677	689	1.426	1.962	16	(1.284)	3.486
Totale costi operativi	(406)	(557)	(1.253)	(1.814)	(14)	1.284	(2.760)
Margine Operativo Lordo (EBITDA)	271	132	173	148	2	-	726
Amm.ti, acc.ti netti e svalutazioni	(121)	(110)	(91)	(77)	(1)	-	(400)
Risultato operativo (EBIT)	150	22	82	71	1	-	326

XIII. Allegati al bilancio consolidato semestrale abbreviato

ELENCO DELLE IMPRESE CONSOLIDATE INTEGRALMENTE

ELENCO DELLE IMPRESE A CONTROLLO CONGIUNTO

ELENCO DELLE IMPRESE COLLEGATE

ELENCO DELLE PARTECIPAZIONI IN ALTRE IMPRESE

DETTAGLIO RAPPORTI CON PARTI CORRELATE

RICONCILIAZIONE PROSPETTI DI BILANCIO IAS/IFRS CON I PROSPETTI DI BILANCIO RICLASSIFICATI

(Comunicazione Consob n. 6064293 del 26 luglio 2006)

RICONCILIAZIONE TRA TOTALE INDEBITAMENTO FINANZIARIO (COMUNICAZIONE ESMA DEL 4 MARZO 2021) E
INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO

ELENCO DELLE IMPRESE CONSOLIDATE INTEGRALMENTE

Società	Sede	Valuta	Capitale sociale	% possesso	Società partecipante
Iren Ambiente S.p.A.	Piacenza	Euro	63.622.002	100	Iren
Iren Energia S.p.A.	Torino	Euro	918.767.148	100	Iren
Iren Mercato S.p.A.	Genova	Euro	61.356.220	100	Iren
IRETI S.p.A.	Genova	Euro	196.832.103	100	Iren
IRETI Gas S.p.A.	Parma	Euro	120.000	100	IRETI
ACAM Acque S.p.A.	La Spezia	Euro	24.260.050	100	IRETI
ACAM Ambiente S.p.A.	La Spezia	Euro	1.000.000	100	Iren Ambiente
Acquaenna S.c.p.a.	Enna	Euro	3.000.000	50,87	IRETI
Acqui Energia S.p.A.	Alba (CN)	Euro	1.800.000	100	TLRNet
Alessandria Calore S.r.l.	Alba (CN)	Euro	1.000.000	100	TLRNet
Agrovoltaica	Torino	Euro	1.000	100	Iren Green Generation
Alfa Solutions S.p.A.	Reggio Emilia	Euro	100.000	86	Iren Smart Solutions
AMIAT S.p.A.	Torino	Euro	46.326.462	80	AMIAT V
AMIAT V. S.p.A.	Torino	Euro	1.000.000	93,06	Iren Ambiente
Ardea S.r.l.	Cuneo	Euro	500.000	100	Iren Energia
ASM Vercelli S.p.A.	Vercelli	Euro	120.812.720	59,97	IRETI
Asti Energia e Calore S.p.A.	Asti	Euro	120.000	62	Iren Energia
Atena Trading S.r.l.	Vercelli	Euro	556.000	59,97	Iren Mercato
Azienda Agricola Riofi	Terranuova Bracciolini (AR)	Euro	100.000	89,36	CSAI
Bonifica Autocisterne S.r.l.	Piacenza	Euro	595.000	51	Iren Ambiente
Bonifiche Servizi Ambientali S.r.l.	Reggio Emilia	Euro	3.000.000	100	Iren Ambiente
Bra Energia S.p.A.	Alba (CN)	Euro	200.000	80	TLRNet
Capo dell'Acqua S.r.l.	Bari	Euro	10.000	100	Iren Green Generation
Carmagnola Energia S.r.l.	Alba (CN)	Euro	200.000	100	TLRNet
CIERRE S.r.l.	Arezzo	Euro	75.000	80	Alfa Solutions
Consorzio GPO	Reggio Emilia	Euro	20.197.260	62,35	IRETI
C.R.C.M. S.r.l.	Terranuova Bracciolini (AR)	Euro	3.062.000	85,65 7,15	Valdarno Ambiente Siena Ambiente
CSAI S.p.A.	Terranuova Bracciolini (AR)	Euro	1.610.511	40,32	Iren Ambiente
Dogliani Energia S.r.l.	Cuneo	Euro	10.000	100	Iren Energia
Edis S.r.l.	Alba (CN)	Euro	277.514	100	Iren Green Generation Tech
EGEA Acque S.p.A.	Alba (CN)	Euro	1.033.000	100	IRETI
EGEA Holding S.p.A.	Alba (CN)	Euro	52.941	100	Iren
EGEA New Energy S.p.A.	Alba (CN)	Euro	2.200.000	100	Iren Energia
Ekovision S.r.l.	Prato	Euro	1.485.000	100	SEI Toscana
Formaira S.r.l.	San Damiano Macra (CN)	Euro	40.000	100	Maira

Società	Sede	Valuta	Capitale sociale	% possesso	Società partecipante
Futura S.p.A.	Grosseto	Euro	3.660.955	80	Iren Ambiente
				20	Sei Toscana
I. Blu S.r.l.	Tavagnacco (UD)	Euro	9.001.000	80	Iren Ambiente
Iren Acqua Piacenza S.r.l.	Piacenza	Euro	3.000.000	100	IRETI
Iren Acqua Reggio S.r.l.	Reggio Emilia	Euro	5.000.000	100	IRETI
Iren Acqua Tigullio S.p.A.	Chiavari (GE)	Euro	979.000	66,55	IRETI
Iren Ambiente Parma S.r.l.	Parma	Euro	4.000.000	100	Iren Ambiente
Iren Ambiente Piacenza S.r.l.	Piacenza	Euro	4.000.000	100	Iren Ambiente
Iren Green Generation S.r.l.	Torino	Euro	10.000	100	Iren Energia
Iren Green Generation Tech S.r.l.	Torino	Euro	80.200	100	Iren Green Generation
Iren Laboratori S.p.A.	Genova	Euro	2.000.000	90,89	IRETI
Iren Smart Solutions S.p.A.	Reggio Emilia	Euro	2.596.721	60	Iren Energia
				20	Iren Ambiente
				20	Iren Mercato
Limes 1 S.r.l.	Torino	Euro	20.408	51	Iren Green Generation
Limes 2 S.r.l.	Torino	Euro	20.408	51	Iren Green Generation
Limes 20 S.r.l.	Torino	Euro	10.000	100	Iren Green Generation
Maira S.p.A.	San Damiano Macra (CN)	Euro	596.442	82	Iren Energia
Manduriambiente S.p.A.	Manduria (TA)	Euro	4.111.820	95,289	Iren Ambiente
Monferrato Energia S.p.A.	Alba (CN)	Euro	400.000	90	TLRNet
Nord Ovest Servizi S.p.A.	Torino	Euro	7.800.000	45	IRETI
				30	Amiat
Olmo Bruno S.r.l.	Alba (CN)	Euro	20.000	100	Iren Ambiente
ReCos S.p.A.	La Spezia	Euro	1.000.000	99,51	Iren Ambiente
Reti Metano Territorio S.r.l.	Alba (CN)	Euro	20.200.000	100	IRETI Gas
Rigenera Materiali S.r.l.	Genova	Euro	3.000.000	100	Iren Ambiente
Salerno Energia Vendite S.p.A.	Salerno	Euro	3.312.060	50	Iren Mercato
San Germano S.p.A.	Torino	Euro	1.425.000	100	Iren Ambiente
Scarlino Energia S.p.A.	Scarlino (GR)	Euro	1.000.000	100	Iren Ambiente
SEI Toscana S.r.l.	Siena	Euro	45.388.913	41,78	Iren Ambiente
				16,37	Valdarno Ambiente
				20,62	Siena Ambiente
				0,2	C.R.C.M.
Semia Green S.r.l.	Siena	Euro	3.300.000	50,909	Iren Ambiente
				49,091	Siena Ambiente
S.E.P. S.p.A.	Alba (CN)	Euro	200.000	100	TLRNet
Siena Ambiente S.p.A.	Siena	Euro	2.866.575	40	Iren Ambiente
SISEA S.r.l.	Sommariva del bosco (CN)	Euro	750.000	51	Iren Ambiente
Tecnoedil lavori S.r.l.	Alba (CN)	Euro	410.000	100	EGEA Acque

Società	Sede	Valuta	Capitale sociale	% possesso	Società partecipante
Telenergia S.r.l.	Alessandria	Euro	3.700.000	97,08	TLRNet
				0,22	EGEA Holding
Territorio e Risorse S.r.l.	Torino	Euro	2.510.000	65	Iren Ambiente
				35	ASM Vercelli
TLRNet S.r.l.	Alba (CN)	Euro	1.000.000	100	Iren Energia
TRM S.p.A.	Torino	Euro	86.794.220	80	Iren Ambiente
Uniproject S.r.l.	Maltignano (AP)	Euro	91.800	100	Iren Ambiente
Valbormida Energia S.p.A.	Alba (CN)	Euro	800.000	60	TLRNet
Valdarno Ambiente S.r.l.	Terranuova Bracciolini (AR)		22.953.770	56,016	Iren Ambiente
				43,984	CSAI
Valle Dora Energia S.r.l.	Torino	Euro	537.582	74,5	Iren Energia

ELENCO DELLE IMPRESE A CONTROLLO CONGIUNTO

Società	Sede	Valuta	Capitale sociale	% possesso	Società partecipante
Acque Potabili S.p.A. (1)	Torino	Euro	7.633.096	47,546	IRETI
Acqui Rete Gas S.r.l.	Alba (CN)	Euro	10.000	50	Reti Metano Territorio
Enerbrain S.r.l.	Torino	Euro	50.000	49,69	Iren Smart Solutions
Vaserie Energia S.r.l.	Siena	Euro	10.000	69	Siena Ambiente

ELENCO DELLE IMPRESE COLLEGATE

Società	Sede	Valuta	Capitale sociale	% possesso	Società partecipante
A2A Alfa S.r.l. (1)	Milano	Euro	100.000	30	Iren Mercato
Acos S.p.A.	Novi Ligure	Euro	17.075.864	25	IRETI
Acos Energia S.p.A.	Novi Ligure	Euro	150.000	25	Iren Mercato
Agrinord Energia S.r.l.	Alba (CN)	Euro	50.000	40	EGEA New Energy
Aguas de San Pedro S.A. de C.V.	S.Pedro Sula (Honduras)	Lempiras	159.900	39,34	IRETI
Aiga S.p.A. (1)	Ventimiglia	Euro	104.000	49	IRETI
Amat S.p.A. (1)	Imperia	Euro	5.435.372	48	IRETI
Arca S.r.l.	Reggio Emilia	Euro	100.000	40	IRETI
Arienes S.c.a.r.l.	Reggio Emilia	Euro	50.000	42	Iren Smart Solutions
ASA S.p.A.	Livorno	Euro	28.613.406	40	IRETI
ASA S.c.p.a.	Castel Maggiore (BO)	Euro	1.820.000	49	Iren Ambiente
Astea S.p.A.	Recanati (MC)	Euro	76.115.676	21,32	Consorzio GPO
Asti Servizi Pubblici S.p.A.	Asti	Euro	7.540.270	45	Nord Ovest Servizi
Barricalla S.p.A.	Torino	Euro	2.066.000	35	Iren Ambiente
BI Energia S.r.l.	Reggio Emilia	Euro	100.000	47,5	Iren Energia
Calore Verde S.r.l.	Ormea (CN)	Euro	30.000	20,81	TLRNet
Centro Corsi S.r.l.	Reggio Emilia	Euro	12.000	33	Alfa Solutions
CSA S.p.A. (1)	Terranuova Bracciolini (AR)	Euro	1.369.502	47,97	Iren Ambiente
EGUA S.r.l.	Cogorno (GE)	Euro	119.000	49	IRETI
Etambiente S.p.A.	Firenze	Euro	2.300.000	33,91	Iren Ambiente
Fata Morgana S.p.A. (2)	Reggio Calabria	Euro	2.225.694	25	IRETI
Fin Gas S.r.l.	Milano	Euro	10.000	50	Iren Mercato
Fratello Sole Energie Solidali Impresa Sociale S.r.l.	Genova	Euro	350.000	40	Iren Energia
G.A.I.A. S.p.A.	Asti	Euro	5.539.700	45	Iren Ambiente
Iniziative Ambientali S.r.l.	Novellara (RE)	Euro	100.000	40	Iren Ambiente
OMI Rinnovabili S.c.a.r.l.	Reggio Emilia	Euro	10.000	40,15	Alfa Solutions
Piana Ambiente S.p.A. (2)	Gioia Tauro	Euro	1.719.322	25	IRETI
Rimateria S.p.A. (3)	Piombino (LI)	Euro	4.589.273	30	Iren Ambiente
Seta S.p.A.	Torino	Euro	12.378.237	48,85	Iren Ambiente
Sistema Ambiente S.p.A.	Lucca	Euro	2.487.657	36,56	Iren Ambiente
STU Reggiane S.p.A.	Reggio Emilia	Euro	16.770.080	30	Iren Smart Solutions
3A S.c.a.r.l.	Alba (CN)	Euro	10.000	40	Tecnoedil Lavori
Tanaro Servizi Acque S.r.l.	Alba (CN)	euro	100.000	48,62	Egea Acque
Tirana Acque S.c. a r.l. (1)	Genova	Euro	95.000	50	IRETI
Valenza Rete Gas S.p.A.	Valenza (AL)	Euro	200.000	50	Reti Metano Territorio

ELENCO DELLE PARTECIPAZIONI IN ALTRE IMPRESE

Società	Sede	Valuta	Capitale sociale	% possesso	Società partecipante
Acque Potabili Siciliane S.p.A. (3)	Palermo	Euro	5.000.000	9,83	IRETI
Aeroporto di Reggio Emilia S.p.A.	Reggio Emilia	Euro	2.177.871	0,11	Alfa Solutions
AISA S.p.A. (1)	Arezzo	Euro	3.867.640	3	Iren Ambiente
AISA Impianti S.p.A.	Arezzo	Euro	6.650.000	3	Iren Ambiente
ACQUEDUEO S.c.a.r.l.	Biella	Euro	40.000	20	ASM Vercelli
ATLAS AI VB Fund I	Milano				Iren
Aurora S.r.l.	S. Martino in Rio (RE)	Euro	514.176	0,1	Alfa Solutions
Autostrade Centro Padane S.p.A.	Cremona	Euro	30.000.000	1,46	IRETI
CCC-Consortio cooperative costruzioni	Bologna	Euro	15.637.899	0,06	Bonifiche Servizi Ambientali
CIDIU Servizi S.p.A.	Collegno (TO)	Euro	10.000.000	17,9	Amiat
Consortio CIM 4.0 s.c.a.r.l.	Torino	Euro	232.000	4,3	Iren
Consortio Topix	Torino	Euro	1.600.000	0,3	Iren Energia
C.R.P.A. S.p.A.	Reggio Emilia	Euro	2.201.350	2,27	IRETI
EGEA S.p.A.	Alba (CN)	Euro	58.167.200	0,47	SEI Toscana
Environment Park S.p.A.	Torino	Euro	11.406.780	3,39	Iren Energia
				7,41	AMIAT
GAL Langhe Roero S.c.a.r.l.	Bossolasco (CN)	Euro	23.000	0,43	Egea Acque
L.E.A.P. S.c. a r.l.	Piacenza	Euro	263.721	14,21	Iren Ambiente
MiTo Tech Ventures SLP SICAV-RAIF	Lussemburgo	Euro			Iren
Parma Servizi Integrati S.c. a r.l.	Parma	Euro	20.000	11	Iren Smart Solutions
Restart	Ascoli Piceno	Euro	13.685.586	0,07	Uniproject
Serchio Verde Ambiente S.p.a. (1)	Castelnuovo di Garfagnana (LU)	Euro	1.128.950	5,93	Iren Ambiente
Società di Biotecnologie S.p.A.	Torino	Euro	50.000	2,93	Iren Smart Solutions
Tech4Planet	Roma	Euro	354.735	8,93	Iren
T.I.C.A.S.S. S.c. a r.l.	Genova	Euro	136.000	2,94	IRETI

(1) Società in liquidazione

(2) Società in liquidazione classificata nelle attività destinate a cessare

(3) Società in fallimento

DETTAGLIO RAPPORTI CON PARTI CORRELATE

	Crediti Commerciali	Crediti Finanziari	Crediti di altra natura	Debiti Commerciali	Debiti Finanziari
SOCI PARTI CORRELATE					
Comune Genova	2.814	-	-	5.690	-
Comune Parma	8.658	-	415	632	-
Comune Piacenza	770	-	-	1.825	-
Comune Reggio Emilia	1.620	-	540	726	-
Comune Torino	69.771	35.017	83	409	5.722
Finanziaria Sviluppo Utilities	-	-	41	-	-
JOINT VENTURES					
Acque Potabili	84	-	-	(2)	-
Acqui Rete Gas	44	2.143	-	(18)	-
Enerbrain	-	1.154	-	105	-
Vaserie Energia	-	-	-	-	-
SOCIETA' COLLEGATE					
3A	9	-	-	-	-
ACOS	7	4.691	-	-	-
ACOS Energia	1	-	-	-	-
Agrinord Energia	17	633	-	-	-
Aguas de San Pedro	-	787	-	-	-
AIGA	340	-	-	-	-
AMAT	1	-	-	-	-
ARCA	15.794	-	-	149	-
Arienes	33.937	-	-	20.642	577
ASA	138	-	-	-	-
ASA Livorno	822	-	12	(7)	-
ASTEA	4	-	-	1	-
Asti Servizi Pubblici	221	382	-	117	-
Barricalla	2.229	1.015	-	346	-
BI Energia	-	1.232	-	-	-
Calore Verde	2	-	-	-	-
Centro Corsi	-	30	-	-	-
EGUA	454	244	-	10	-
Etambiente	24	-	-	4.142	-
Fingas	-	175	-	-	-
Fratello Sole Energie Solidali	681	-	-	-	-
GAIA	848	90	5.133	2.205	-
Omi Rinnovabili	-	-	-	-	-
Piana Ambiente in liquidazione	70	-	-	-	-
SETA	4.723	-	-	340	-
Sistema Ambiente	86	259	-	-	-
STU Reggiane	107	-	-	-	-
Valenza Rete Gas	66	128	-	(13)	-
ALTRE PARTI CORRELATE					
Controllate Comune di Torino	568	-	35	531	-
Controllate Comune di Genova	1.249	-	13	3.210	-
Controllate Comune di Parma	1.054	-	237	1.514	-
Controllate Comune di Piacenza	281	-	-	672	-
Controllate Comune di Reggio Emilia	2.858	-	88	2.960	-
Altre	-	-	-	-	-
TOTALE	150.352	47.980	6.597	46.186	6.299

migliaia di euro

	Debiti di altra natura	Ricavi e proventi	Costi e altri oneri	Proventi finanziari	Oneri finanziari
SOCI PARTI CORRELATE					
Comune Genova	-	1.212	3.798	-	-
Comune Parma	-	292	769	-	1
Comune Piacenza	-	239	641	-	-
Comune Reggio Emilia	-	129	825	-	-
Comune Torino	-	126.558	4.672	215	-
Finanziaria Sviluppo Utilities	-	-	-	-	-
JOINT VENTURES					
Acque Potabili	-	30	-	-	-
Acqui Rete Gas	-	20	23	43	-
Enerbrain	-	(35)	230	-	-
Vaserie Energia	-	3	-	-	-
SOCIETA' COLLEGATE					
3A	-	6	-	-	-
ACOS	-	34	-	-	-
ACOS Energia	-	3	-	-	-
Agrinord Energia	-	27	-	16	-
Aguas de San Pedro	-	-	-	-	-
AIGA	(84)	-	37	-	-
AMAT	-	-	-	-	-
ARCA	376	46.811	957	110	-
Arienes	-	212	-	-	-
ASA	-	147	1	-	-
ASA Livorno	(15)	628	99	6	-
ASTEA	-	4	24	-	-
Asti Servizi Pubblici	-	1.000	81	-	-
Barricalla	-	1.989	532	-	-
BI Energia	-	-	-	-	-
Calore Verde	-	-	-	-	-
Centro Corsi	-	4	63	-	-
EGUA	-	135	10	-	-
Etambiente	-	30	7.176	-	-
Fingas	-	-	-	4	-
Fratello Sole Energie Solidali	-	(9)	-	-	-
GAIA	-	1.419	3.176	-	-
Omi Rinnovabili	-	-	83	-	-
Piana Ambiente in liquidazione	-	-	-	-	-
SETA	-	6.493	436	-	-
Sistema Ambiente	-	95	-	-	-
STU Reggiane	-	72	-	-	-
Valenza Rete Gas	-	42	35	3	-
ALTRE PARTI CORRELATE					
Controllate Comune di Torino	4	2.166	1.333	1	3
Controllate Comune di Genova	65	3.110	1.491	7	7
Controllate Comune di Parma	-	1.143	1.629	-	-
Controllate Comune di Piacenza	-	416	672	-	-
Controllate Comune di Reggio Emilia	-	3.377	2.345	-	-
Altre	-	-	-	-	-
TOTALE	346	197.802	31.138	405	11

RICONCILIAZIONE PROSPETTI DI BILANCIO IAS/IFRS CON I PROSPETTI DI BILANCIO RICLASSIFICATI (Comunicazione Consob n. 6064293 del 26 luglio 2006)

migliaia di euro

SP IAS/IFRS		SP RICLASSIFICATO	
Immobili impianti e macchinari	4.595.714	Immobili impianti e macchinari	4.595.714
Investimenti immobiliari	2.855	Investimenti immobiliari	2.855
Attività immateriali a vita definita	3.775.064	Attività immateriali a vita definita	3.775.064
Avviamento	272.464	Avviamento	272.464
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	210.168	Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	210.168
Altre partecipazioni	11.401	Altre partecipazioni	11.401
Totale (A)	8.867.666	Attivo Immobilizzato (A)	8.867.666
Altre attività non correnti	101.381	Altre attività non correnti	101.381
Debiti vari e altre passività non correnti	(889.724)	Debiti vari e altre passività non correnti	(889.724)
		+ Fair value passivo derivati commodity	855
Totale (B)	(788.343)	Altre attività (Passività) non correnti (B)	(787.488)
Rimanenze	82.919	Rimanenze	82.919
Attività derivanti da contratti con i clienti non correnti	463.105	Attività derivanti da contratti con i clienti non correnti	463.105
Attività derivanti da contratti con i clienti correnti	41.838	Attività derivanti da contratti con i clienti correnti	41.838
Crediti commerciali non correnti	37.512	Crediti commerciali non correnti	37.512
Crediti commerciali	1.263.523	Crediti commerciali	1.263.523
Crediti per imposte correnti	15.220	Crediti per imposte correnti	15.220
Crediti vari e altre attività correnti	334.300	Crediti vari e altre attività correnti	334.300
Debiti commerciali	(1.482.307)	Debiti commerciali	(1.482.307)
Passività derivanti da contratti con i clienti	(1.307)	Passività derivanti da contratti con i clienti	(1.307)
Debiti vari e altre passività correnti	(407.697)	Debiti vari e altre passività correnti	(407.697)
Debiti per imposte correnti	(44.612)	Debiti per imposte correnti	(44.612)
		+ Fair value passivo derivati commodity	(5.714)
		+ Oneri compensazioni ambientali	(7.764)
Totale (C)	302.494	Capitale circolante netto (C)	289.016
Attività per imposte anticipate	400.760	Attività per imposte anticipate	400.760
Passività per imposte differite	(99.355)	Passività per imposte differite	(99.355)
Totale (D)	301.405	Attività (Passività) per imposte differite (D)	301.405
Benefici ai dipendenti	(76.759)	Benefici ai dipendenti	(76.759)
Fondi per rischi ed oneri	(323.813)	Fondi per rischi ed oneri	(323.813)
Fondi per rischi ed oneri quota corrente	(401.524)	Fondi per rischi ed oneri quota corrente	(401.524)
		- Oneri compensazioni ambientali	7.764
Totale (E)	(802.096)	Fondi e Benefici ai dipendenti (E)	(794.332)
Attività destinate ad essere cedute	109.528	Attività destinate ad essere cedute	109.528
Passività correlate ad attività destinate ad essere cedute	(18.257)	Passività correlate ad attività destinate ad essere cedute	(18.257)
Totale (F)	91.271	Attività (Passività) destinate a essere cedute (F)	91.271
		Capitale investito netto (G=A+B+C+D+E+F)	7.967.538
Patrimonio Netto (H)	3.691.597	Patrimonio Netto (H)	3.691.597
Attività finanziarie non correnti	(142.163)	Attività finanziarie non correnti	(142.163)
Passività finanziarie non correnti	4.589.726	Passività finanziarie non correnti	4.589.726
		- Fair value attivo derivati commodity	855
Totale (I)	4.447.563	Indeb. finanziario a medio e lungo termine (I)	4.448.418
Attività finanziarie correnti	(52.157)	Attività finanziarie correnti	(52.157)
Cassa e altre disponibilità liquide equivalenti	(305.650)	Cassa e altre disponibilità liquide equivalenti	(305.650)
Passività finanziarie correnti	191.044	Passività finanziarie correnti	191.044
		- Fair value attivo derivati commodity	(5.714)
Totale (L)	(166.763)	Indeb. finanziario a breve termine (L)	(172.477)
		Indebitamento finanziario netto (M=I+L)	4.275.941
		Mezzi propri e indeb. finanziario netto (H+M)	7.967.538

RICONCILIAZIONE TRA TOTALE INDEBITAMENTO FINANZIARIO (COMUNICAZIONE ESMA DEL 4 MARZO 2021) E INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO

migliaia di euro

	30/06/2026	31/12/2025
A. Disponibilità liquide	(305.650)	(205.765)
B. Mezzi equivalenti a disponibilità liquide	-	-
C. Altre attività finanziarie correnti	(3.475)	(2.683)
D. Liquidità (A) + (B) + (C)	(309.125)	(208.448)
E. Debito finanziario corrente (inclusi gli strumenti di debito, ma esclusa la parte corrente del debito finanziario non corrente)	107.433	49.589
F. Parte corrente del debito finanziario non corrente	62.304	69.348
G. Indebitamento finanziario corrente (E + F)	169.737	118.937
H. Indebitamento finanziario corrente netto (G - D)	(139.388)	(89.511)
I. Debito finanziario non corrente (esclusi la parte corrente e gli strumenti di debito)	1.588.024	1.492.303
J. Strumenti di debito	3.000.817	2.998.177
K. Debiti commerciali e altri debiti non correnti	-	-
L. Indebitamento finanziario non corrente (I + J + K)	4.588.841	4.490.480
M. Totale indebitamento finanziario (H + L)	4.449.453	4.400.969
(-) C. Altre attività finanziarie correnti	3.475	2.683
(+) Attività finanziarie non correnti (voce prospetto situazione patrimoniale-finanziaria)	(140.423)	(148.393)
(+) Attività finanziarie correnti (voce prospetto situazione patrimoniale-finanziaria al netto del fair value derivati commodity)	(36.564)	(33.515)
Indebitamento finanziario netto	4.275.941	4.221.744

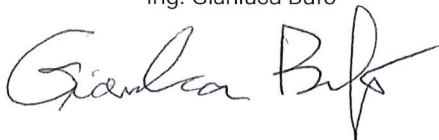
Attestazione del bilancio semestrale abbreviato ai sensi dell'art. 154-bis del D.Lgs. 58/1998

1. I sottoscritti Gianluca Bufo, Amministratore Delegato, e Giovanni Gazza, Dirigente Preposto alla redazione dei documenti contabili societari di IREN S.p.A., attestano, tenuto anche conto di quanto previsto dall'art. 154-bis, commi 3 e 4, del decreto legislativo 24 febbraio 1998, n. 58:
 - l'adeguatezza in relazione alle caratteristiche dell'impresa e
 - l'effettiva applicazione delle procedure amministrative e contabili per la formazione del bilancio semestrale abbreviato nel corso del primo semestre 2026.
2. Si attesta, inoltre, che:
 - 2.1 il bilancio semestrale abbreviato:
 - a) è redatto in conformità ai principi contabili internazionali applicabili riconosciuti nella Comunità europea ai sensi del regolamento (CE) n. 1606/2002 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 19 luglio 2002;
 - b) corrisponde alle risultanze dei libri e delle scritture contabili;
 - c) è idoneo a fornire una rappresentazione veritiera e corretta della situazione patrimoniale, economica e finanziaria dell'emittente e dell'insieme delle imprese incluse nel consolidamento.
 - 2.2 la relazione intermedia sulla gestione comprende un'analisi attendibile dei riferimenti agli eventi importanti che si sono verificati nei primi sei mesi dell'esercizio e alla loro incidenza sul bilancio consolidato semestrale abbreviato, unitamente ad una descrizione dei principali rischi e incertezze per i sei mesi restanti dell'esercizio. La relazione intermedia sulla gestione comprende, altresì, un'analisi attendibile delle informazioni sulle operazioni rilevanti con parti correlate.

30 luglio 2026

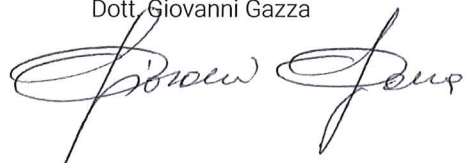
L'Amministratore Delegato

Ing. Gianluca Bufo



Il Dirigente Preposto L. 262/05

Dott. Giovanni Gazza





Gruppo Iren

Bilancio consolidato semestrale abbreviato al 30 giugno 2026

(con relativa relazione della società di revisione)

KPMG S.p.A.

31 luglio 2026



KPMG S.p.A.
Revisione e organizzazione contabile
Corso Vittorio Emanuele II, 48
10123 TORINO TO
Telefono +39 011 83951
Email it-fmauditaly@kpmg.it
PEC kpmgspa@pec.kpmg.it

Relazione di revisione contabile limitata sul bilancio consolidato semestrale abbreviato

*Agli Azionisti della
Iren S.p.A.*

Introduzione

Abbiamo svolto la revisione contabile limitata dell'allegato bilancio consolidato semestrale abbreviato, costituito dai prospetti della situazione patrimoniale-finanziaria, di conto economico e delle altre componenti di conto economico complessivo, delle variazioni delle voci di patrimonio netto, dal rendiconto finanziario e dalle relative note illustrative, del Gruppo Iren al 30 giugno 2026.

Gli Amministratori sono responsabili per la redazione del bilancio consolidato semestrale abbreviato in conformità al principio contabile internazionale applicabile per l'informativa finanziaria infrannuale (IAS 34) emanato dall'International Accounting Standards Board e adottato dall'Unione Europea. E' nostra la responsabilità di esprimere una conclusione sul bilancio consolidato semestrale abbreviato sulla base della revisione contabile limitata svolta.

Portata della revisione contabile limitata

Il nostro lavoro è stato svolto secondo i criteri per la revisione contabile limitata raccomandati dalla Consob con Delibera n. 10867 del 31 luglio 1997. La revisione contabile limitata del bilancio consolidato semestrale abbreviato consiste nell'effettuare colloqui, prevalentemente con il personale della società responsabile degli aspetti finanziari e contabili, analisi di bilancio ed altre procedure di revisione contabile limitata. La portata di una revisione contabile limitata è sostanzialmente inferiore rispetto a quella di una revisione contabile completa svolta in conformità ai principi di revisione internazionali (ISA Italia) e, conseguentemente, non ci consente di avere la sicurezza di essere venuti a conoscenza di tutti i fatti significativi che potrebbero essere identificati con lo svolgimento di una revisione contabile completa. Pertanto, non esprimiamo un giudizio sul bilancio consolidato semestrale abbreviato.



Gruppo Iren

*Relazione di revisione contabile limitata sul bilancio consolidato semestrale abbreviato
30 giugno 2026*

Conclusioni

Sulla base della revisione contabile limitata svolta, non sono pervenuti alla nostra attenzione elementi che ci facciano ritenere che il bilancio consolidato semestrale abbreviato del Gruppo Iren al 30 giugno 2026 non sia stato redatto, in tutti gli aspetti significativi, in conformità al principio contabile internazionale applicabile per l'informativa finanziaria infrannuale (IAS 34) emanato dall'International Accounting Standards Board e adottato dall'Unione Europea.

Torino, 31 luglio 2026

KPMG S.p.A.

A handwritten signature in blue ink, appearing to read 'Fabio Monti'.

Fabio Monti
Socio



Iren S.p.A.
Via Nubi di Magellano, 30
42123 Reggio Emilia - Italy
www.gruppoiren.it