

# Relazione Finanziaria Semestrale

al 30 giugno 2019





## Sommario

Cariche sociali .....	2
Azionariato .....	3
Missione e Visione del Gruppo Iren.....	4
Il Gruppo Iren in cifre: Highlights Primo semestre 2019 .....	6
L'assetto societario del Gruppo Iren.....	8
Informazioni sul titolo Iren nel Primo semestre 2019 .....	12
<b>RELAZIONE SULLA GESTIONE AL 30 GIUGNO 2019 .....</b>	<b>15</b>
Scenario di mercato.....	16
Fatti di rilievo del periodo.....	24
Situazione economica, patrimoniale e finanziaria del Gruppo Iren .....	28
Analisi per settori di attività .....	35
Fatti di rilievo intervenuti dopo la chiusura del periodo ed evoluzione prevedibile della gestione .....	44
Gestione finanziaria .....	46
Rischi e incertezze .....	48
Rapporti con parti correlate .....	52
Quadro normativo .....	53
Personale .....	74
Ricerca e Sviluppo.....	75
<b>BILANCIO SEMESTRALE ABBREVIATO CONSOLIDATO E NOTE ILLUSTRATIVE AL 30 GIUGNO 2019 .....</b>	<b>87</b>
Prospetto della situazione patrimoniale-finanziaria.....	88
Prospetto di conto economico .....	90
Prospetto delle altre componenti di conto economico complessivo .....	91
Prospetto delle variazioni nelle voci di patrimonio netto .....	92
Rendiconto finanziario.....	94
Note illustrative .....	95
I.    Contenuto e forma del bilancio semestrale abbreviato consolidato .....	96
II.   Principi di consolidamento .....	102
III.  Area di consolidamento .....	103
IV.  Gestione dei rischi finanziari del Gruppo .....	105
V.   Informativa sui rapporti con parti correlate.....	111
VI.  Altre informazioni.....	113
VII.  Informazioni sulla situazione patrimoniale-finanziaria .....	114
VIII. Informazioni sul conto economico .....	141
IX.  Garanzie e passività potenziali .....	149
X.   Informativa per settori di attività.....	150
XI.  Allegati al bilancio semestrale abbreviato consolidato.....	153
Attestazione del bilancio semestrale abbreviato ai sensi dell'art. 154-bis del D.Lgs. 58/1998.....	160
Relazione di revisione contabile limitata sul bilancio semestrale abbreviato consolidato .....	161

# CARICHE SOCIALI

## Consiglio Amministrazione <sup>(1)</sup>

Presidente	Renato Boero <sup>(2)</sup>
Vice Presidente	Moris Ferretti <sup>(3)</sup>
Amministratore Delegato	Massimiliano Bianco <sup>(4)</sup>
Consiglieri	Sonia Maria Margherita Cantoni <sup>(5)</sup>
	Enrica Maria Ghia <sup>(6)</sup>
	Pietro Paolo Giampellegrini <sup>(7)</sup>
	Alessandro Giglio <sup>(8)</sup>
	Francesca Grasselli <sup>(9)</sup>
	Maurizio Irrera <sup>(10)</sup>
	Cristiano Lavaggi <sup>(11)</sup>
	Ginevra Virginia Lombardi <sup>(12)</sup>
	Giacomo Malmesi <sup>(13)</sup>
	Gianluca Micconi
	Tiziana Merlino
	Licia Soncini <sup>(14)</sup>

## Collegio Sindacale <sup>(15)</sup>

Presidente	Michele Rutigliano
Sindaci effettivi	Cristina Chiantia
	Simone Caprari
Sindaci supplenti	Donatella Busso
	Marco Rossi

## Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili e societari

Massimo Levrino

## Società di Revisione

PricewaterhouseCoopers S.p.A. <sup>(16)</sup>

---

<sup>(1)</sup> Nominato dall'Assemblea dei Soci del 22 maggio 2019 per il triennio 2019-2020-2021.

<sup>(2)</sup> Nominato Presidente dall'Assemblea dei Soci del 22 maggio 2019.

<sup>(3)</sup> Nominato Vice Presidente nel corso della seduta del Consiglio di Amministrazione del 22 maggio 2019.

<sup>(4)</sup> Nominato Amministratore Delegato nel corso della seduta del Consiglio di Amministrazione del 22 maggio 2019.

<sup>(5)</sup> Componente del Comitato Controllo, Rischi e Sostenibilità, nominata in data 22 maggio 2019.

<sup>(6)</sup> Componente del Comitato Controllo, Rischi e Sostenibilità, nominata in data 22 maggio 2019.

<sup>(7)</sup> Componente del Comitato per la Remunerazione e le Nomine, nominato in data 22 maggio 2019. L'avv. Giampellegrini è stato altresì nominato Presidente del Comitato per la Remunerazione e le Nomine nel corso della seduta del Consiglio di Amministrazione tenutasi in data 30 maggio 2019.

<sup>(8)</sup> Componente del Comitato per le Operazioni con Parti Correlate, nominato in data 22 maggio 2019.

<sup>(9)</sup> Componente del Comitato per le Operazioni con Parti Correlate dal 22 maggio al 30 maggio 2019 e componente del Comitato per la Remunerazione e le Nomine dal 30 maggio 2019.

<sup>(10)</sup> Componente del Comitato per la Remunerazione e le Nomine, nominato in data 22 maggio 2019.

<sup>(11)</sup> Componente del Comitato per la Remunerazione e le Nomine dal 22 maggio al 30 maggio 2019 e componente del Comitato Controllo, Rischi e Sostenibilità dal 30 maggio 2019.

<sup>(12)</sup> Componente del Comitato per le Operazioni con Parti Correlate, nominata in data 30 maggio 2019.

<sup>(13)</sup> Componente del Comitato Controllo, Rischi e Sostenibilità, nominato in data 22 maggio 2019 e componente del Comitato per le Operazioni con Parti Correlate, nominato in data 30 maggio 2019. L'avv. Malmesi è stato altresì nominato Presidente del Comitato Controllo, Rischi e Sostenibilità nel corso della seduta del Consiglio di Amministrazione tenutasi in data 30 maggio 2019.

<sup>(14)</sup> Componente del Comitato per le Operazioni con Parti Correlate, nominata in data 22 maggio 2019. La dott.ssa Soncini è stata altresì nominata Presidente del Comitato per le Operazioni con Parti Correlate nel corso della seduta totalitaria del Comitato tenutasi in data 29 maggio 2019.

<sup>(15)</sup> Nominato dall'Assemblea dei Soci del 19 aprile 2018 per il triennio 2018-2019-2020.

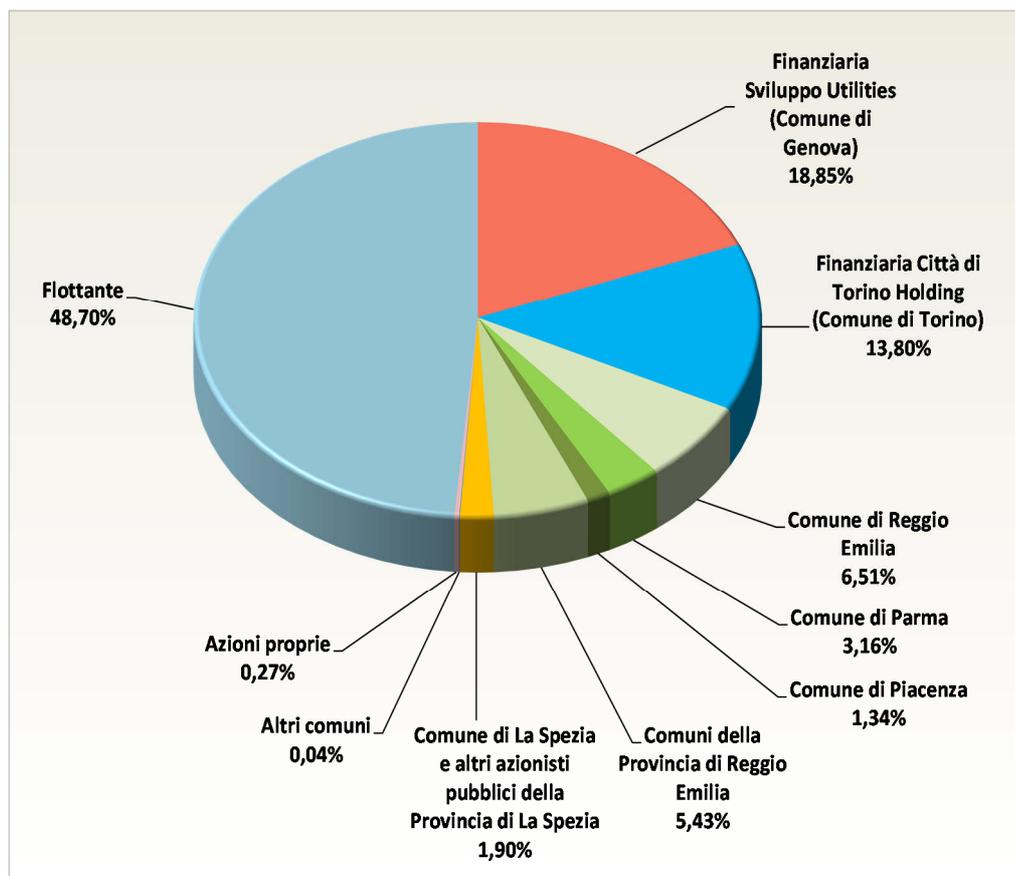
<sup>(16)</sup> Nominata dall'Assemblea dei Soci del 14 maggio 2012 per il novennio 2012-2020.

## 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.

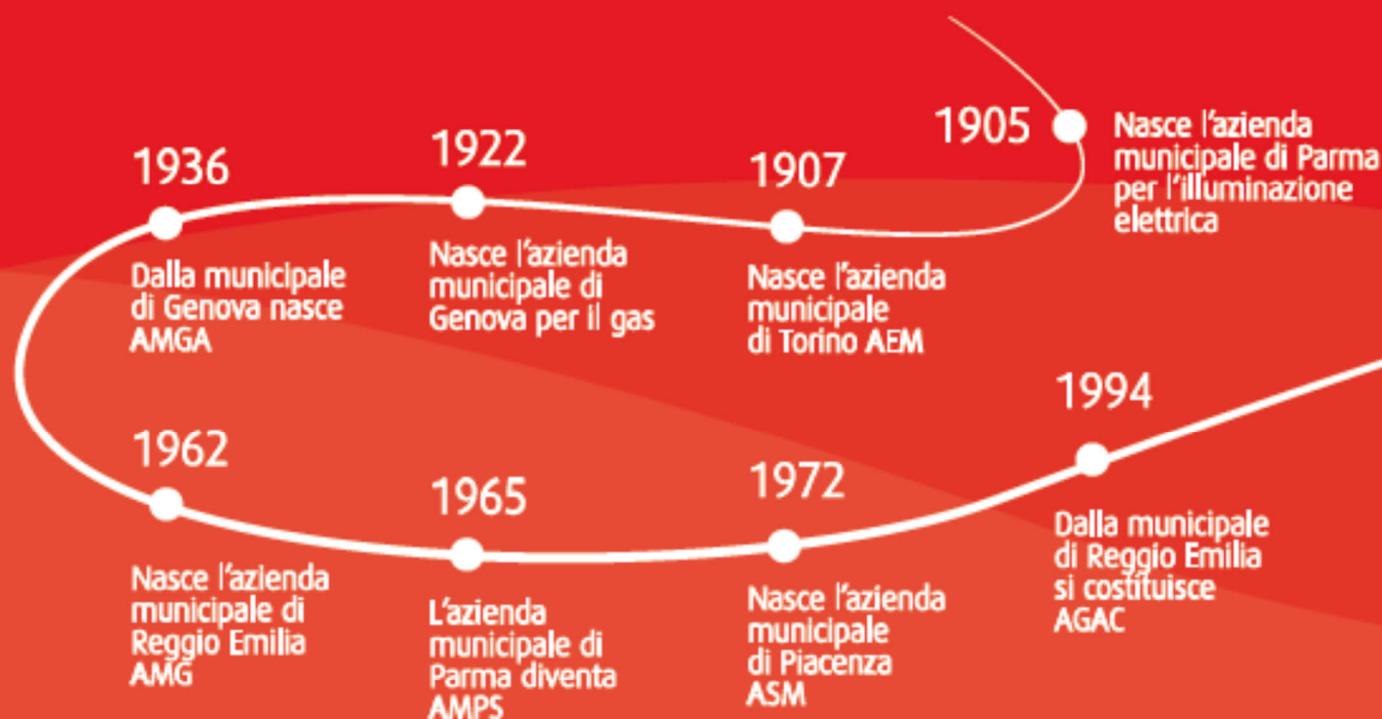
Si segnala che, conformemente al programma di acquisto deliberato dall'Assemblea degli Azionisti del 5 aprile 2019, a partire dal 14 maggio Iren S.p.A. ha acquisito 3.567.507 azioni proprie, pari allo 0,27% del Capitale Sociale. Per maggiori informazioni in merito si rinvia a quanto riportato nel capitolo "Fatti di rilievo del periodo".

Al 30 giugno 2019, sulla base delle informazioni disponibili alla società, l'azionariato Iren è di seguito rappresentato.



Al 30 giugno 2019 non sono presenti soci privati detentori di una quota superiore al 3% del capitale sociale.

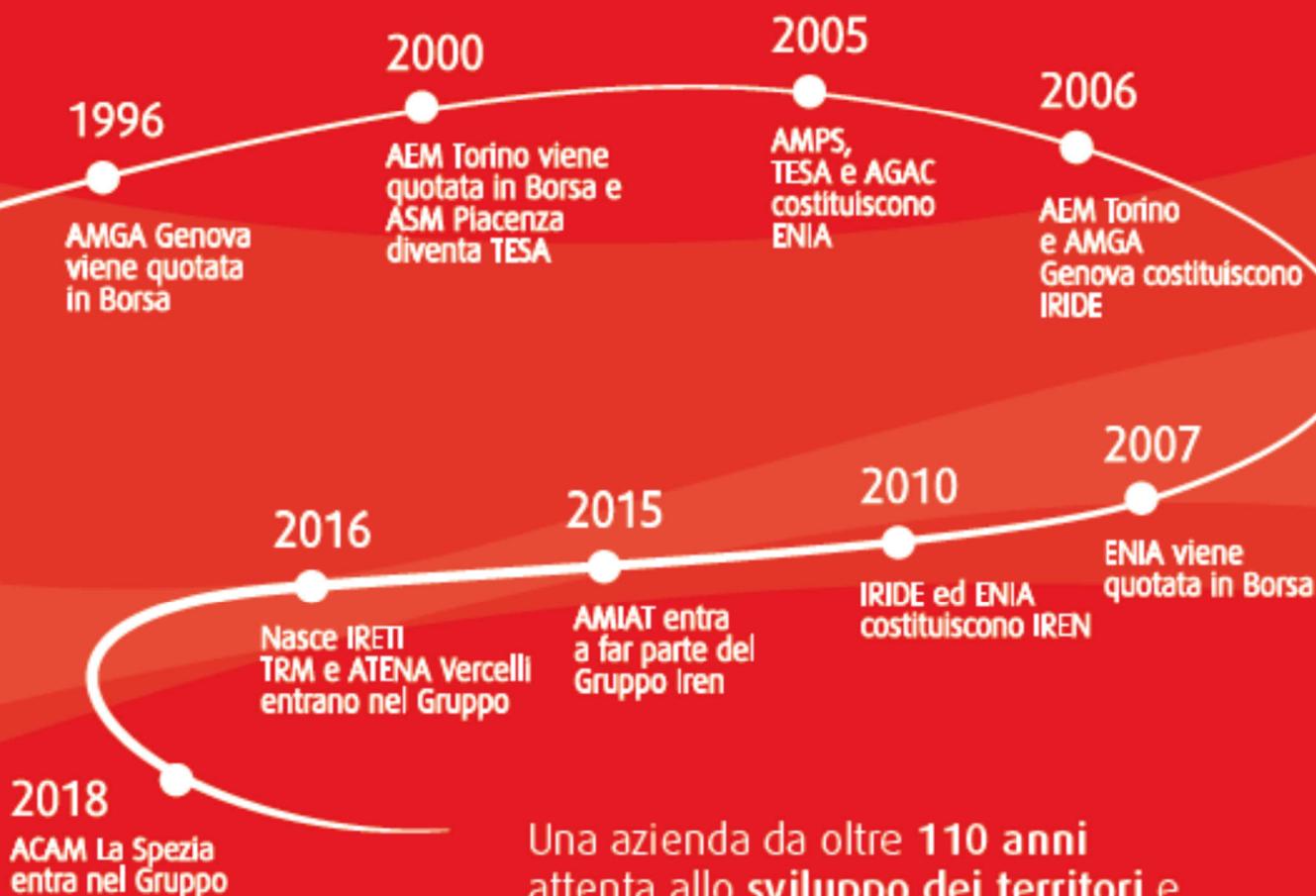
# Un secolo di storia



## 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.**



## 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.**

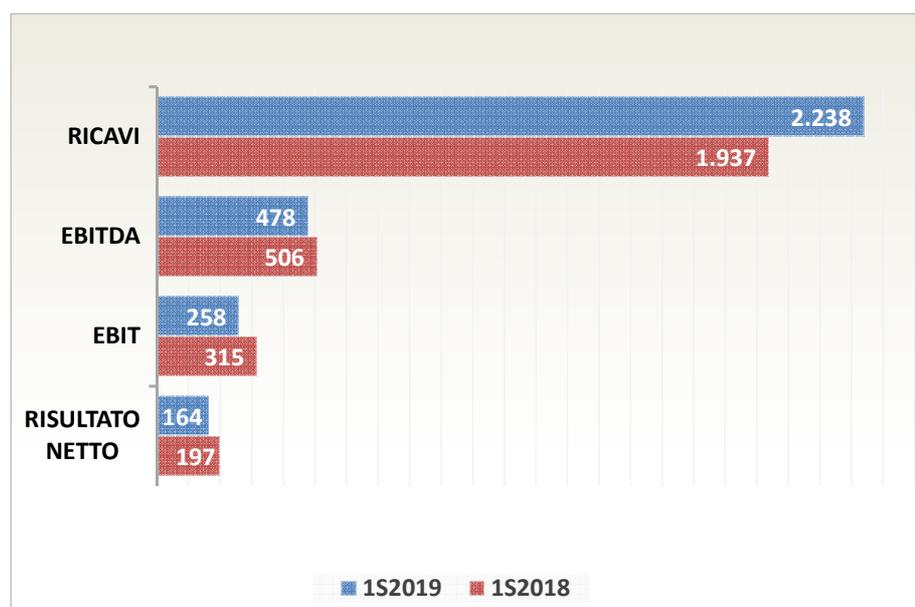
# IL GRUPPO IREN IN CIFRE: HIGHLIGHTS PRIMO SEMESTRE 2019

## Dati economici

	milioni di euro		
	Primo semestre 2019	Primo semestre 2018 Rideterminato (*)	Variaz. %
Ricavi	2.238	1.937	15,5
EBITDA	478	506	(5,5)
EBIT	258	315	(18,1)
Risultato netto	164	197	(16,8)
<hr/>			
EBITDA Margin (EBITDA/Ricavi)	21,4%	26,1%	

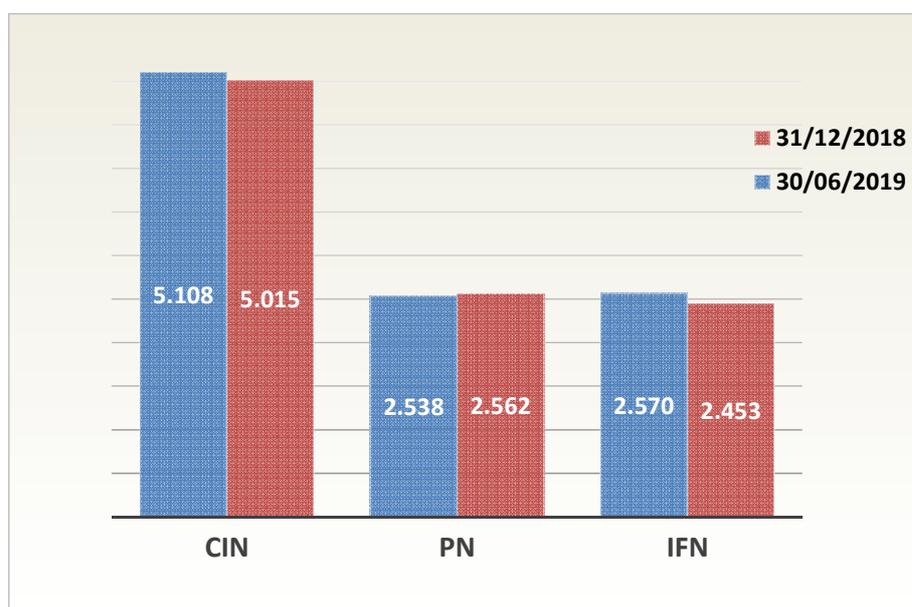
(\*) Come previsto dall'IFRS 3, i saldi economici del primo semestre 2018 sono stati rideterminati per tenere conto, alla data di acquisizione, degli effetti derivanti dal completamento, avvenuto al termine dell'esercizio 2018, dell'allocazione del prezzo di acquisizione al fair value definitivo delle attività e passività acquisite (*Purchase Price Allocation*) delle società del gruppo ACAM e di Re.Cos..

Per ulteriori informazioni si rinvia al paragrafo "Rideterminazione di valori al 30 giugno 2018" del capitolo "Contenuto e forma del bilancio semestrale abbreviato consolidato".



## Dati patrimoniali

	milioni di euro		
	30.06.2019	31.12.2018	Variatz. %
Capitale Investito Netto (CIN)	5.108	5.015	1,9
Patrimonio Netto del Gruppo e di terzi (PN)	2.538	2.562	(0,9)
Indebitamento Finanziario Netto (IFN)	2.570	2.453	4,8
Debt/Equity (Indebitamento Finanziario Netto / Patrimonio Netto)	1,01	0,96	

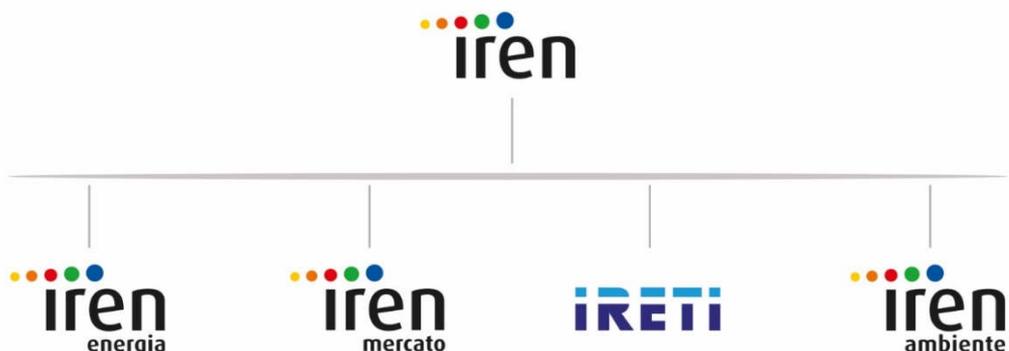


## Dati tecnici e commerciali

	Primo semestre 2019	Primo semestre 2018	Variatz. %
Energia elettrica prodotta (GWh)	5.362	4.426	21,1
Energia termica prodotta (GWht)	1.749	1.680	4,1
Energia elettrica distribuita (GWh)	1.828	1.861	(1,8)
Gas immesso in rete (mln m <sup>3</sup> )	769	789	(2,5)
Acqua venduta (mln m <sup>3</sup> )	90	90	-
Energia elettrica venduta (GWh)	9.559	7.145	33,8
Gas venduto (mln m <sup>3</sup> )*	1.542	1.434	7,5
Volumetria teleriscaldata (mln m <sup>3</sup> )	94	87	7,6
Rifiuti gestiti (ton)	1.328.246	1.122.051	18,4

\* di cui per usi interni 909 mln m<sup>3</sup> nel primo semestre 2019 (734 mln m<sup>3</sup> nel primo semestre 2018, +23,9%)

## L'ASSETTO SOCIETARIO DEL GRUPPO IREN



*Nella rappresentazione sono state considerate le Società controllate direttamente ed integralmente da Iren S.p.A.. Inoltre, Iren S.p.A. partecipa direttamente la collegata Plurigas S.p.A. – tale società è stata posta in liquidazione volontaria dall'Assemblea degli azionisti il 27 marzo 2013.*

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

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

- Reti, che opera nell'ambito del ciclo idrico integrato e nei settori della distribuzione gas e della distribuzione di energia elettrica;
- Ambiente, che svolge le attività di raccolta, trattamento e smaltimento dei rifiuti;
- Energia, operante nei settori della produzione di energia elettrica, del teleriscaldamento e dell'efficienza energetica;
- Mercato, attiva nella vendita di energia elettrica, gas e calore.

Il Gruppo dispone di un importante portafoglio clienti e di una rilevante dotazione impiantistica a supporto delle attività operative; si riportano alcuni indicatori del dimensionamento del Gruppo:

Distribuzione Gas: attraverso 8.028 chilometri di rete Iren serve più di 742.000 clienti.

Distribuzione Energia Elettrica: con 7.692 chilometri di reti interrato ed aeree in alta, media e bassa tensione il Gruppo distribuisce l'energia elettrica a quasi 721.000 clienti a Torino, Parma e Vercelli.

Ciclo idrico integrato: con 23.360 chilometri di reti acquedottistiche, 11.162 chilometri di reti fognarie e 1.323 impianti di depurazione, Iren fornisce il servizio a poco meno di 2.830.000 abitanti.

Ciclo ambientale: con 154 stazioni ecologiche attrezzate, 3 termovalorizzatori, 2 discariche attive, 27 impianti di trattamento, selezione, stoccaggio e compostaggio, il Gruppo serve 165 comuni per un totale di circa 2.320.000 abitanti e quasi 2.300.000 tonnellate gestite nel 2018.

Produzione energia elettrica e termica: il Gruppo dispone di un consistente parco di impianti di produzione di energia elettrica, prevalentemente mediante impianti idroelettrici e cogenerativi, con produzione di energia termica distribuita attraverso una rete di teleriscaldamento urbano, con una potenza installata complessiva in assetto elettrico di circa 2.852 MW.

Teleriscaldamento: grazie a circa 993 chilometri di reti interrato di doppia tubazione il Gruppo Iren fornisce il calore ad una volumetria di 93,7 milioni di metri cubi, pari ad una popolazione servita di oltre 868.000 abitanti.

Vendita gas, energia elettrica e termica: il Gruppo ha commercializzato nel corso del 2018 oltre 2,6 miliardi di metri cubi di gas, poco meno di 16.000 GWh di energia elettrica e circa 2.900 GWh<sub>t</sub> di calore per teleriscaldamento.

A far data dal 1° aprile 2018 è entrato a far parte del gruppo IREN il gruppo ACAM, operante nella gestione del servizio idrico integrato e di igiene ambientale nella provincia di La Spezia.

In particolare ACAM Acque S.p.A. è la società del gruppo che svolge la propria attività, quale operatore prevalente, nel settore della gestione del Servizio Idrico Integrato (SII) presidiando tutte le fasi del ciclo idrico, dalla captazione dell'acqua alle successive fasi di potabilizzazione e distribuzione alle utenze, collettamento e trasporto delle acque reflue civili e industriali, nonché depurazione. La società opera in 26 comuni della provincia di La Spezia servendo circa 207 mila abitanti attraverso circa 1.900 chilometri di rete idrica e 858 chilometri di rete fognaria.

La società ACAM Ambiente S.p.A. è invece il principale gestore del ciclo integrato dei rifiuti nella provincia di La Spezia e fornisce i servizi di igiene urbana a un bacino di circa 205.000 abitanti (raccolta porta a porta, raccolta stradale e spazzamento e decoro urbano) e di trattamento dei rifiuti attraverso la gestione di 9 centri di raccolta. Attraverso la società ReCos S.p.A., gestisce gli impianti di valorizzazione e trattamento dei rifiuti con centri di raccolta e compostaggio e l'attività di avvio a riciclo dei materiali differenziati.

Inoltre, l'8 gennaio 2019 IRETI e il Comune di Busseto (provincia di Parma) hanno stipulato il contratto relativo al trasferimento della totalità delle quote di Busseto Servizi S.r.l., che gestisce il servizio di distribuzione del gas metano nello stesso Comune, con oltre 3.000 punti di riconsegna presenti su un totale di 90 km di rete

Infine, il 30 gennaio 2019 il Gruppo, attraverso Iren Ambiente, ha perfezionato l'acquisizione dell'intera quota di partecipazione della società San Germano S.r.l. e della sua controllata CMT S.p.A., detenuta dal Gruppo Derichebourg. L'operazione si inserisce in un percorso di sviluppo di Iren attraverso la Business Unit Ambiente, favorendo il conseguimento di obiettivi di crescita industriale grazie all'acquisizione di maggiori capacità competitive nell'attività di raccolta e allo sviluppo delle attività di riciclaggio, sia ampliando la presenza nei territori di riferimento (Piemonte ed Emilia Romagna) che estendendo l'attività in nuove aree geografiche ritenute di interessante prospettiva (Sardegna).

## **BU RETI**

La società capofila IRETI e le controllate della business unit si occupano del ciclo idrico integrato, della distribuzione di energia elettrica, della distribuzione di gas naturale e di altre attività minori.

### **Servizi Idrici Integrati**

IRETI, direttamente e tramite le società operative controllate Iren Acqua, Iren Acqua Tigullio, ASM Vercelli e ACAM Acque, come sopramenzionato opera nell'ambito dell'approvvigionamento idrico, fognatura e depurazione delle acque reflue nelle province di Genova, Savona, Piacenza, Parma, Reggio Emilia, Vercelli, La Spezia e in alcuni comuni siti nelle regioni Piemonte, Valle d'Aosta, Lombardia e Veneto.

Complessivamente negli Ambiti Territoriali Ottimali (ATO) gestiti il servizio è svolto in 265 comuni per oltre 2,8 milioni di abitanti serviti.

Nel corso dei primi 6 mesi 2019 la BU Reti ha distribuito circa 90 milioni di metri cubi di acqua, attraverso una rete di distribuzione di 23.360 chilometri. Per quanto riguarda le acque reflue gestisce una rete fognaria complessiva di 11.162 chilometri.

### **Distribuzione Gas**

IRETI distribuisce il gas metano in 75 comuni delle province di Reggio Emilia, Parma e Piacenza, nel comune di Genova e in altri 19 comuni limitrofi. Tramite ASM Vercelli distribuisce il gas nella città di Vercelli e in altri 11 comuni della provincia. La rete di distribuzione, composta da 8.028 chilometri di rete in alta, media e bassa pressione, serve un bacino di circa 742.000 clienti.

IRETI nel corso dei primi 6 mesi 2019 ha immesso in rete 769 milioni di metri cubi di gas.

### **Distribuzione di energia elettrica**

Con 7.692 chilometri di rete in media e bassa tensione IRETI svolge il servizio di distribuzione dell'energia elettrica nelle città di Torino, Parma e, tramite ASM Vercelli, nella città di Vercelli. L'energia distribuita nel corso dei primi 6 mesi 2019 è stata pari a 1.828 GWh.

## **BU AMBIENTE**

La Business Unit Ambiente svolge le attività di raccolta e smaltimento di rifiuti principalmente attraverso società dislocate territorialmente: IREN Ambiente, operativa in area Emilia, AMIAT, TRM, ASM Vercelli, operative in area Piemonte, ACAM Ambiente e ReCos operanti in area Liguria.

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

La dotazione impiantistica della BU Ambiente è costituita principalmente da 3 termovalorizzatori (TRM, a Torino, con oltre 130.000 tonnellate smaltite nel primo trimestre 2019, PAI, a Parma, con circa 41.000 tonnellate e Tecnoborgo, a Piacenza, con circa 29.000 tonnellate).

Come sopramenzionato da febbraio 2019 è entrata a far parte della BU Ambiente anche il Gruppo San Germano. In particolare la capogruppo San Germano ha sede a Pianezza (Torino) e si occupa di raccolta e trasporto rifiuti (per 250 kton/anno) in 145 comuni per circa un milione di abitanti serviti nelle regioni Piemonte, Sardegna, Lombardia e Emilia Romagna, con un fatturato annuo di circa 65 milioni di euro. La società si avvale di 20 siti operativi e presenta un organico di oltre 800 dipendenti. CMT, la sua controllata, si occupa di trattamento di rifiuti da raccolta differenziata e riciclaggio di carta, cartone e plastica, con un fatturato di circa 11 milioni di euro, attraverso 6 siti in Piemonte e Sardegna, fra i quali Pianezza e La Loggia, per una capacità autorizzata di circa 100 Kton/anno.

## **BU ENERGIA**

### **Produzione di energia elettrica e termica**

La BU Energia dispone complessivamente di 2.852 MW di potenza installata (in assetto elettrico). In particolare, ha la disponibilità diretta di 28 impianti di produzione di energia elettrica: 20 idroelettrici (di cui 3 mini-hydro apportati con l'acquisizione della società Maira), 6 termoelettrici in cogenerazione e 1 termoelettrico convenzionale, cui si aggiunge 1 impianto cogenerativo gestito in virtù di un contratto di affitto di ramo d'azienda. La BU Energia dispone inoltre di 194 impianti di produzione fotovoltaica con una potenza installata pari a 20 MW.

Le fonti di energia primaria utilizzate sono eco-compatibili in quanto idroelettriche e cogenerative. In particolare, il sistema idroelettrico di produzione svolge un ruolo importante in tema di salvaguardia ambientale, in quanto utilizza una risorsa rinnovabile e pulita, senza emissione di sostanze inquinanti e consente di ridurre il ricorso ad altre forme di produzione a più elevato impatto ambientale.

Dal lato termoelettrico, il 40% della potenza termica complessiva proviene dagli impianti di cogenerazione di proprietà e la parte restante è relativa a generatori di calore convenzionali. Iren Energia presidia inoltre le attività di programmazione e dispacciamento delle produzioni di energia elettrica e termica del Gruppo, oltre all'operatività sulla borsa elettrica.

Nel mese di settembre 2018 Iren Energia ha acquisito il 66,23% di Maira S.p.A. società attiva nella realizzazione e nella gestione di impianti idroelettrici in Piemonte, proprietaria di 3 impianti mini-hydro situati in Val Maira (provincia di Cuneo), di un impianto fotovoltaico (11 kWp) e di una caldaia a cippato (400 kWt) alimentata da filiera corta.

### **Teleriscaldamento**

Iren Energia dispone della rete di teleriscaldamento più estesa a livello nazionale con 993 chilometri di rete a doppia tubazione. L'estensione della rete di doppia tubazione ammonta a 632 chilometri nel territorio Torinese, 10 nel Comune di Genova, 220 nel Comune di Reggio Emilia, 103 nel Comune di Parma e 28 nel Comune di Piacenza. Il totale della volumetria riscaldata al 30 giugno 2019 ammonta, nel bacino storicamente servito dalla società, a 88,5 milioni di metri cubi. A tale volumetria si aggiungono i 5,3 milioni di metri cubi nel bacino gestito grazie all'affitto annuale del ramo d'azienda di SEI Energia, operativa nei comuni di Grugliasco, Rivoli e Collegno, attestandosi il totale a 93,8 milioni di metri cubi.

### **Servizi di efficienza energetica**

Iren Energia, attraverso la propria controllata Iren Rinnovabili, si occupa dello sviluppo e della gestione dei servizi di illuminazione pubblica e semaforica ed affini e, in particolare, opera nel settore dell'efficienza energetica, svolgendo attività di progettazione, realizzazione e gestione di interventi di riduzione di consumi e risparmio di energia. Inoltre, opera nelle attività di fornitura di servizi energetici e di global service

destinati a edifici abitativi, a strutture private e pubbliche nonché a complessi industriali e commerciali, e nello studio, progettazione, costruzione, installazione gestione, manutenzione e conduzione dei relativi impianti termici, di condizionamento, idraulici, sanitari, frigoriferi, elettrici e a pannelli solari.

## **BU MERCATO**

Il Gruppo, tramite Iren Mercato e Salerno Energia Vendite, opera nella commercializzazione dell'energia elettrica, del gas e del calore tramite rete di teleriscaldamento, nella fornitura di combustibili per il Gruppo e nei servizi di gestione clienti delle società partecipate dal Gruppo. In data 6 settembre 2018 è stata perfezionata tra Iren Mercato e la società Spienergy l'operazione di acquisizione, da parte di Iren Mercato, dell'intera partecipazione detenuta da quest'ultima in Spezia Energy Trading, con sede in La Spezia. La società opera nella commercializzazione di gas ed energia elettrica sul mercato finale, prevalentemente piccole e medie imprese, sia attraverso la propria rete commerciale sia attraverso un portafoglio di partner commerciali terzi che operano nella rivendita della commodity acquistata all'ingrosso (reselling).

Iren Mercato è presente, nell'ambito del mercato libero, su tutto il territorio nazionale, con una maggiore concentrazione di clientela servita nella zona centro-nord dell'Italia e presidia la commercializzazione dell'energia proveniente dalle diverse fonti del Gruppo sul mercato rappresentato dai clienti finali e da altri operatori grossisti. Le principali fonti di energia del Gruppo disponibili per le proprie attività sono rappresentate dalle centrali termoelettriche e idroelettriche di Iren Energia. Iren Mercato agisce altresì come esercente il servizio di "maggior tutela" per la clientela retail del mercato elettrico relativamente alla provincia di Torino ed al territorio di Parma; storicamente è attiva nella vendita diretta del gas metano nei territori di Genova, Torino e in Emilia. Infine, gestisce la vendita del calore ai clienti teleriscaldati del comune di Torino e nei capoluoghi di Reggio Emilia, Parma, Piacenza e Genova e lo sviluppo commerciale sulle aree di nuovo insediamento del teleriscaldamento.

Nel corso del 2018 è diventata pienamente operativa la nuova linea di business "new downstream", partita nel corso del 2017 e destinata alla commercializzazione alla clientela retail di prodotti innovativi nell'area della domotica, del risparmio energetico e della manutenzione di impianti domestici. Sempre nel 2018 è inoltre partita "IrenGO a zero emissioni" l'innovativa offerta per la mobilità elettrica rivolta a clienti privati, aziende ed enti pubblici con l'obiettivo di ridurre l'impatto ambientale degli spostamenti. Il Gruppo ha già sperimentato le potenzialità e i benefici dell'e-mobility attraverso l'avvio, al proprio interno, di una serie di iniziative, quali l'installazione di infrastrutture di ricarica e la progressiva introduzione di veicoli elettrici adottando in maniera applicata la modalità elettrica. Tutte le iniziative interne ed esterne di mobilità elettrica IrenGO dispongono di fornitura energetica 100% green proveniente dagli impianti idroelettrici del Gruppo.

### **Commercializzazione Gas Naturale**

I volumi complessivi di gas naturale approvvigionati nel corso del primo semestre 2019 sono stati pari a 1.542 milioni di metri cubi, di cui 633 milioni commercializzati a clienti finali esterni al Gruppo, e 909 milioni impiegati all'interno del Gruppo Iren sia per la produzione di energia elettrica e termica sia per la fornitura di servizi calore. Al 30 giugno 2019 i clienti gas retail gestiti dalla Business Unit Mercato hanno superato i 916.000 e comprendono principalmente i clienti dei bacini storici genovese, torinese ed emiliano e delle aree di sviluppo limitrofe e i clienti dei bacini di Vercelli, apportato da Atena Trading, e dell'area campana apportato da Salerno Energia Vendite. In particolare Salerno Energie Vendite è presente in quasi tutte le province campane oltre che in alcuni comuni delle regioni Basilicata, Calabria, Toscana e Lazio. Il bacino si è ulteriormente ampliato con l'acquisizione di Spezia Energia Trading che opera prevalentemente in area La Spezia.

### **Commercializzazione energia elettrica**

I volumi commercializzati nel corso dei primi 6 mesi 2019 dalla BU Mercato sono stati pari a 4.756 GWh. I clienti retail di energia elettrica gestiti al 30 giugno 2019 sono circa 884.000 distribuiti principalmente sul bacino tradizionalmente servito, corrispondente a Torino e Parma, e sulle altre aree presidiate commercialmente da Iren Mercato e da Atena Trading e, dal quarto trimestre 2018, anche da Spezia Energy Trading.

### **Vendita calore tramite rete di teleriscaldamento**

Iren Mercato gestisce la vendita del calore, acquistato da Iren Energia, ai clienti teleriscaldati dei comuni di Torino, Nichelino, Genova, Reggio Emilia, Piacenza e Parma.

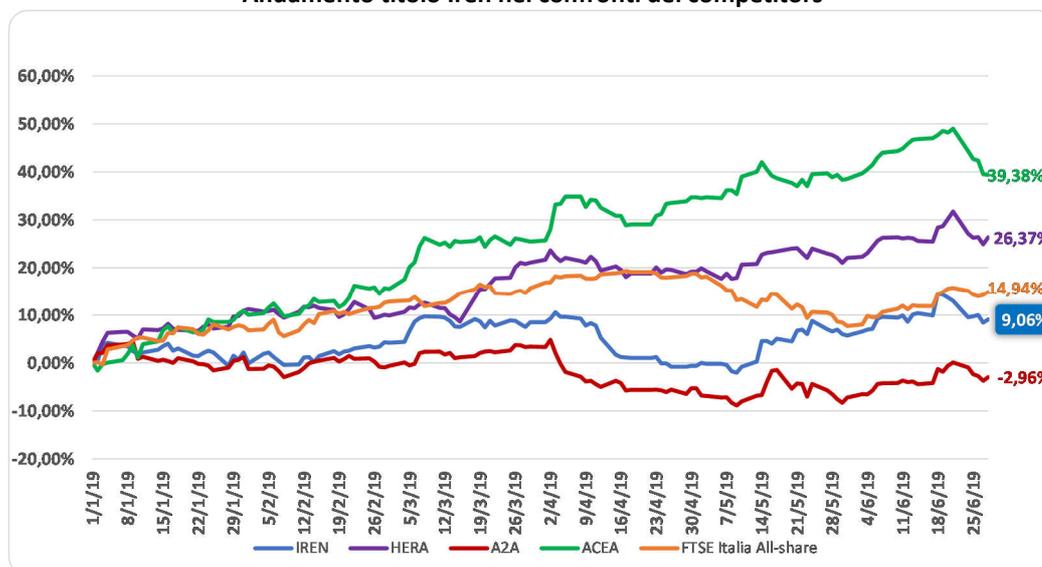
## INFORMAZIONI SUL TITOLO IREN NEL PRIMO SEMESTRE 2019

### Andamento del titolo IREN in Borsa

Nel corso del primo semestre 2019, il FTSE Italia All-Share (il principale indice di Borsa Italiana) ha riportato un incremento pari al 14,94%, nonostante un secondo trimestre caratterizzato da una congiuntura economica internazionale sfavorevole, con particolare riferimento alle tensioni commerciali tra Cina e USA, e dalla difficile situazione economica italiana controbilanciata, a livello di aspettative presso gli investitori, dagli annunci riguardanti un ulteriore prolungamento delle politiche monetarie espansive da parte delle maggiori banche centrali.

In tale contesto, osservando il trend delle *multiutility* quotate, si può notare come il mercato abbia maggiormente apprezzato le società che presentano, nell'insieme di attività gestite, una quota superiore di attività regolate e quindi meno esposte alla volatilità degli scenari energetici.

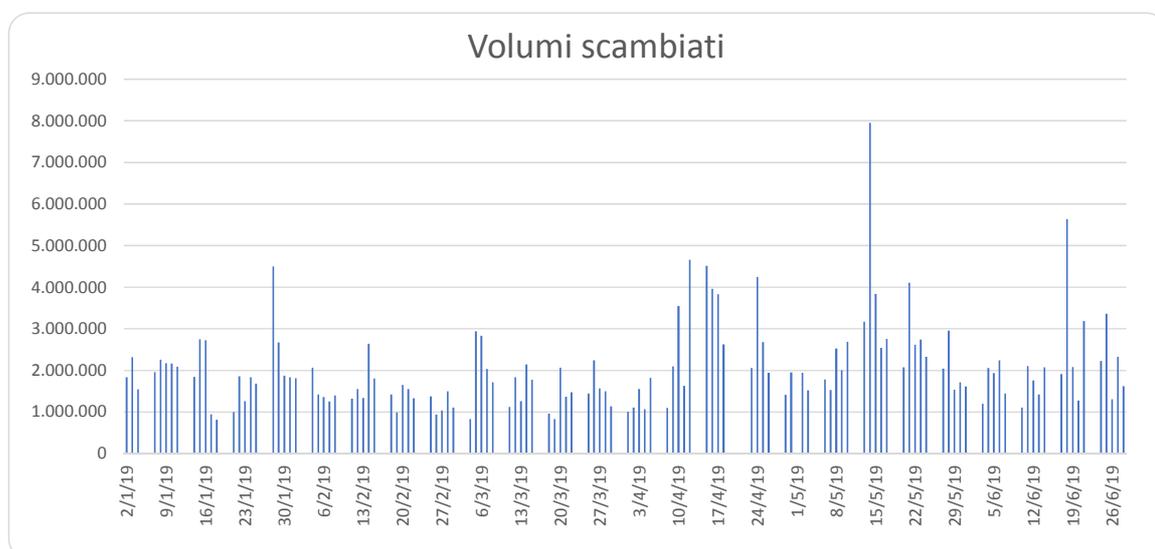
Andamento titolo Iren nei confronti dei competitors



Il prezzo del titolo IREN al 28 giugno 2019, ultimo giorno di contrattazioni del primo semestre, si è attestato a 2,286 euro per azione, in crescita del 9,06%, con volumi medi scambiati durante il periodo pari a circa 2,057 milioni di pezzi giornalieri.

Il prezzo medio nel primo semestre è stato di 2,20 euro per azione. Il massimo del periodo è stato registrato il 18 giugno 2019, pari a 2,40 euro per azione; il minimo di periodo, 2,054 euro per azione, è stato invece rilevato il 9 maggio.

Nei due grafici sotto riportati si evidenzia l'andamento del prezzo e dei volumi scambiati del titolo Iren nel primo semestre 2019.



#### Il coverage del titolo

Nel corso del periodo il Gruppo IREN è stato seguito da otto broker: Banca IMI, Banca Akros, Equita, Fidentiis, Intermonte, KeplerCheuvreux, Main First e Mediobanca.



**Relazione** sulla Gestione  
al 30 giugno 2019

# SCENARIO DI MERCATO

## LO SCENARIO MACROECONOMICO

L'economia mondiale vive un periodo di debolezza, come mostrano le stime di crescita della Banca Mondiale: nel 2019 la crescita economica globale dovrebbe rallentare di 0,4 punti percentuali, passando dal +3% del 2018 al +2,6% del 2019. Tali stime sono state riviste a ribasso rispetto all'ultima previsione pubblicata a gennaio. Sulle previsioni di crescita dell'economia mondiale pesa senza dubbio la politica protezionistica del governo Trump, inaspritasi negli ultimi due mesi del semestre.

L'economia europea e, di conseguenza, quella italiana sono interessate in modo particolare da tale andamento: nell'eurozona la crescita economica è passata dal 2,4% del 2017 all'1,8% del 2018 e, secondo la Banca Mondiale, nel 2019 si attesterà all'1,2%. Nel Vecchio Continente pesano l'indebolimento del commercio internazionale e il rallentamento dal lato della produzione industriale.

In tale contesto, il rallentamento della crescita economica tedesca (per il 2019 prevista allo 0,5% contro l'1,4% del 2018), in particolare legata al comparto auto, si riflette sulle altre principali economie europee, soprattutto quelle italiana e francese, dato che la Germania è tra i principali importatori delle merci di questi Paesi.

L'economia italiana risulta sostanzialmente in fase di stallo, come mostrato dalla crescita del Prodotto Interno Lordo che, nel primo trimestre del 2019, ha segnato su base congiunturale un +0,1%, sostenuta dal saldo commerciale, dai consumi e dagli investimenti in costruzioni nonostante la riduzione delle scorte e degli investimenti in macchinari, attrezzature e mezzi di trasporto.

Su base tendenziale, invece, il PIL registra una contrazione di 0,1 punti percentuali. La previsione dell'ISTAT per il 2019 è dello 0,3%, mentre la Banca d'Italia prevede una crescita dello 0,1%. Tali tassi di crescita attesi scontano anche la difficoltà nell'implementare politiche economiche espansive, dati i vincoli di bilancio imposti dalla Commissione Europea e il debito pubblico elevato. Al riguardo, nelle ultime settimane sono stati adottati ulteriori tagli alla spesa pubblica per scongiurare l'avvio della procedura di infrazione per deficit eccessivo. Ad oggi non sono ancora definite le linee di politica economica e le misure da implementare nella prossima manovra di bilancio.

### La spesa delle famiglie

Sul fronte occupazionale, invece, arrivano segnali positivi: infatti nel primo trimestre il tasso di disoccupazione si è ridotto dello 0,2% su base congiunturale, accompagnato dall'aumento del numero di occupati (+0,4%), che al suo interno ha visto, contemporaneamente, un incremento dei contratti a tempo indeterminato e degli indipendenti e una flessione dei contratti a termine.

In questo stesso periodo, sempre su base congiunturale, è aumentato il reddito disponibile delle famiglie che, dopo il -0,2% nell'ultimo trimestre del 2018, ha registrato un incremento di 0,9 punti percentuali. Il potere d'acquisto delle famiglie è parimenti cresciuto dello 0,9%, poiché il livello dei prezzi è rimasto sostanzialmente invariato.

I consumi sono invece aumentati dello 0,2%, un incremento più contenuto rispetto al reddito disponibile; infatti, la propensione al risparmio è cresciuta dello 0,7% su base congiunturale attestandosi all'8,4%.

Nei primi cinque mesi dell'anno, rispetto al periodo gennaio-maggio 2018 (e, dunque, su base tendenziale), l'occupazione è aumentata dello 0,5%, mentre la disoccupazione ha riportato una flessione di 0,7 punti percentuali, a fronte di una riduzione della forza lavoro dello 0,2%. L'aumento occupazionale ha riguardato in misura maggiore la componente femminile.

A maggio, il tasso di occupazione si è dunque attestato al 59%, il valore più alto da quando esistono le serie storiche, mentre la disoccupazione è scesa al 9,9% segnando il minimo dal 2012. Si sono registrati miglioramenti anche sul fronte occupazionale giovanile, con il tasso di disoccupazione che nella fascia 15-24 anni è sceso attestandosi al 30,5%.

### Gli investimenti

Nel primo trimestre 2019 gli investimenti hanno segnato un +0,6% su base congiunturale (un aumento analogo a quello registrato nel trimestre precedente), sostenuti dal settore delle costruzioni. Dopo l'incremento iniziale, registrato in particolare a gennaio e febbraio, la produzione industriale è tornata a contrarsi al termine del periodo in esame.

Il dato del primo semestre registra comunque un aumento tendenziale dell'1,9% rispetto al primo semestre 2018, segnando anche il record del tasso di investimento a 22,3%, il più alto dal 2011.

## Le esportazioni

Per quanto riguarda il semestre in esame, a livello di scambi commerciali con altri paesi ciò che emerge dai dati ISTAT è un aumento percentuale nell'interazione con i mercati extra-UE rispetto al mercato comunitario. Nel periodo gennaio-aprile 2019 (ultimo dato disponibile) il saldo commerciale totale (avanzo), comprensivo della componente energia, è passato ad 11 miliardi di euro dai 10,5 miliardi dello stesso periodo del 2018.

## IL MERCATO PETROLIFERO

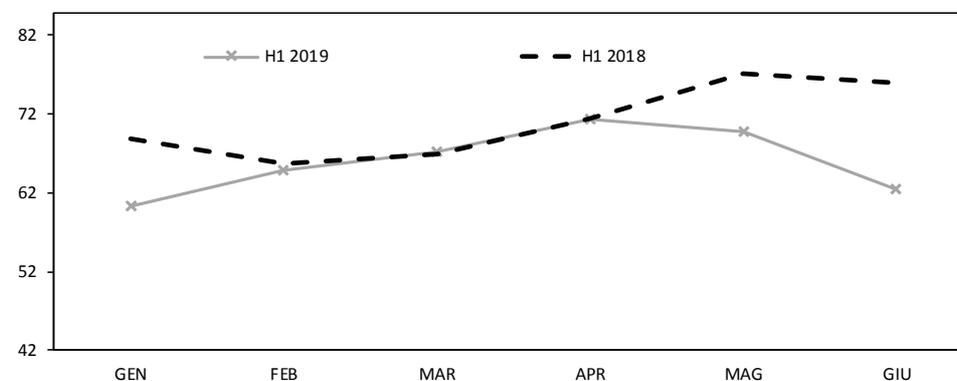
Il primo semestre 2019 si è chiuso con un prezzo *spot* medio del petrolio Brent a quota 65,63 \$/bbl, in discesa del 7% rispetto al primo semestre 2018, quando si attestava a 70,66 \$/bbl. A livello mensile, dal confronto tra i due anni emerge che il maggiore *gap* è stato registrato durante il mese di giugno che ha chiuso nel 2019 a quota 62,10 \$/bbl (-17,8% rispetto al giugno dello scorso anno). La risalita del Brent, che ha toccato il picco annuo ad aprile a quota 71,07 \$/bbl, si è interrotta nel prosieguo del secondo trimestre, con quotazioni medie a maggio e giugno rispettivamente di 69,34 \$/bbl e 62,10 \$/bbl.

Ad inizio 2019, l'eccesso di offerta che aveva portato una discesa delle quotazioni internazionali del petrolio durante la fine del 2018 si è riassorbita in seguito a:

- la riduzione dell'output iraniano (-0,3 mbg rispetto al 2018) dovuta alla graduale entrata in vigore delle sanzioni statunitensi inflitte al Paese;
- la crisi economica e politica Venezuelana che ha portato ad una riduzione dell'estrazione e della vendita di greggio;
- la contrazione della produzione dell'Arabia Saudita di circa 1 mbg rispetto all'ultimo trimestre del 2018.

Nel primo trimestre, l'OPEC (ora OPEC Plus, organismo permanente a 24 partecipanti) ha ridotto l'estrazione di circa 1,6 mbg su base congiunturale, perseguendo una politica di indirizzo dei prezzi al rialzo, mediante l'abbassamento dei livelli di produzione. A fare da contraltare a tale politica rialzista sono gli Stati Uniti che, grazie allo *shale oil*, stanno aumentando l'offerta di greggio: gli USA sono divenuti il principale produttore al mondo di petrolio con i loro 12 mbg (+10% sulla media del 2018).

DINAMICHE PREZZO BRENT  
(\$/bbl)



Fonte: elaborazioni REF-E su dati Reuters

## IL MERCATO DELL'ENERGIA ELETTRICA

### Domanda e offerta

Nel primo semestre 2019 la produzione netta di energia elettrica in Italia è stata pari a 138,8 TWh in aumento del 2,3% rispetto allo stesso periodo del 2018. La richiesta di energia elettrica, pari a 155,1 TWh, è stata soddisfatta per l'88,7% dalla produzione interna.

A livello nazionale, la produzione termoelettrica è stata pari a 89,7 TWh, in aumento del 4,3% rispetto al 2018, e ha rappresentato il 64,6% della produzione netta italiana; la produzione da fonte idroelettrica è stata pari a 23,1 TWh (-10,3% su base tendenziale), il 16,6% di quella nazionale, mentre da fonte geotermica, eolica e fotovoltaica sono stati prodotti 26 TWh (+8,7% rispetto al 2018), il 18,7% dell'offerta totale.

I consumi del primo semestre 2019 sono stati inferiori a quelli dell'anno precedente dello 0,7%. Tale flessione è data esclusivamente dalle contrazioni delle zone Nord (-1,3%) e Centro (-0,7%), attenuata dall'incremento della domanda nelle zone Sud (+0,3%) e Isole (+1%).

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

	fino a 30.06.2019	fino a 30.06.2018	Var. %
<b>Domanda</b>	<b>155.118</b>	<b>156.215</b>	<b>-0,7%</b>
<i>Nord</i>	76.073	77.043	-1,3%
<i>Centro</i>	44.640	44.972	-0,7%
<i>Sud</i>	20.890	20.821	0,3%
<i>Isole</i>	13.515	13.379	1,0%
<b>Produzione netta</b>	<b>138.822</b>	<b>135.717</b>	<b>2,3%</b>
<i>Idroelettrico</i>	23.078	25.730	-10,3%
<i>Termoelettrico</i>	89.739	86.058	4,3%
<i>Geotermoelettrico</i>	2.846	2.859	-0,5%
<i>Eolico e fotovoltaico</i>	23.159	21.070	9,9%
<b>Consumo Pompaggi</b>	<b>-1.306</b>	<b>-1.340</b>	<b>-2,5%</b>
<b>Saldo estero</b>	<b>17.602</b>	<b>21.838</b>	<b>-19,4%</b>

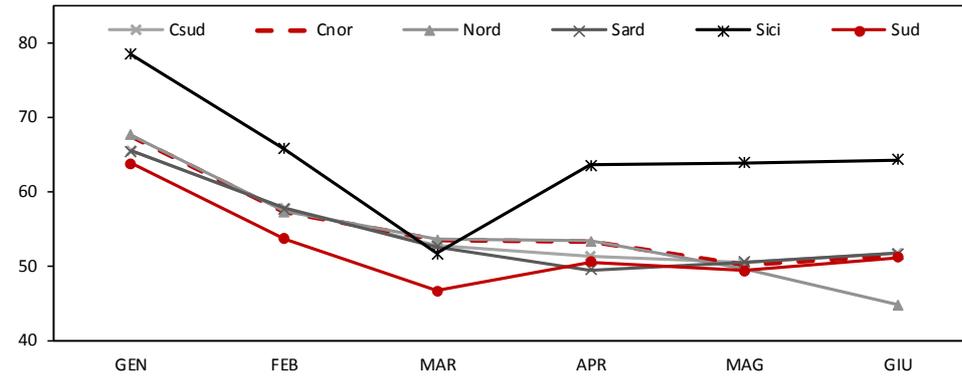
Fonte: Terna

### Prezzi Mercato del Giorno Prima (MGP)

Nel primo semestre, il PUN è aumentato del 2% rispetto allo stesso periodo del 2018 attestandosi su un valore medio di 55,13 €/MWh e segnando un aumento particolarmente rilevante nel mese di gennaio (+38%).

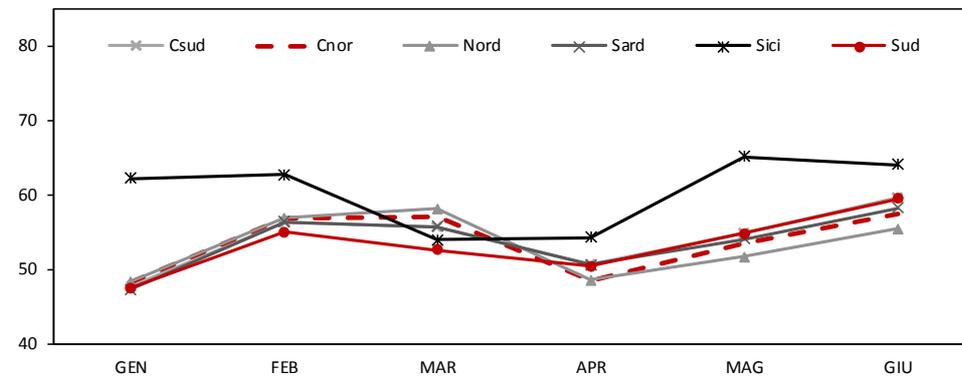
Nel primo semestre del 2019 i prezzi zionali hanno riportato in media un aumento del 2% su base tendenziale con variazioni non omogenee tra loro: ad eccezione del Sud che ha registrato una flessione dell'1%, tutte le zone hanno riportato un aumento, con il Centro Nord che segna un +4%, Centro Sud +1%, Sardegna e Nord +2% e Sicilia +7%. Nei primi sei mesi dell'anno, i prezzi zionali sono stati meno allineati rispetto allo stesso periodo del 2018. La Sicilia ha registrato il prezzo medio mensile più elevato in tutti i mesi eccetto a marzo. Nel secondo trimestre, il prezzo della Sicilia ha mantenuto una distanza maggiore dagli altri prezzi zionali rispetto allo stesso periodo del 2018. In questo periodo i prezzi delle diverse zone sono rimasti pressoché costanti, in quanto accompagnati dalla diminuzione dei prezzi del gas e, quindi, dei costi variabili della generazione termoelettrica, nonostante il graduale aumento stagionale della richiesta di elettricità.

**DINAMICHE PREZZI ZONALI ITALIANI H1 2019**  
(€/MWh)



Fonte: elaborazioni REF-E su dati GME

**DINAMICHE PREZZI ZONALI ITALIANI H1 2018**  
(€/MWh)

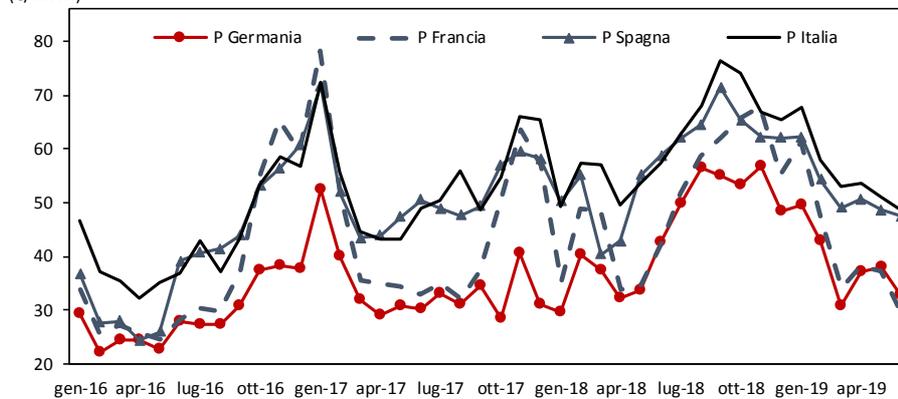


Fonte: elaborazioni REF-E su dati GME

**Andamenti delle principali borse europee**

Nei primi sei mesi del 2019, le borse elettriche europee hanno espresso un prezzo medio di 43,73 €/MWh, in aumento rispetto all'anno precedente (+3,8%), con un differenziale rispetto al PUN di 11,40 €/MWh (abbastanza in linea con gli 11,71 €/MWh registrati nello stesso periodo del 2018). Questo aumento è dipeso principalmente dal forte incremento registrato a gennaio; nel secondo trimestre si è infatti assistito ad un netto ridimensionamento dei prezzi che, in media, sono diminuiti del 4,4% su base tendenziale e del 16,6% su base congiunturale.

**DINAMICHE PREZZI ELETTRICI EUROPEI**  
(€/MWh)



Fonte: elaborazioni REF-E su dati Borse Europee

### **Future del PUN Baseload su EEX**

La tabella seguente mostra il confronto tra i prezzi *futures* medi dei prodotti disponibili per il primo semestre 2019 riferiti al Prezzo Unico Nazionale. Durante il primo semestre, i prezzi dei prodotti *futures* relativi agli ultimi due trimestri dell'anno sono progressivamente diminuiti, ad eccezione del mese di aprile quando, a causa dell'aumento dei prezzi spot, le quotazioni a termine si sono apprezzate per poi riprendere la discesa. I due prodotti hanno riportato complessivamente una riduzione di 2,75 €/MWh e 4,76 €/MWh. Lo stesso andamento è stato seguito dal *calendar-20* registrando una diminuzione progressiva durante il semestre con un sostanziale rialzo ad aprile tale da compensare le variazioni negative registrate in tutti gli altri mesi; infatti, il prezzo medio a giugno è stato 60,90 €/MWh.

<b>apr-19 Futures</b>		<b>mag-19 Futures</b>		<b>giu-19 Futures</b>	
<b>mensili</b>	<b>€/MWh</b>	<b>mensili</b>	<b>€/MWh</b>	<b>mensili</b>	<b>€/MWh</b>
mag-19	53,3	giu-19	51,7	lug-19	48,9
giu-19	53,7	lug-19	51,8	ago-19	54,6
lug-19	57,0	ago-19	58,7	set-19	51,5
<b>trimestrali</b>		<b>trimestrali</b>		<b>trimestrali</b>	
Q3 19	61,5	Q3 19	58,3	Q3 19	55,1
Q4 19	65,8	Q4 19	64,9	Q4 19	62,0
Q1 20	67,0	Q1 20	66,3	Q1 20	63,8
<b>annuali</b>		<b>annuali</b>		<b>annuali</b>	
Y1 20	62,1	Y1 20	61,5	Y1 20	60,9

Fonte: Reuters su dati EEX

## IL MERCATO DEL GAS NATURALE

### Domanda e offerta

#### Impieghi e fonti di gas naturale nel periodo gennaio-giugno 2019 e confronto con gli anni precedenti

GAS PRELEVATO (Mld mc)*	2019	2018	2017	Var % 2019 vs 2018	Var % 2018 vs 2017
Usi industriali	7,3	7,4	7,2	-0,9%	2,0%
Usi termoelettrici	12,4	10,6	12,3	16,5%	-13,8%
Impianti di distribuzione	19,2	19,4	18,5	-0,8%	4,9%
Rete terzi e consumi di sistema / <i>line pack</i>	1,3	1,1	1,1	9,8%	-0,2%
<b>Totale prelevato</b>	<b>40,2</b>	<b>38,5</b>	<b>39,2</b>	<b>4,3%</b>	<b>-1,6%</b>

\*Valori cumulati al 30 giugno 2019

Fonte: elaborazioni REF-E su dati SRG

GAS IMMESSO (Mld mc)*	2019	2018	2017	Var % 2019 vs 2018	Var % 2018 vs 2017
Importazioni	37,4	35,2	35,5	6,1%	-0,6%
Produzione nazionale	2,4	2,6	2,6	-9,8%	1,3%
Stoccaggi	0,4	0,7	1,1	-38,3%	-39,9%
<b>Totale immesso (inclusi stoccaggi)</b>	<b>40,2</b>	<b>38,5</b>	<b>39,2</b>	<b>4,3%</b>	<b>-1,6%</b>
Capacità massima	71,6	67,4	65,8		
<b>Load factor</b>	<b>52,2%</b>	<b>52,3%</b>	<b>53,9%</b>		

\*Valori cumulati al 30 giugno 2019

Il valore degli stoccaggi indica la movimentazione netta

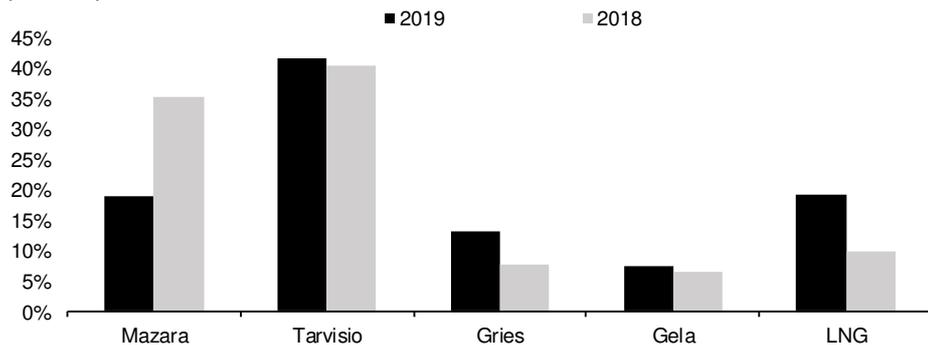
Fonte: elaborazioni REF-E su dati SRG

L'aumento della domanda per uso termoelettrico (1,8 miliardi/mc) rispetto al primo semestre del 2018 è riconducibile al deprezzamento del gas naturale rispetto al carbone, che ha reso la generazione elettrica a gas molto più competitiva. La flessione dei consumi industriali (-0,1 miliardi/mc) e di quelli residenziali (-0,2 miliardi/mc) sono dipesi rispettivamente dalle contingenze economiche, che hanno portato ad una lieve contrazione della produzione industriale rispetto al primo semestre 2018, e alle temperature più miti.

Per quanto riguarda l'offerta, le importazioni dall'estero sono aumentate rispetto allo stesso periodo dello scorso anno (+6,1%): la forte diminuzione dei flussi di gas algerino in ingresso a Mazara del Vallo (-39%) è stata più che compensata dai maggiori flussi in arrivo presso i punti di Gela (+59%), Passo Gries (+31%) e Tarvisio (+0,7%), oltre che da livelli record di immissioni in rete di GNL (+85%).

Nel primo semestre 2019 è poi proseguito il *trend* di decrescita della produzione nazionale (-9,8%), mentre rispetto al primo semestre del 2018 si è registrato un minore apporto delle immissioni di gas in rete effettuate tramite i sistemi di stoccaggio, il cui saldo (erogazioni +/- immissioni) è diminuito di circa 0,3 miliardi/mc. Quest'ultimo risultato è ascrivibile a un utilizzo meno intenso delle infrastrutture rispetto allo stesso periodo dello scorso anno, quando tra i mesi di febbraio e marzo era stato necessario ricorrere ampiamente alla capacità di erogazione degli stoccaggi in seguito al verificarsi di alcune severe contingenze meteorologiche.

### Importazioni per punto di entrata sul totale (Valori %)



\*Valori cumulati al 30 giugno 2019

Fonte: elaborazione REF-E su dati SRG

Il primo semestre del 2019 è così caratterizzato da un mix di importazione che vede primeggiare il gas russo in arrivo a Tarvisio (più del 42% del totale), seguito dalle importazioni di gas da passo Gries e di Gas Naturale Liquido (rispettivamente al 16% e 19%). La maggior rilevanza del GNL nel mix rispetto al passato deriva dall'abbondanza di offerta di gas liquefatto registrata sul mercato europeo durante l'inverno, grazie ad una maggiore appetibilità in termini di prezzo dei mercati europei rispetto a quelli asiatici.

### Prezzi ingrosso gas

Nel primo semestre del 2019 i prezzi all'ingrosso del gas naturale hanno fatto registrare diminuzioni su tutti i principali *hub* europei rispetto allo stesso periodo dello scorso anno. Questo è spiegato principalmente dalla combinazione di due fattori:

- un elevato livello di offerta di GNL sui mercati internazionali, principalmente causato da una domanda invernale asiatica inferiore alle attese;
- un'elevata giacenza di gas naturale negli stoccaggi a causa dei ridotti consumi invernali e delle regole di erogazione che forniscono limitata flessibilità durante il picco di richiesta invernale.

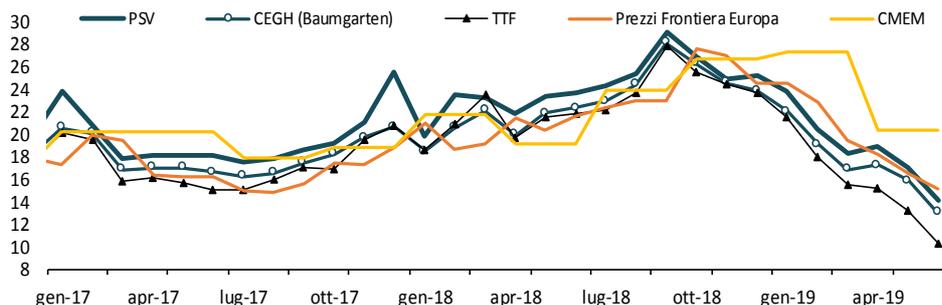
In particolare, il mercato olandese TTF ha fatto registrare un valore medio delle quotazioni spot di 15,70 €/MWh, in diminuzione di oltre il 25% rispetto al primo semestre del 2018. Il CEGH, mercato del gas austriaco, ha fatto registrare un valore medio di 17,41 €/MWh, corrispondente ad una diminuzione di circa il 17% rispetto al primo semestre 2018.

L'*hub* italiano PSV continua a rimanere a premio rispetto a quelli nord-europei, con un valor medio di 18,82 €/MWh, seppure in calo del 17% rispetto allo stesso periodo del 2018. In particolar modo, ad influenzare al ribasso le quotazioni medie del gas agli *hub* sono stati i valori delle transazioni effettuate tra maggio e giugno. Lo *spread* tra PSV e TTF è poi aumentato di 1,50 €/MWh rispetto al primo semestre 2018, passando da 1,62 €/MWh a 3,12 €/MWh.

Nel primo semestre del 2019 i prezzi gas alla frontiera, ancora in parte *oil-linked*, sono risultati in crescita rispetto ai primi sei mesi dello scorso anno: un aumento del 4,6% circa sui prezzi in Euro, spiegato in parte dal *lag* temporale esistente nei contratti indicizzati, in parte ai movimenti al ribasso dell'Euro registrati durante l'anno.

### Prezzi all'ingrosso in Europa

(€/MWh)



Ultimo dato 30 giugno 19

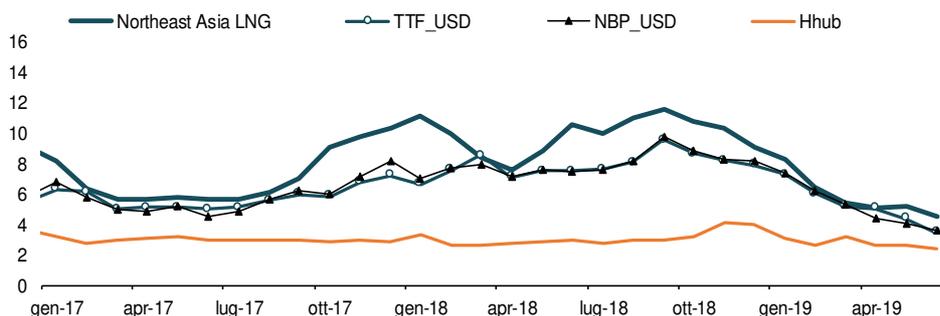
Fonte: elaborazioni REF-E su dati WGI - ARERA - Alba Soluzioni

Nel mercato italiano, il prezzo di sbilanciamento medio del primo semestre del 2019 è di 18,86 €/MWh, in calo di circa il 17% rispetto allo stesso periodo del 2018. Nello stesso periodo, sui mercati della piattaforma MGAS funzionali alla definizione del prezzo di sbilanciamento, è stato scambiato un volume pari a 2,73 miliardi/mc, in aumento rispetto al primo semestre dello scorso anno, nel quale era stato scambiato un volume pari a 1,63 miliardi/mc. Sul mercato infra-giornaliero MI è stato scambiato il 67% dei volumi funzionali al bilanciamento.

La c.d. "componente CMEM", intesa a riflettere il costo di approvvigionamento del gas nel prezzo al mercato tutelato, definita da ARERA sulla base delle quotazioni *forward* del TTF, è diminuita risultando pari a 20,35 €/MWh nel secondo trimestre dell'anno.

### Prezzi LNG

(\$/MBtu)



Ultimo dato 30 giugno 19

Fonte: elaborazioni REF-E su dati WGI

Guardando ai mercati internazionali, la domanda asiatica di GNL è fortemente diminuita nel primo semestre rispetto allo scorso anno. Inoltre, la mancata concretizzazione di un livello di domanda nel primo trimestre ancora più alta dovuta ad un inverno tendenzialmente mite sia nel nord-est asiatico che in Europa, ha causato una situazione di abbondanza di offerta sul mercato che si è tradotta in una rapida diminuzione dei prezzi del gas liquefatto: dall'inizio dell'inverno il prezzo asiatico è crollato da una media di circa 11 \$/MMBtu nel mese di ottobre a una media di circa 4,5 \$/MMBtu di giugno. La media delle quotazioni del GNL sui mercati orientali riferita al primo semestre 2019 si è assestata sui 5,8 \$/MMBtu, in diminuzione di oltre il 39% rispetto al risultato del primo semestre del 2018. In diminuzione anche i prezzi *hub* in Gran Bretagna, con una media di 5,1 \$/MMBtu (-2,3 \$/MMBtu rispetto al primo semestre 2018), mentre le quotazioni presso il principale mercato americano del gas, l'*Henry Hub*, in media sono rimaste invariate rispetto allo stesso periodo del 2018, assestandosi in media nel semestre sui 3 \$/MMBtu.

## FATTI DI RILIEVO DEL PERIODO

### **Acquisizione di Busseto Servizi**

L'8 gennaio 2019 IRETI e il Comune di Busseto (provincia di Parma) hanno stipulato il contratto relativo al trasferimento della totalità delle quote di Busseto Servizi S.r.l.. La società gestisce il servizio di distribuzione del gas metano nello stesso Comune, con oltre 3.000 punti di riconsegna presenti su un totale di 90 km di rete. L'operazione consegue all'esito dell'asta pubblica bandita dal Comune il 18 luglio 2018, aggiudicata a IRETI per circa 4,1 milioni di euro.

Le condizioni contrattuali legate all'acquisizione prevedono, fino alla prossima gara d'Ambito Territoriale Minimo (ATeM), il mantenimento di Busseto Servizi come entità societaria separata e del personale attualmente dipendente, la conservazione di una sede operativa nel centro storico della città nonché l'impegno per Iren a non cedere le quote della società per 2 anni.

L'operazione riveste una particolare rilevanza dal punto di vista industriale, in quanto l'infrastruttura di distribuzione del gas di Busseto Servizi è situata in uno dei principali ATeM di riferimento per il Gruppo, di cui IRETI detiene, dopo tale acquisizione, il 77% della rete.

### **Acquisizione del gruppo San Germano**

Il 30 gennaio 2019 il Gruppo, attraverso Iren Ambiente, ha perfezionato l'acquisizione dell'intera quota di partecipazione della società San Germano e della sua controllata CMT, detenuta dal Gruppo Derichebourg. San Germano si occupa di raccolta e trasporto rifiuti (per 250 kton/anno) in 145 comuni per circa un milione di abitanti serviti nelle regioni Piemonte, Sardegna, Lombardia e Emilia Romagna, con un fatturato annuo di circa 65 milioni di euro. La società si avvale di 20 siti operativi e presenta un organico di circa 800 dipendenti.

CMT si occupa di trattamento di rifiuti da raccolta differenziata e riciclaggio di carta, cartone e plastica, con un fatturato di circa 11 milioni di euro, attraverso 6 siti in Piemonte e Sardegna, per una capacità autorizzata di circa 100 Kton/anno.

L'operazione si inserisce in un percorso di sviluppo di Iren attraverso la Business Unit Ambiente, favorendo il conseguimento di obiettivi di crescita industriale grazie all'acquisizione di maggiori capacità competitive nell'attività di raccolta e allo sviluppo delle attività di riciclaggio, sia ampliando la presenza nei territori di riferimento (Piemonte ed Emilia Romagna) che estendendo l'attività in nuove aree geografiche ritenute di interessante prospettiva (Sardegna).

### **Patto parasociale fra IREN e First State Investments relativo ad OLT Offshore LNG Toscana S.p.A.**

Il 22 marzo 2019 è stato sottoscritto un patto parasociale tra, da un lato, Iren Mercato e ASA - Azienda Servizi Ambientali S.p.A. (ASA), società partecipata al 40% dal Gruppo, e, dall'altro lato, First State SP S.à r.l. ("First State Investments" – FSI), relativo alla governance e alla circolazione delle partecipazioni di OLT Offshore LNG Toscana (OLT), società che ha sviluppato e gestisce l'impianto di rigassificazione "FSRU Toscana" da 3,75 miliardi di mc all'anno, ancorato al largo della costa toscana.

First State Investments, divisione internazionale di Colonial First State Global Asset Management, opera nella gestione di investimenti infrastrutturali e detiene, fra l'altro, un ampio portafoglio di partecipazioni in *utilities* operanti in diversi paesi europei.

La stipula del patto è avvenuta contestualmente alla sottoscrizione di un contratto di compravendita tra FSI e Uniper Global Commodities SE (detentrica, congiuntamente ad Iren Mercato, del controllo di OLT), avente ad oggetto la vendita di tutte le azioni OLT di proprietà della stessa Uniper, ed ha assunto efficacia all'atto del closing di tale compravendita, formalizzata il 23 maggio 2019.

Ai sensi degli accordi in essere tra Uniper, Iren e ASA, ad Iren e ASA è attribuito un diritto di co-vendita avente a oggetto tutte o parte delle azioni di OLT di cui sono attualmente titolari, agli stessi termini e condizioni previsti per la cessione delle azioni di proprietà di Uniper. Tale diritto può essere esercitato entro 6 mesi dalla ricezione – avvenuta lo stesso 22 marzo 2019 – della notifica relativa al contratto di vendita da parte di Uniper a FSI. A seguito di tali sviluppi e nell'ambito degli accordi con Uniper e con FSI, il Gruppo Iren sta valutando tutte le opzioni percorribili per valorizzare la propria partecipazione in OLT, considerata non più strategica nell'ambito del portafoglio di attività del Gruppo, continuando al contempo a sostenere lo sviluppo della società.

### **Assemblea degli Azionisti del 5 aprile 2019 - approvazione della proposta di modifica dello statuto e dell'acquisto di azioni proprie**

Il 5 aprile 2019 l'Assemblea degli Azionisti di Iren S.p.A., in sede Straordinaria, ha approvato la modifica degli articoli 5.4; 18.1; 19.2; 19.3; 19.4; 19.6; 25.5; 27.1; 28.1; 28.2; 28.3 dello statuto sociale.

Le modifiche principali hanno riguardato (i) la cessazione della delega conferita al Consiglio di Amministrazione per aumenti di capitale riservati a Soggetti Pubblici; (ii) l'aumento del numero dei consiglieri, che passa da 13 a 15 e persegue l'obiettivo di garantire una rappresentanza sia ai soci pubblici spezzini entrati nella compagine sociale di Iren S.p.A., sia al socio FCT a seguito della scissione di FSU; (iii) la maggioranza qualificata di alcune delibere del Consiglio di Amministrazione; (iv) l'aumento del numero dei consiglieri tratti dalla lista di maggioranza, che passa da 11 a 13; (v) l'aumento del numero dei componenti effettivi del Collegio Sindacale, che passa da 3 a 5.

L'Assemblea, nella stessa data ed in sede Ordinaria, ha inoltre autorizzato il Consiglio di Amministrazione ad acquistare e disporre di azioni proprie di Iren S.p.A., anche in via frazionata, ai sensi degli articoli 2357 e seguenti del codice civile, e dell'art. 132 del D.lgs. 24 febbraio 1998, n. 58.

L'Assemblea ha definito, secondo quanto proposto dal Consiglio di Amministrazione, finalità, termini e condizioni dell'esercizio della suddetta autorizzazione ed ha conferito allo stesso ogni più ampio potere, da esercitarsi con la più ampia discrezionalità, affinché proceda all'attuazione degli atti di acquisto nel pieno rispetto della normativa vigente.

Al riguardo, il Consiglio di Amministrazione può effettuare operazioni di acquisto e di disposizione di azioni proprie per un massimo di 65.000.000 di azioni della Società, tali comunque da non eccedere un ventesimo del capitale sociale; il controvalore massimo delle azioni acquistabili nell'ambito di tale programma non può essere superiore all'ammontare degli utili distribuibili e delle riserve disponibili risultanti dall'ultimo bilancio approvato.

Per quanto riguarda il prezzo di acquisto di ciascuna azione, esso non deve essere inferiore del 10%, o superiore del 10%, del prezzo ufficiale di Borsa del titolo Iren del giorno precedente a quello in cui viene effettuata l'operazione di acquisto, fermo restando l'applicazione delle ulteriori condizioni e termini di cui al Regolamento Delegato (UE) n. 1052 dell'8 marzo 2016.

Il programma di acquisto di azioni proprie è consentito per diciotto mesi a decorrere dalla presente delibera assembleare, ossia sino al 5 ottobre 2020.

Tale operazione ha la finalità di dotare il Gruppo di una provvista di azioni disponibili per operazioni di crescita esterna, anche in sostituzione dell'aumento di capitale deliberato nel 2016 e revocato con l'approvazione delle modifiche statutarie anzi descritte.

#### **Programma di acquisto di azioni proprie**

Nella stessa data (5 aprile 2019), il Consiglio di Amministrazione, preso atto della relativa delibera assembleare, ha a sua volta dato mandato all'Amministratore Delegato di avviare il programma di acquisto di azioni proprie, per un massimo di 26.000.000 di azioni, di modo comunque da non superare il 2% del capitale sociale. Inoltre, il Consiglio ha autorizzato l'AD a determinare i criteri e le condizioni relativi agli atti di alienazione, disposizione e/o utilizzo delle azioni proprie, avuto riguardo alle modalità realizzative in concreto impiegate, all'andamento dei prezzi delle azioni nel periodo precedente all'operazione e al migliore interesse per la Società.

Il programma di acquisto di azioni proprie ha preso avvio, nel concreto, il 14 maggio 2019. In tale ambito, Iren ha conferito mandato a Goldman Sachs International di coordinare e dare esecuzione alla prima tranche del programma di acquisto, prendendo le decisioni di negoziazione relative al programma con discrezionalità e in piena indipendenza dalla Società, per un ammontare massimo di euro 20.000.000 da completarsi entro 6 mesi a far data dal 14 maggio stesso.

Nel periodo compreso tra il 14 maggio e il 28 giugno 2019, ultimo giorno di mercato aperto del semestre, sono state acquistate 3.567.507 azioni proprie, pari allo 0,274% del capitale sociale.

#### **Adesione alle raccomandazioni del Codice di Autodisciplina delle Società Quotate (edizione luglio 2018) e approvazione degli Orientamenti agli Azionisti sulla composizione quali-quantitativa del Consiglio di Amministrazione**

Sempre il 5 aprile 2019, il Consiglio di Amministrazione ha inoltre deliberato l'adesione alle raccomandazioni del Codice di Autodisciplina delle società quotate, nell'edizione del luglio 2018, unitamente all'aggiornamento del documento in cui viene data evidenza delle soluzioni di *governance* adottate dalla Società con riferimento alle previsioni del Codice stesso.

In esecuzione a quanto raccomandato dal Criterio Applicativo 1.C.1. lett. (h) del Codice, tenuto conto del mandato in scadenza con l'approvazione del bilancio d'esercizio al 31 dicembre 2018, il Consiglio ha parimenti approvato gli orientamenti agli Azionisti sulla composizione quali-quantitativa dell'organo amministrativo oggetto di nomina per il triennio 2019-2021.

### **Bilancio di Sostenibilità 2018**

Il 12 aprile 2019 il C.d.A. di Iren ha approvato, contestualmente al Bilancio economico, il Bilancio di Sostenibilità 2018, che assume anche la valenza di Dichiarazione consolidata di carattere Non Finanziario (DNF).

Il Bilancio rendiconta le performance economiche, ambientali e sociali del Gruppo per il 2018, e rappresenta uno strumento di monitoraggio degli obiettivi del Piano Industriale, che pone la sostenibilità come pilastro strategico di sviluppo e di confronto partecipato con il territorio e tutti gli stakeholders.

### **Assemblea degli Azionisti del 22 maggio 2019**

L'Assemblea Ordinaria degli Azionisti ha approvato in data 22 maggio 2019 il Bilancio della Società relativo all'esercizio 2019 e la Relazione sulla gestione ed ha deliberato la distribuzione di un dividendo di 0,084 euro per azione, confermando quanto proposto dal Consiglio di Amministrazione. Il dividendo di 0,084 euro per ciascuna azione ordinaria (con la precisazione che le azioni proprie non ne beneficeranno) è stato messo in pagamento a partire dal 26 giugno 2019 (stacco cedola il 24 giugno 2019 e record date il 25 giugno 2019).

Con l'approvazione del bilancio al 31 dicembre 2018 si è concluso il mandato del Consiglio di Amministrazione in carica. L'Assemblea ha provveduto a nominare pertanto il nuovo Consiglio di Amministrazione, che rimarrà in carica per gli esercizi 2019/2020/2021 (scadenza: data di approvazione del bilancio dell'esercizio 2021).

Come previsto dallo statuto della Società, tredici componenti del nuovo Consiglio di Amministrazione sono stati nominati dalla lista presentata da Finanziaria Sviluppo Utilities S.r.l., Finanziaria Città di Torino Holding S.p.A., Comune di Reggio Emilia (in proprio e in qualità di mandatario dei soci pubblici emiliani), Comune di La Spezia (in proprio e quale mandatario dei soci pubblici spezzini) e votata dalla maggioranza, a cui si aggiungono 2 consiglieri nominati dalla lista presentata da Amundi Asset Management SGR S.p.A., votata dalla minoranza.

L'Assemblea ha, inoltre, nominato l'Ing. Renato Boero alla carica di Presidente del Consiglio di Amministrazione per gli esercizi 2019/2020/2021.

L'Assemblea degli azionisti ha inoltre:

- conferito l'incarico alla società di revisione KPMG per il novennio 2021-2029 come previsto dalla normativa vigente;
- approvato la prima sezione della relazione sulla remunerazione;
- determinato il compenso annuo da corrispondere ai singoli membri del Consiglio di Amministrazione e l'importo massimo complessivo, comprendente la remunerazione di quelli investiti di particolari cariche;
- approvato la proposta di integrazione dei corrispettivi per l'incarico di revisore legale dei conti relativo agli esercizi 2018 - 2020.

### **Attribuzione delle deleghe e dei poteri ai membri del Consiglio di Amministrazione, accertamento dei requisiti di indipendenza e nomina dei componenti dei Comitati endo-consiliari per il triennio 2019-2021**

Il nuovo Consiglio di Amministrazione, riunitosi a valle dell'Assemblea degli Azionisti del 22 maggio 2019, dopo aver preso atto della nomina di Renato Boero a Presidente del Consiglio di Amministrazione, ha proceduto alla nomina del Vice Presidente, nella persona di Moris Ferretti, e dell'Amministratore Delegato, nella persona di Massimiliano Bianco, oltre che all'attribuzione delle deleghe e dei poteri, come previsto dallo Statuto.

Il Consiglio di Amministrazione ha inoltre proceduto alla verifica della sussistenza dei requisiti di indipendenza previsti dalla normativa vigente in capo ai suoi componenti, sentito il parere del Collegio Sindacale.

Infine, tenuto conto degli esiti di tali verifiche, il Consiglio di Amministrazione ha proceduto a definire la composizione dei comitati endo-consiliari, poi adeguata nella successiva seduta del 30 maggio: Comitato Controllo, Rischi e Sostenibilità, Comitato per la Remunerazione e le Nomine, Comitato per le Operazioni con Parti Correlate.

### **Linee di credito *Revolving Credit Facility* (RCF) legate agli indici di sostenibilità**

A fine giugno 2019 Iren S.p.A. ha sottoscritto con due primari istituti bancari altrettante linee di credito di tipo *Sustainability linked revolving credit facility* (RCF), nella forma *committed*, per un ammontare complessivo di 150 milioni di euro e della durata di 3 anni. L'operazione è finalizzata al consolidamento del profilo di liquidità a supporto dell'attuale livello di rating, ed al tempo stesso riconferma la volontà del Gruppo di ampliare il proprio portafoglio di strumenti di finanza sostenibile, già comprensivo di due emissioni obbligazionarie di tipo *Green Bond*.

La tipologia di linee di credito sottoscritta annovera un meccanismo di premio/penalità legato al raggiungimento di specifici obiettivi di sostenibilità ambientale, per i quali sono stati definiti alcuni indicatori di performance relativi in particolare alla raccolta differenziata ed alla produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili ed assimilate.

# SITUAZIONE ECONOMICA, PATRIMONIALE E FINANZIARIA DEL GRUPPO IREN

## Situazione economica

### CONTO ECONOMICO DEL GRUPPO IREN

	migliaia di euro		
	Primo semestre 2019	Primo semestre 2018 Rideterminato (*)	Var. %
<b>Ricavi</b>			
Ricavi per beni e servizi	2.153.312	1.771.999	21,5
Variazione dei lavori in corso	(9)	27	(**)
Altri proventi	84.954	164.930	(48,5)
<b>Totale ricavi</b>	<b>2.238.257</b>	<b>1.936.956</b>	<b>15,6</b>
<b>Costi operativi</b>			
Costi materie prime sussidiarie di consumo e merci	(793.342)	(625.735)	26,8
Prestazioni di servizi e godimento beni di terzi	(723.349)	(598.190)	20,9
Oneri diversi di gestione	(34.831)	(25.344)	37,4
Costi per lavori interni capitalizzati	14.255	13.804	3,3
Costo del personale	(222.930)	(195.644)	13,9
<b>Totale costi operativi</b>	<b>(1.760.197)</b>	<b>(1.431.109)</b>	<b>23,0</b>
<b>MARGINE OPERATIVO LORDO</b>	<b>478.060</b>	<b>505.847</b>	<b>(5,5)</b>
<b>Ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni</b>			
Ammortamenti	(191.510)	(169.237)	13,2
Accantonamenti a fondo svalutazione crediti	(16.845)	(16.436)	2,5
Altri accantonamenti e svalutazioni	(12.053)	(5.154)	(**)
<b>Totale ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni</b>	<b>(220.408)</b>	<b>(190.827)</b>	<b>15,5</b>
<b>RISULTATO OPERATIVO</b>	<b>257.652</b>	<b>315.020</b>	<b>(18,2)</b>
<b>Gestione finanziaria</b>			
Proventi finanziari	17.872	19.305	(7,4)
Oneri finanziari	(45.843)	(49.952)	(8,2)
<b>Totale gestione finanziaria</b>	<b>(27.971)</b>	<b>(30.647)</b>	<b>(8,7)</b>
Risultato di partecipazioni contabilizzate con il metodo del patrimonio netto	4.752	825	(**)
Rettifica di valore di partecipazioni	-	(329)	(100,0)
<b>Risultato prima delle imposte</b>	<b>234.433</b>	<b>284.869</b>	<b>(17,7)</b>
Imposte sul reddito	(70.197)	(88.239)	(20,4)
<b>Risultato netto delle attività in continuità</b>	<b>164.236</b>	<b>196.630</b>	<b>(16,5)</b>
Risultato netto da attività operative cessate	-	-	-
<b>Risultato netto del periodo</b>	<b>164.236</b>	<b>196.630</b>	<b>(16,5)</b>
attribuibile a:			
- Utile (perdita) del periodo attribuibile agli azionisti	150.638	184.650	(18,4)
- Utile (perdita) del periodo attribuibile alle minoranze	13.598	11.980	13,5

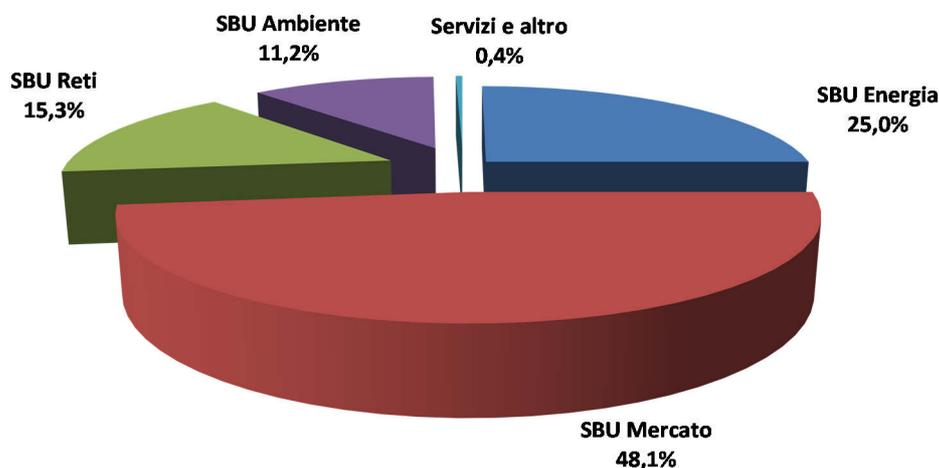
(\*) Come previsto dall'IFRS 3, i saldi economici del primo semestre 2018 sono stati rideterminati per tenere conto, alla data di acquisizione, degli effetti derivanti dal completamento, avvenuto al termine dell'esercizio 2018, dell'allocation del prezzo di acquisizione al fair value definitivo delle attività e passività acquisite (*Purchase Price Allocation*) delle società del gruppo ACAM e di Re.Cos..

Per ulteriori informazioni si rinvia al paragrafo "Rideterminazione di valori al 30 giugno 2018" del capitolo "Contenuto e forma del bilancio semestrale abbreviato consolidato".

(\*\*) Variazione superiore al 100%

## Ricavi

Al 30 giugno 2019 il Gruppo ha conseguito ricavi per 2.238 milioni di euro, in aumento del +15,6% rispetto ai 1.937 milioni di euro del corrispondente periodo dell'esercizio 2018. Concorrono all'incremento dei ricavi principalmente le maggiori vendite di energia elettrica, in particolare nel segmento small business, anche grazie alla maggior produzione (+936 GWH) e all'incremento del relativo prezzo, oltre all'ampliamento del perimetro di consolidamento: in particolare le società del gruppo ACAM, a partire dal 1° aprile 2018, Maira e Spezia Energy Trading consolidate da ottobre 2018, e San Germano dal 1° gennaio 2019.

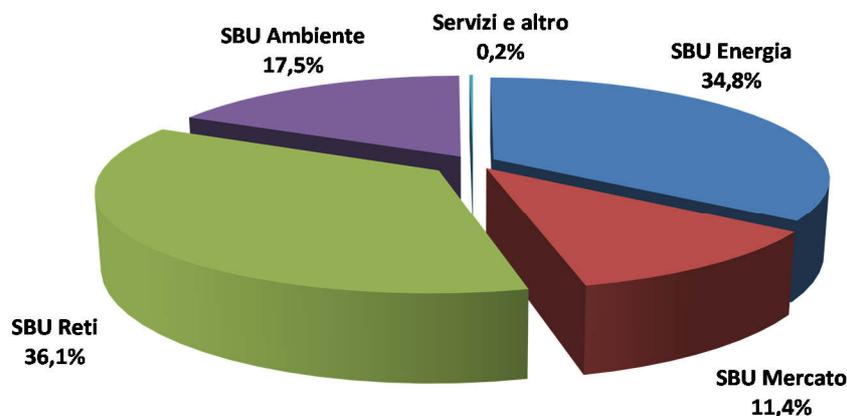


## Margine Operativo Lordo

Il margine operativo lordo ammonta a 478 milioni di euro, in decremento del-5,5% rispetto ai 506 milioni di euro del primo semestre 2018. La flessione del margine è da ricondurre in primo luogo al riconoscimento straordinario, avvenuto nel primo semestre 2018, di circa 60 milioni di euro di certificati di efficienza energetica pregressi e, inoltre, alla scadenza dal 1° gennaio 2019 degli incentivi (ex certificati verdi), relativi agli impianti idroelettrici di Pont Ventoux e Bussento riconosciuti sempre nel primo semestre 2018 per circa 22 milioni di euro.

Al netto dei suddetti effetti di discontinuità il margine operativo lordo risulterebbe in miglioramento del +12,7% rispetto al periodo comparativo. Tale miglioramento ha riguardato tutte le linee di business, con la sola eccezione della vendita di energia elettrica e gas per la quale si sono registrati margini in flessione seppur con un importate recupero nel secondo trimestre.

Sulla marginalità della SBU Mercato ha influito negativamente il venire meno degli effetti contabili di conguagli di partite pregresse che avevano caratterizzato il 2018 e non più ripetibili e, per quanto concerne la vendita di gas, anche un andamento climatico nella prima parte dell'anno non favorevole.



### **Risultato operativo**

Il risultato operativo è pari a 258 milioni di euro, in diminuzione -18,2% rispetto ai 315 milioni di euro del primo semestre 2018. Si registrano maggiori ammortamenti per circa 22 milioni di euro relativi principalmente all'ampliamento del perimetro di consolidamento e all'iscrizione dei diritti d'uso a seguito dell'applicazione dell'IFRS 16. Sono inoltre presenti maggiori accantonamenti e svalutazioni per circa 7 milioni.

### **Oneri e Proventi finanziari**

Le componenti economiche di natura finanziaria esprimono un saldo di oneri finanziari netti di 28 milioni di euro (30,6 milioni nel primo semestre 2018).

In particolare, gli oneri finanziari ammontano a 45,8 milioni (50 milioni nel primo semestre 2018). Il decremento consegue alla diminuzione del costo medio dell'indebitamento finanziario, parzialmente controbilanciata dalla rilevazione degli interessi passivi, di natura contabile, relativi ai *leases* iscritti a seguito dell'adozione dell'IFRS 16.

I proventi finanziari si attestano a 17,9 milioni di euro, in diminuzione rispetto ai 19,3 milioni del periodo comparativo.

### **Risultato di collegate contabilizzate con il metodo del patrimonio netto**

Nel primo semestre 2019, il risultato di società collegate contabilizzate con il metodo del patrimonio netto è positivo per 4,8 milioni di euro (+4 milioni rispetto al dato del primo semestre 2018). A tale risultato concorrono principalmente le partecipate Aguas de San Pedro, ASTEA e ACOS.

Il dato comparativo comprendeva inoltre la quota del risultato, allora negativo, di OLT Offshore LNG Toscana, la cui partecipazione, essendo attualmente iscritta nelle "Attività destinate ad essere cedute", non è più oggetto di valutazione con il metodo del patrimonio netto.

### **Rettifica di valore di partecipazioni**

La voce non presenta importi nel periodo in analisi. Nel primo semestre 2018 la voce si attestava a -0,3 milioni di euro, ed era riconducibile alla ripresa di valore della partecipazione nella collegata Acquaenna (+1,4 milioni), operata a rettifica di precedenti svalutazioni, e alla rideterminazione al fair value, alla data di acquisizione del controllo, dell'interessenza di minoranza detenuta in ReCos (-1,7 milioni).

### **Risultato prima delle imposte**

Per effetto delle dinamiche sopra indicate il risultato consolidato prima delle imposte si attesta a 234,4 milioni di euro, in diminuzione rispetto ai 284,9 milioni del primo semestre 2018 (-17,7%).

### **Imposte sul reddito**

Le imposte sul reddito del periodo sono pari a 70,2 milioni di euro, in diminuzione di 18 milioni rispetto al periodo di confronto in correlazione al minor risultato ante imposte, con un tax rate effettivo ad oggi stimato per l'esercizio 2019 pari al 30% (si attestava al 31% nel primo semestre 2018).

### **Risultato netto del periodo**

In conseguenza di quanto sopra esposto, si rileva un risultato netto, pari a 164,2 milioni di euro, in diminuzione (-16,5%) rispetto a quello dell'analogo periodo dell'esercizio precedente interessato in positivo dagli accennati elementi di discontinuità. Il dato è riconducibile al risultato di pertinenza degli azionisti per 150,6 milioni, mentre l'utile attribuibile alle minoranze è pari a 13,6 milioni.

## Situazione patrimoniale e finanziaria

### STATO PATRIMONIALE RICLASSIFICATO DEL GRUPPO IREN

	migliaia di euro		
	30.06.2019	31.12.2018	Var. %
Attivo immobilizzato	5.919.027	5.786.294	2,3
Altre attività (Passività) non correnti	(434.776)	(431.648)	0,7
Capitale circolante netto	69.894	132.325	(47,2)
Attività (Passività) per imposte differite	163.802	148.745	10,1
Fondi rischi e Benefici ai dipendenti	(610.150)	(621.063)	(1,8)
Attività (Passività) destinate a essere cedute	524	524	-
<b>Capitale investito netto</b>	<b>5.108.321</b>	<b>5.015.177</b>	<b>1,9</b>
Patrimonio netto	2.538.483	2.562.371	(0,9)
<i>Attività finanziarie a lungo termine</i>	<i>(145.154)</i>	<i>(147.867)</i>	<i>(1,8)</i>
<i>Indebitamento finanziario a medio e lungo termine</i>	<i>3.065.955</i>	<i>3.013.303</i>	<i>1,7</i>
Indebitamento finanziario netto a medio lungo termine	2.920.801	2.865.436	1,9
<i>Attività finanziarie a breve termine</i>	<i>(572.224)</i>	<i>(849.993)</i>	<i>(32,7)</i>
<i>Indebitamento finanziario a breve termine</i>	<i>221.261</i>	<i>437.363</i>	<i>(49,4)</i>
Indebitamento finanziario netto a breve termine	(350.963)	(412.630)	(14,9)
Indebitamento finanziario netto	2.569.838	2.452.806	4,8
<b>Mezzi propri ed indebitamento finanziario netto</b>	<b>5.108.321</b>	<b>5.015.177</b>	<b>1,9</b>

Nel seguito sono commentate le principali dinamiche patrimoniali del periodo.

L'attivo immobilizzato al 30 giugno 2019 ammonta a 5.919 milioni di euro, incrementatosi rispetto al 31 dicembre 2018, quando era pari a 5.786 milioni. L'aumento (+133 milioni) è principalmente da ricondursi alle seguenti determinanti:

- gli investimenti tecnici in immobilizzazioni materiali ed immateriali (+197 milioni), le dismissioni (-4 milioni) e gli ammortamenti (-192 milioni) del periodo;
- le attività alla data di acquisizione, comprensive dell'avviamento, a seguito del consolidamento di San Germano e CMT con i relativi automezzi ed impiantistica afferenti alla filiera ambiente (21 milioni), di Busseto Servizi (4 milioni), le cui immobilizzazioni sono costituite dalla rete gas sita nel relativo comune, oltre che di un ramo d'azienda relativo alla gestione di impianti di trattamento rifiuti (9 milioni);
- la prima applicazione dell'IFRS 16 – *Leases*, che ha comportato la rilevazione al 1° gennaio 2019 nell'attivo immobilizzato di *assets* oggetto di affitto, noleggio, locazione o leasing per complessivi 105 milioni di euro, riferiti in gran parte a fabbricati e automezzi funzionali agli ambiti di attività del Gruppo.

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

Mentre le Altre attività (Passività) non correnti risultano sostanzialmente allineate al dato di fine esercizio precedente, il Capitale Circolante Netto ha subito un decremento di 62 milioni di euro (-47,2%), attestandosi a 70 milioni contro i 132 milioni del 31 dicembre 2018. La variazione consegue ai minori crediti commerciali, legati all'andamento stagionale dei business del Gruppo, alla riduzione degli stoccaggi gas ed alla rilevazione della stima delle imposte del periodo.

I "Fondi Rischi e Benefici ai Dipendenti" ammontano a 610 milioni di euro (621 milioni al 31 dicembre 2018); la diminuzione è riconducibile in gran parte agli adempimenti relativi ai diritti di emissione CO2.

Il Patrimonio Netto ammonta a 2.538 milioni di euro, contro i 2.562 milioni del 31 dicembre 2018 (-24 milioni). La variazione del periodo corrisponde all'effetto del risultato netto (+164 milioni), dei dividendi erogati nel semestre (-150 milioni), della variazione della riserva *cash flow hedge* legata agli strumenti

derivati di copertura tasso e *commodities* in portafoglio (-30 milioni) e agli acquisti di azioni proprie (-8 milioni)

L'indebitamento finanziario netto al termine del periodo è pari a 2.570 milioni di euro, in aumento di 117 milioni rispetto al 31 dicembre 2018 (+4,8%). La variazione risente degli effetti delle *business combinations* avvenute nel periodo (le acquisizioni del gruppo San Germano e di Busseto Servizi, per complessivi 23 milioni) e, a seguito dell'adozione dell'IFRS 16, dell'iscrizione delle passività espressione dei flussi finanziari futuri attualizzati relativi ai *leases* in capo al Gruppo (per 104 milioni).

Per ulteriori dettagli analitici si rinvia al rendiconto finanziario di seguito presentato.

## RENDICONTO FINANZIARIO DEL GRUPPO IREN

### Variazione indebitamento finanziario netto

Il seguente prospetto dettaglia la movimentazione dell'indebitamento finanziario netto di Gruppo nel primo semestre 2019.

	migliaia di euro		
	Primo semestre 2019	Primo semestre 2018 Rideterminato (*)	Var. %
<b>A. (Indebitamento) Finanziario Netto iniziale</b>	<b>(2.452.806)</b>	<b>(2.371.785)</b>	<b>3,4</b>
<b>Flusso finanziario generato dall'attività operativa</b>			
Risultato del periodo	164.236	196.630	(16,5)
Rettifiche per movimenti non finanziari	349.303	328.666	6,3
Erogazioni benefici ai dipendenti	(6.911)	(4.666)	48,1
Utilizzo fondo rischi e altri oneri	(25.236)	(11.784)	(**)
Variazione altre attività/passività non correnti	(5.463)	(2.248)	(**)
Altre variazioni patrimoniali	(11.493)	(19.106)	(39,8)
Imposte pagate	-	-	-
<b>B. Cash flow operativo prima delle variazioni di CCN</b>	<b>464.436</b>	<b>487.492</b>	<b>(4,7)</b>
<b>C. Flusso finanziario derivante da variazioni di CCN</b>	<b>(17.306)</b>	<b>(85.110)</b>	<b>(79,7)</b>
<b>D. Cash flow operativo (B+C)</b>	<b>447.130</b>	<b>402.382</b>	<b>11,1</b>
<b>Flusso finanziario da (per) attività di investimento</b>			
Investimenti in attività materiali e immateriali	(196.960)	(164.179)	20,0
Investimenti in attività finanziarie	(103)	-	-
Realizzo investimenti e variazione attività destinate ad essere cedute	5.760	13.930	(58,7)
Variazione area di consolidamento	(23.494)	(220.960)	(89,4)
Dividendi incassati	785	1.224	(35,9)
<b>E. Totale flusso finanziario da attività di investimento</b>	<b>(214.012)</b>	<b>(369.985)</b>	<b>(42,2)</b>
<b>F. Free cash flow (D+E)</b>	<b>233.118</b>	<b>32.397</b>	<b>(**)</b>
<b>Flusso finanziario da attività di finanziamento</b>			
Aumento capitale	-	52.622	(100,0)
Acquisto azioni proprie	(7.959)	-	-
Erogazione di dividendi	(150.122)	(112.973)	32,9
Interessi pagati	(22.795)	(28.066)	(18,8)
Interessi incassati	6.803	7.325	(7,1)
Variazione fair value strumenti derivati di copertura	(55.774)	5.241	(**)
Variazione debiti finanziari per leasing	(104.109)	-	-
Altre variazioni	(16.194)	(12.549)	29,0
<b>G. Totale flusso finanziario da attività di finanziamento</b>	<b>(350.150)</b>	<b>(88.400)</b>	<b>(**)</b>
<b>H. Variazione (Indebitamento) Finanziario Netto (F+G)</b>	<b>(117.032)</b>	<b>(56.003)</b>	<b>(**)</b>
<b>I. (Indebitamento) Finanziario Netto finale (A+H)</b>	<b>(2.569.838)</b>	<b>(2.427.788)</b>	<b>5,9</b>

(\*) Come previsto dall'IFRS 3, la rappresentazione dei flussi finanziari del primo semestre 2018 è stata rideterminata, alla data di acquisizione, per tenere conto degli effetti derivanti dal completamento, avvenuto al termine dell'esercizio 2018, dell'allocazione del prezzo di acquisizione al fair value definitivo delle attività e passività acquisite (*Purchase Price Allocation*) delle società del gruppo ACAM e di Re.Cos..

Per ulteriori informazioni si rinvia al paragrafo "Rideterminazione di valori al 30 giugno 2018" del capitolo "Contenuto e forma del bilancio semestrale abbreviato consolidato".

(\*\*) Variazione superiore al 100%

L'incremento dell'indebitamento finanziario deriva dalle seguenti determinanti:

- un *cash flow* operativo pari a +447 milioni, superiore a quanto registrato nel primo semestre 2018;
- un flusso finanziario da attività di investimento (-214 milioni di euro) che sconta gli investimenti tecnici del periodo (197 milioni, in aumento rispetto ai 164 milioni del primo semestre 2018) e l'effetto

dell'acquisizione delle società San Germano, CMT e Busseto Servizi (23 milioni, presenti alla voce "variazione area di consolidamento");

- le componenti del flusso finanziario dell'attività di finanziamento (complessivamente pari a -350 milioni di euro) si riferiscono principalmente all'effetto sopracitato derivante dalla prima applicazione dell'IFRS 16 (104 milioni), alla variazione negativa del fair value degli strumenti derivati di copertura dei flussi finanziari (-56 milioni), legata in particolare alla diminuzione dei tassi di interesse e all'andamento dei prezzi di acquisto delle commodities, e ai dividendi erogati (150 milioni, un importo superiore ai 113 milioni distribuiti nell'esercizio precedente).

Si segnala infine che il rendiconto finanziario redatto secondo la configurazione espressa come variazione delle disponibilità liquide è presentato in apertura della sezione "Bilancio Semestrale Abbreviato Consolidato e Note Illustrative al 30 giugno 2019".

## ANALISI PER SETTORI DI ATTIVITÀ

Il Gruppo Iren individua i seguenti settori di attività:

- Reti (Reti di distribuzione dell'energia elettrica, Reti distribuzione del gas, Servizio Idrico Integrato)
- Ambiente (Raccolta 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).

Al fine di una più omogenea rappresentazione delle attività ricomprese nei settori di operatività del Gruppo, si segnala che la linea di business "Smart solutions" (efficienza energetica, gestione calore e illuminazione pubblica) è stata riallocata dal settore "Servizi e altro" al settore "Energia".

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 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.

Le grandezze patrimoniali ed economiche di seguito riportate sono state rideterminate, per i periodi comparativi del 2018, in coerenza con la struttura settoriale sopra esposta.

Nel primo semestre 2019, in linea con le evidenze dell'analogo periodo 2018, le attività non regolate contribuiscono alla formazione del margine operativo lordo per il 27%, le attività regolate pesano per il 42%, mentre le attività semi-regolate per il 31%.

### Situazione patrimoniale riclassificata per settori di attività al 30 giugno 2019

	milioni di euro						
	Reti	Ambiente	Energia	Mercato	Altri servizi	Non allocabili	Totale
Capitale immobilizzato	2.699	983	1.881	169	39	148	5.919
Capitale circolante netto	(9)	127	(25)	(25)	2	-	70
Altre attività e passività non correnti	(605)	(164)	(118)	6	(0)	-	(881)
<b>Capitale investito netto (CIN)</b>	<b>2.085</b>	<b>946</b>	<b>1.738</b>	<b>150</b>	<b>41</b>	<b>148</b>	<b>5.108</b>
<b>Patrimonio netto</b>							<b>2.538</b>
<b>Posizione Finanziaria netta</b>							<b>2.570</b>
<b>Mezzi propri ed indebitamento finanziario netto</b>							<b>5.108</b>

## Situazione patrimoniale riclassificata per settori di attività al 31 dicembre 2018

milioni di euro

	Reti	Ambiente	Energia	Mercato	Altri servizi	Non allocabili	Totale
Capitale immobilizzato	2.609	946	1.884	146	59	142	5.786
Capitale circolante netto	(21)	70	66	41	(24)		132
Altre attività e passività non correnti	(610)	(156)	(124)	(7)	(6)		(903)
<b>Capitale investito netto (CIN)</b>	<b>1.978</b>	<b>860</b>	<b>1.826</b>	<b>180</b>	<b>29</b>	<b>142</b>	<b>5.015</b>
<b>Patrimonio netto</b>							2.562
<b>Posizione Finanziaria netta</b>							2.453
<b>Mezzi propri ed indebitamento finanziario netto</b>							<b>5.015</b>

## Conto Economico per settori di attività primo semestre 2019

milioni di euro

	Reti	Ambiente	Energia	Mercato	Altri servizi	Elisioni e rettifiche	Totale
Totali ricavi e proventi	482	352	785	1.512	10	(903)	2.238
Totale costi operativi	(310)	(268)	(619)	(1.457)	(9)	903	(1.760)
<b>Margine Operativo Lordo (EBITDA)</b>	<b>172</b>	<b>84</b>	<b>166</b>	<b>55</b>	<b>1</b>	<b>-</b>	<b>478</b>
Amm.ti, acc.ti netti e svalutazioni	(82)	(47)	(64)	(26)	(1)		(220)
<b>Risultato operativo (EBIT)</b>	<b>90</b>	<b>37</b>	<b>102</b>	<b>29</b>	<b>0</b>	<b>-</b>	<b>258</b>

## Conto Economico per settori di attività primo semestre 2018

milioni di euro

	Reti	Ambiente	Energia	Mercato	Altri servizi	Elisioni e rettifiche	Totale
Totali ricavi e proventi	443	294	644	1.241	18	(703)	1.937
Totale costi operativi	(283)	(220)	(438)	(1.178)	(15)	703	(1.431)
<b>Margine Operativo Lordo (EBITDA)</b>	<b>160</b>	<b>74</b>	<b>206</b>	<b>63</b>	<b>3</b>	<b>-</b>	<b>506</b>
Amm.ti, acc.ti netti e svalutazioni	(72)	(38)	(60)	(20)	(1)		(191)
<b>Risultato operativo (EBIT)</b>	<b>88</b>	<b>36</b>	<b>146</b>	<b>43</b>	<b>2</b>	<b>-</b>	<b>315</b>

## SBU Reti

Al 30 giugno 2019 il settore di attività Reti, che comprende i business della Distribuzione Gas, Energia Elettrica e del Servizio Idrico Integrato, ha registrato ricavi per 482 milioni di euro, in crescita del +8,7% rispetto ai 443 milioni di euro del primo semestre 2018. Concorre all'incremento dei ricavi il consolidamento di ACAM Acque, operativa nell'area spezzina, a far data dal 1° aprile 2018.

Il margine operativo lordo (EBITDA) è stato pari a 172 milioni di euro in aumento del +7,5% rispetto ai 160 milioni di euro del primo semestre 2018, mentre il risultato operativo netto (EBIT) è stato pari a 90 milioni di euro, in aumento del +2,5% rispetto agli 88 milioni di euro del primo semestre 2018.

La dinamica positiva del margine operativo lordo è parzialmente assorbita dai maggiori ammortamenti per circa 9 milioni di euro correlati all'incremento degli investimenti tecnici, e da maggiori accantonamenti netti per circa 1 milione di euro.

		Primo semestre 2019	Primo semestre 2018 rideterminato	Δ %
Ricavi	€/mil.	482	443	8,7%
Margine operativo lordo (Ebitda)	€/mil.	172	160	7,5%
<i>Ebitda Margin</i>		35,8%	36,2%	
	<i>da Reti Elettriche</i>	€/mil. 36	35	2,3%
	<i>da Reti Gas</i>	€/mil. 41	38	7,9%
	<i>da Servizio Idrico Integrato</i>	€/mil. 95	87	9,8%
Risultato Operativo (Ebit)	€/mil.	90	88	2,5%
Investimenti	€/mil.	114	101	13,2%
	<i>in Reti Elettriche</i>	€/mil. 18	15	16,9%
	<i>in Reti Gas</i>	€/mil. 23	23	-
	<i>in Servizio Idrico Integrato</i>	€/mil. 74	63	16,5%
Energia elettrica distribuita	GWh	1.828	1.861	-1,8%
Gas immesso in rete	Mmc	769	789	-2,5%
Acqua Venduta	Mmc	90	90	-

Di seguito vengono esposte le dinamiche dei margini operativi lordi dei settori interessati.

### SBU Reti - Energia elettrica

Il margine operativo lordo è stato pari a 36 milioni di euro, in aumento del +2,3% rispetto ai 35 milioni di euro del primo semestre 2018.

L'incremento del margine è da ricondursi principalmente al miglioramento del vincolo dei ricavi tariffari (VRT).

Nel periodo sono stati effettuati investimenti per 18 milioni di euro in aumento del +16,9% rispetto ai 15 milioni di euro del primo semestre 2018 e prevalentemente inerenti ai nuovi allacciamenti, alla costruzione di nuove cabine BT/MT e linee BT/MT oltre al completamento di alcune cabine primarie.

### SBU Reti - Distribuzione Gas

Il margine operativo lordo della distribuzione gas ammonta a 41 milioni di euro, in aumento del +7,9% rispetto ai 38 milioni di euro del primo semestre 2018. L'incremento del margine è da ricondursi principalmente al miglioramento del vincolo ricavi tariffari (VRT).

Gli investimenti di periodo realizzati ammontano a 23 milioni di euro, in linea con gli investimenti del corrispondente periodo del 2018, e riguardano quanto previsto dalle delibere di ARERA, in particolare l'adeguamento della rete alla protezione catodica e l'installazione di misuratori elettronici.

## SBU Reti - Ciclo Idrico

Il margine operativo lordo di periodo ammonta a 95 milioni di euro, in aumento del +9,8% rispetto agli 87 milioni di euro del primo semestre 2018. L'incremento del margine è da ricondursi al consolidamento di ACAM Acque a far data dal 1° aprile 2018, all'incremento del vincolo sui ricavi tariffari (VRG) e alle maggiori sinergie sui costi.

Gli investimenti di periodo ammontano a 74 milioni di euro, in aumento (+16,5%) rispetto ai 63 milioni di euro del primo semestre 2018, e sono relativi alla realizzazione, sviluppo e manutenzione di reti ed impianti di distribuzione, alla rete fognaria e, in particolare, alla realizzazione di nuovi impianti di depurazione.

## SBU Ambiente

Al 30 giugno 2019 i ricavi del settore ammontano a 352 milioni di euro, in aumento del +19,8% rispetto ai 294 milioni di euro del primo semestre 2018. L'incremento dei ricavi è da ricondursi per circa 44 milioni di euro all'ampliamento del perimetro di consolidamento correlato ad ACAM Ambiente e ReCos (+ 10 milioni di euro), a far data dal 1° aprile 2018 e San Germano dal 1° gennaio 2019 (+34 milioni di euro), oltre ai maggiori ricavi dell'attività di raccolta e di intermediazione dei rifiuti speciali e all'incremento dei ricavi di smaltimento.

		Primo semestre 2019	Primo semestre 2018 rideterminato	Δ %
Ricavi	€/mil.	352	294	19,8%
Margine operativo lordo (Ebitda)	€/mil.	84	74	13,9%
<i>Ebitda Margin</i>		23,7%	25,0%	
Risultato Operativo (Ebit)	€/mil.	37	36	1,7%
Investimenti	€/mil.	22	10	(*)
Energia Elettrica venduta	GWh	248	242	2,2%
Energia termica prodotta	GWh <sub>t</sub>	105	109	-3,4%
Rifiuti gestiti	ton	1.328.246	1.122.051	18,4%
Raccolta differenziata area Emilia	%	76,5	73,6	4,0%
Raccolta differenziata area Piemonte	%	53,2	46,7	13,9%
Raccolta differenziata area Liguria	%	73,7	67,5	9,2%

(\*) Variazione superiore al 100%

Il margine operativo lordo del settore ammonta a 84 milioni di euro in miglioramento del +13,9% rispetto ai 74 milioni di euro del primo semestre 2018. Il miglioramento del margine è attribuibile principalmente all'apporto positivo derivante dall'incremento dei volumi di rifiuti smaltiti in impianti del Gruppo (discarica Rei), ai maggiori ricavi da raccolta connessi allo sviluppo delle attività di raccolta porta a porta e dal sopra citato ampliamento del perimetro di consolidamento.

Il risultato operativo ammonta a 37 milioni di euro in miglioramento del +1,7% rispetto ai 36 milioni di euro del primo semestre 2018. La dinamica positiva del margine operativo lordo è stata parzialmente assorbita da maggiori ammortamenti per circa 8 milioni di euro e maggiori accantonamenti e svalutazioni per circa 1,5 milioni di euro.

Gli investimenti realizzati nell'esercizio ammontano a 22 milioni di euro, in aumento rispetto ai 10 milioni di euro del primo semestre 2018, e si riferiscono ad investimenti per la manutenzione straordinaria dei diversi impianti e ad investimenti in attrezzature e mezzi a supporto della raccolta rifiuti con la modalità porta-porta e differenziata.

## SBU Energia

Al 30 giugno 2019 i ricavi della SBU Energia ammontano a 785 milioni di euro, in incremento del 21,8% rispetto ai 644 milioni di euro del primo semestre 2018 principalmente per l'effetto della maggior produzione di energia elettrica e, seppur in misura minore, anche dall'incremento dei prezzi di cessione.

		Primo semestre 2019	Primo semestre 2018	Δ %
Ricavi	€/mil.	785	644	21,8%
Margine operativo lordo (Ebitda)	€/mil.	166	206	-19,1%
<i>Ebitda Margin</i>		21,2%	31,9%	
Risultato Operativo (Ebit)	€/mil.	102	146	-30,5%
Investimenti	€/mil.	22	25	-13,7%
Energia elettrica prodotta	GWh	5.087	4.153	22,5%
<i>da fonte idroelettrica e altre rinnovabili</i>	GWh	644	793	-18,7%
<i>da fonte cogenerativa</i>	GWh	3.232	2.965	9,0%
<i>da fonte termoelettrica</i>	GWh	1.211	395	(*)
Calore prodotto	GWh <sub>t</sub>	1.643	1.571	4,6%
<i>da fonte cogenerativa</i>	GWh <sub>t</sub>	1.421	1.301	9,2%
<i>da fonte non cogenerativa</i>	GWh <sub>t</sub>	222	270	-17,8%
Volumetrie teleriscaldate	Mmc	94	87	7,7%

Alla stessa data l'energia elettrica prodotta è stata pari a 5.087 GWh, in aumento del +22,5% rispetto ai 4.153 GWh del primo semestre 2018. L'incremento di produzione ha riguardato la generazione termoelettrica e cogenerativa mentre risulta in flessione (-18,7%) la produzione idroelettrica.

La produzione termoelettrica complessiva è stata pari a 4.443 GWh, di cui 3.232 GWh da fonte cogenerativa, in aumento del +9% rispetto ai 2.965 GWh dell'esercizio 2018 e 1.211 GWh da fonte termoelettrica convenzionale, in forte aumento rispetto ai 395 GWh del primo semestre 2018.

La produzione da fonti rinnovabili è stata pari a 644 GWh, di cui 633 GWh derivanti da fonte idroelettrica e, marginalmente, per circa 11 GWh da altre rinnovabili (fotovoltaico); complessivamente la produzione risulta in diminuzione del -18,7% rispetto ai 793 GWh del primo semestre 2018 per effetto dell'idraulicità straordinaria che aveva caratterizzato i mesi di maggio e giugno 2018.

La produzione di calore del periodo è stata pari a 1.643 GWh<sub>t</sub>, in aumento del +4,6% rispetto ai 1.571 GWh<sub>t</sub> dell'esercizio precedente. Complessivamente le volumetrie teleriscaldate ammontano a circa 94 Mmc in aumento del +7,7% rispetto ai circa 87 Mmc del primo semestre 2018 anche per effetto dell'affitto del ramo d'azienda di SEI Energia.

Il margine operativo lordo (EBITDA) ammonta a 166 milioni di euro, in diminuzione del -19,1% rispetto ai 206 milioni di euro del primo semestre 2018. La significativa flessione del margine è da ricondurre in primo luogo al riconoscimento straordinario, avvenuto nel primo semestre 2018, di circa 60 milioni di euro di certificati di efficienza energetica pregressi e, inoltre, alla scadenza dal 1° gennaio 2019 degli incentivi (ex certificati verdi), relativi agli impianti idroelettrici di Pont Ventoux e Bussento riconosciuti sempre nel primo semestre 2018 per circa 22 milioni di euro.

Al netto di questi fattori di discontinuità gestionale il margine operativo lordo presenterebbe un miglioramento del +33,9% rispetto ai 124 milioni di euro del 2018. Il primo semestre 2019 è stato caratterizzato da prezzi dell'energia elettrica (PUN) con un trend in calo rispetto all'inizio dell'anno ma mediamente superiori al primo semestre 2018. Tale contesto, unitamente ad un calo dei prezzi del gas, grazie anche ad una stagione termica particolarmente mite, ha comportato un aumento della marginalità della generazione che ha consentito di assorbire la minor marginalità dei servizi di dispacciamento (MSD) ed i maggiori costi connessi all'incremento dei prezzi degli ETS. Contribuiscono al miglioramento del margine le attività del settore teleriscaldamento legate all'affitto del ramo d'azienda SEI Energia, lo sviluppo delle attività di efficienza energetica e il riconoscimento di alcune partite relative ai certificati energetici.

Il risultato operativo del settore energia ammonta a 102 milioni di euro, in flessione del -30,5% rispetto ai 146 milioni di euro del primo semestre 2018. Escludendo l'effetto, il risultato operativo presenterebbe un miglioramento del +59,4% rispetto ai 64 milioni del primo semestre 2018. Gli ammortamenti di periodo risultano in incremento per circa 3 milioni di euro rispetto al 2018 come pure si registrano maggiori accantonamenti e svalutazioni per circa 1 milione di euro.

Gli investimenti di periodo ammontano a 22 milioni di euro.

## SBU Mercato

Al 30 giugno 2019 i ricavi del settore ammontano a 1.512 milioni di euro in aumento del +21,9% rispetto ai 1.241 milioni di euro dello stesso periodo 2018. Si segnala che a far data dal 1° ottobre 2018 rientra nel perimetro di consolidamento della SBU Mercato la società Spezia Energy Trading.

Il margine operativo lordo (EBITDA) ammonta a 55 milioni di euro, in diminuzione del -13,4% rispetto ai 63 milioni di euro del primo semestre 2018, in recupero nel secondo trimestre. La contrazione del margine è da ricondursi al venir meno dell'effetto contabile di partite di conguaglio pregresse che avevano caratterizzato il primo semestre 2018, relative sia alla vendita gas che all'energia elettrica e, per quanto concerne la vendita gas, anche di una stagionalità non favorevole e di un peggioramento della marginalità per effetto dello scenario energetico particolarmente volatile.

Il risultato operativo (EBIT) ammonta a 29 milioni di euro, in diminuzione del -31,2% rispetto ai 43 milioni di euro del corrispondente periodo 2018. Si registrano maggiori ammortamenti per circa 3 milioni di euro e maggiori accantonamenti per circa 2 milioni di euro.

		Primo semestre 2019	Primo semestre 2018	Δ %
Ricavi	€/mil.	1.512	1.241	21,9%
Margine operativo lordo (Ebitda)	€/mil.	55	63	-13,4%
<i>Ebitda Margin</i>		3,6%	5,1%	
	<i>da Energia Elettrica</i> €/mil.	9	11	-20,6%
	<i>da Gas</i> €/mil.	45	52	-14,5%
	<i>da Altri servizi vendita</i> €/mil.	1	0	(*)
Risultato Operativo (Ebit)	€/mil.	29	43	-31,2%
Investimenti		21	15	44,4%
Energia Elettrica Venduta	GWh	4.756	3.878	22,6%
Gas Acquistato	Mmc	1.633	1.540	6,0%
	<i>Gas commercializzato dal Gruppo</i> Mmc	633	700	-9,6%
	<i>Gas destinato ad usi interni</i> Mmc	909	734	23,9%
	<i>Gas in stoccaggio</i> Mmc	90	106	-14,9%

(\*) Variazione superiore al 100%

### Commercializzazione Energia Elettrica

I volumi venduti di energia elettrica ammontano a 4.756 GWh (al netto di pompaggi, perdite di rete, ritiri dedicati e comprensivo degli sbilanciamenti) in aumento del 22,6% rispetto ai 3.878 GWh del primo semestre 2018.

I volumi venduti sul mercato libero, comprendente i segmenti dei clienti business, retail e grossisti, ammontano complessivamente a 4.538 GWh in aumento del +24,6% rispetto ai 3.643 GWh del primo semestre 2018. L'incremento delle vendite del mercato libero è da ricondursi principalmente al segmento dei grossisti, con vendite che ammontano a 1.194 GWh in aumento del +146,3% rispetto ai 485 GWh del primo semestre 2018. Risultano in aumento sia le vendite ai clienti finali del segmento retail pari a 796 GWh

rispetto ai 755 GWh del primo semestre 2018 (+0,3%), sia le vendite ai clienti finali dei segmenti business, attestandosi a 2.587 GWh rispetto ai 2.403 GWh del 2018 (+7,7%).

Le vendite del mercato tutelato ammontano a 218 GWh, in flessione (-7,8%) rispetto ai 236 GWh del primo semestre 2018.

Il margine operativo lordo (EBITDA) della vendita di energia elettrica ammonta a 9 milione di euro, in peggioramento rispetto agli 11 milioni di euro del primo semestre 2018. La flessione del margine è da ricondursi all'effetto contabile di conguagli di partite pregresse di cui aveva beneficiato il primo semestre 2018.

#### *Commercializzazione Gas Naturale*

I volumi acquistati ammontano a 1.633 Mmc in aumento del +6%, rispetto ai 1.540 Mmc del primo semestre 2018.

Il gas commercializzato dal gruppo ammonta a 634 Mmc in diminuzione del -9,6% rispetto ai 700 Mmc del primo semestre 2018, mentre il gas impiegato per consumi interni ammonta a 909 Mmc, in aumento del +23,9% rispetto ai 734 Mmc del primo semestre 2018.

Il margine operativo lordo (EBITDA) della vendita gas ammonta a 45 milioni di euro in diminuzione del -14,5% rispetto ai 52 milioni di euro del primo semestre 2018. La flessione del margine è riconducibile sia al peggioramento della marginalità unitaria che ad una stagione termica meno favorevole rispetto al corrispondente periodo del 2018, che ha comportato una riduzione significativa dei volumi venduti. Inoltre l'esercizio sconta il venir meno dell'effetto contabile di conguagli di partite pregresse di cui aveva beneficiato il primo semestre 2018, e non più ripetibili parzialmente compensati dagli effetti positivi conseguenti all'applicazione della delibera ARERA 737/17.

#### *Vendita calore e altri servizi*

La vendita calore e altri servizi presenta un margine operativo lordo di 1 milione di euro a fronte di un sostanziale pareggio nel 2018.

Gli investimenti di periodo ammontano a 21 milioni di euro in aumento rispetto ai 15 milioni di euro del primo semestre 2018.

### **Servizi e altro**

I ricavi del periodo del settore che comprende le attività dei laboratori d'analisi, telecomunicazioni ed altre attività minori, ammontano a 10 milioni di euro in diminuzione rispetto ai 18 milioni di euro del primo semestre 2018.

		<b>Primo semestre 2019</b>	<b>Primo semestre 2018 rideterminato</b>	<b>Δ %</b>
Ricavi	€/mil.	10	18	-41,2%
Margine operativo lordo (Ebitda)	€/mil.	1	3	-75,3%
<i>Ebitda Margin</i>		7,7%	18,3%	
Risultato Operativo (Ebit)	€/mil.	0	2	-98,1%
Investimenti	€/mil.	18	14	28,6%

(\*) Variazione superiore al 100%

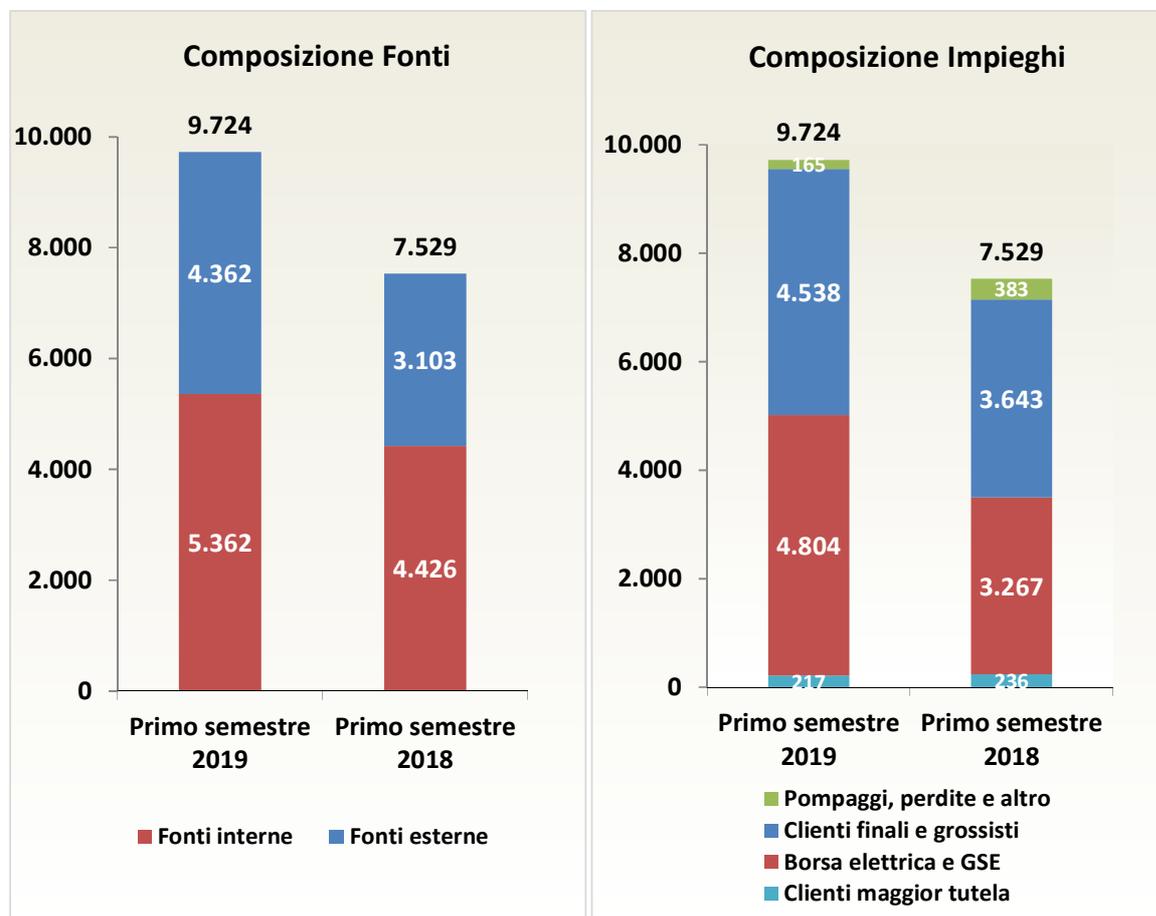
Il margine operativo lordo è pari ad 1 milione di euro e risulta in flessione rispetto al primo semestre 2018. Gli investimenti di periodo ammontano a 18 milioni di euro, in aumento rispetto ai 14 milioni di euro del primo semestre 2018, e sono relativi prevalentemente ai sistemi informativi, agli automezzi ed ai servizi immobiliari.

## BILANCI ENERGETICI

### Bilancio dell'energia elettrica

GWh	Primo semestre 2019	Primo semestre 2018	Var. %
<b>FONTI</b>			
Produzione lorda del Gruppo	5.362	4.426	21,1
<i>a) Idroelettrica e altre rinnovabili</i>	644	793	(18,8)
<i>b) Cogenerativa</i>	3.232	2.965	9,0
<i>c) Termoelettrica</i>	1.211	395	(*)
<i>d) Produzione da WTE e discariche</i>	275	273	0,7
Acquisto da Acquirente Unico	240	250	(4,0)
Acquisto energia in Borsa Elettrica	3.757	1.716	(*)
Acquisto energia da grossisti e importazioni	366	1.137	(67,8)
<b>Totale Fonti</b>	<b>9.724</b>	<b>7.529</b>	<b>29,2</b>
<b>IMPIEGHI</b>			
Vendite a clienti di maggior tutela	217	236	(8,1)
Vendite in Borsa Elettrica	4.804	3.267	47,0
Vendite a clienti finali e grossisti	4.538	3.643	24,6
Pompaggi, perdite di distribuzione e altro	165	383	(56,9)
<b>Totale Impieghi</b>	<b>9.724</b>	<b>7.529</b>	<b>29,2</b>

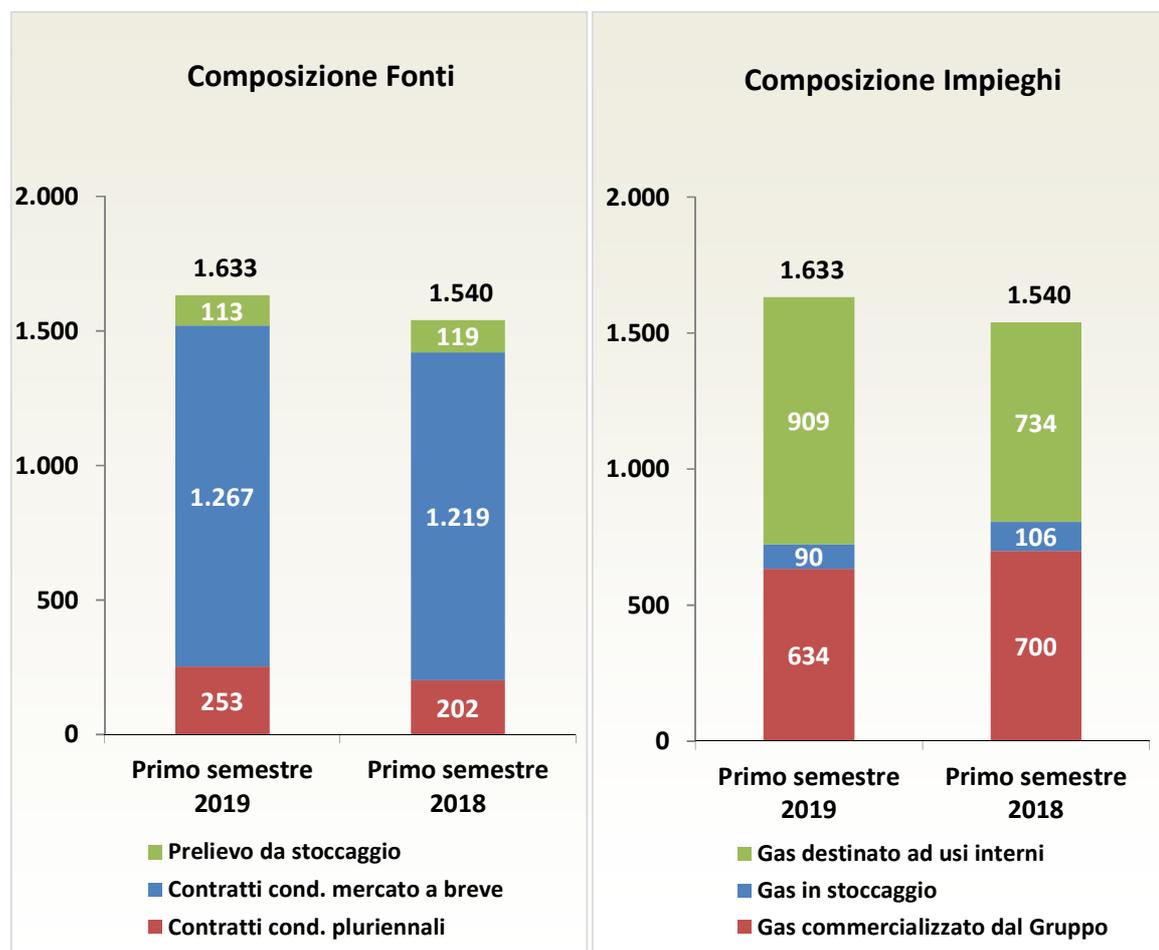
(\*) variazione superiore al 100%



## Bilancio del gas

Milioni di metri cubi	Primo semestre 2019	Primo semestre 2018	Variaz. %
<b>FONTI</b>			
Contratti con condizioni pluriennali	253	202	25,3
Contratti con condizioni mercato a breve e medio periodo	1.267	1.219	3,9
Prelievi da stoccaggio	113	119	(5,0)
<b>Totale Fonti</b>	<b>1.633</b>	<b>1.540</b>	<b>6,0</b>
<b>IMPIEGHI</b>			
Gas commercializzato dal Gruppo	634	700	(9,6)
Gas destinato ad usi interni <sup>(1)</sup>	909	734	23,8
Gas in stoccaggio	90	106	(15,1)
<b>Totale Impieghi</b>	<b>1.633</b>	<b>1.540</b>	<b>6,0</b>

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



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

### **Acquisizione del ramo ambiente di FG Riciclaggi e del 100% di Ferrania Ecologia (provincia di Savona)**

Il 2 luglio 2019, a valle del contratto preliminare sottoscritto il 22 maggio fra Iren Ambiente e le società FG Riciclaggi S.r.l. e Liguria Ecologia S.r.l. (controllata dal gruppo Duferco) si è perfezionata, all'avveramento delle condizioni sospensive, l'acquisizione del 100% del capitale sociale di Ferrania Ecologia S.r.l. (partecipata dalle stesse FG Riciclaggi e Liguria Ecologia al 50% ciascuna), previo conferimento nella stessa del ramo d'azienda di FG Riciclaggi afferente al settore rifiuti.

Il ramo conferito da FG Riciclaggi riguarda attività di valorizzazione dei rifiuti da raccolta differenziata (in particolare plastica e ingombranti, oltre che la Frazione Organica dei Rifiuti Solidi Urbani - FORSU) e comprende tre impianti a Cairo Montenotte, Savona e Albenga, mentre Ferrania Ecologia gestisce il biodigestore di Cairo Montenotte da 45.000 ton/anno (30.000 ton di FORSU e 15.000 di frazione "verde"), già autorizzato al raddoppio di tale capacità.

Nel dettaglio, l'operazione ha previsto due fasi:

- l'acquisto del 50% del capitale sociale di Ferrania Ecologia di proprietà di Liguria Ecologia e
- l'acquisto del 50% del capitale sociale di Ferrania Ecologia di proprietà di FG Riciclaggi, previo conferimento da parte di quest'ultima del proprio ramo d'azienda relativo al settore rifiuti, con contestuale liberazione di un aumento di capitale paritetico eseguito in natura da FG Riciclaggi e in denaro da Iren Ambiente.

Il corrispettivo complessivo per l'esecuzione dell'operazione è pari a circa 6 milioni di euro; è inoltre prevista la stipula di un contratto con Duferco Engineering per la realizzazione del raddoppio del biodigestore di Cairo Montenotte.

L'operazione permetterà di realizzare sinergie attraverso l'ottimizzazione, in termini di volumi trattati, degli impianti acquisiti e mediante il pieno impiego della capacità dell'impianto di biodigestione in esito al raddoppio.

### **Nomina del Direttore Generale di Iren S.p.A. e degli organi sociali delle Società di Primo Livello**

Il 2 luglio 2019 il Consiglio di Amministrazione di Iren S.p.A. ha deliberato di istituire la posizione di Direttore Generale, attribuendola a Massimiliano Bianco (già Amministratore Delegato) e conferendo al medesimo specifici poteri operativi. Nella stessa seduta, il CdA ha approvato le relative condizioni economico-contrattuali dell'instaurando nuovo rapporto di lavoro a tempo determinato.

Inoltre, nel corso delle adunanze tenutesi nelle date del 28 giugno e del 1° luglio 2019, le Assemblee dei Soci delle Società di Primo Livello (Iren Ambiente, IRETI, Iren Energia e Iren Mercato) hanno nominato i nuovi componenti dei Consigli di Amministrazione e dei Collegi Sindacali per il triennio 2019-2020-2021 (in scadenza con l'approvazione del bilancio relativo all'esercizio 2021).

### **Contratto di acquisizione di Territorio e Risorse**

Il 23 luglio 2019 il Gruppo Iren ha siglato un contratto preliminare con la società EntsorgaFin S.p.A. finalizzato all'acquisto del 100% di Territorio e Risorse S.r.l., società che ha realizzato e gestisce un impianto di compostaggio e di digestione aerobica sito nel Comune di Santhià, in provincia di Vercelli. L'efficacia dell'operazione è subordinata al verificarsi di talune condizioni sospensive.

L'impianto esistente è attualmente autorizzato per il trattamento di rifiuti fino a 36.000 tonnellate annue, di cui 26.000 tonnellate di FORSU e 10.000 di rifiuti vegetali. La società è inoltre titolare dell'autorizzazione all'ampliamento di tale impianto, che prevede un aumento della potenzialità di trattamento a complessive 50.000 tonnellate tramite l'incremento, a 40.000 tonnellate, della capacità legata alla FORSU. In conseguenza dell'ampliamento, l'impianto potrà inoltre produrre, con processo anaerobico, circa 2,6 milioni di metri cubi annui di biometano.

Il corrispettivo totale dell'operazione sarà di circa 6,5 milioni di euro, incluso l'indebitamento finanziario; l'ampliamento comporterà un investimento aggiuntivo di circa 10 milioni di euro.

L'operazione si inquadra in un disegno di integrazione verticale nel campo del recupero della frazione organica proveniente da raccolta differenziata domestica, in modo compatibile con il fabbisogno impiantistico del Gruppo previsto all'interno del Piano Industriale.

### **Sottoscrizione di un finanziamento di tipo “Climate Action & Circular Economy”**

Il 29 Luglio 2019 Iren S.p.A. ha sottoscritto con la Banca Europea per gli Investimenti (BEI) un contratto di prestito di 120 milioni di euro, che si aggiunge alle linee disponibili già in essere presso tale istituto, ed è dedicato al finanziamento di iniziative nei settori ambientale e della produzione idroelettrica.

Tale prestito è di tipo “Climate Action & Circular Economy”, ed è volto a sostenere il programma di sviluppo del Gruppo per il periodo 2018-2023 individuando investimenti per complessivi 210 milioni che rientrano nell'obiettivo di “Adattamento ai cambiamenti climatici” e nei temi della *circular economy* e della decarbonizzazione.

La nuova linea di finanziamento, prima in Italia per le peculiarità descritte, rappresenta un importante contributo al rafforzamento della struttura finanziaria di Iren e consolida la pluriennale collaborazione con BEI.

### **EVOLUZIONE PREVEDIBILE DELLA GESTIONE**

Lo scenario macroeconomico è influenzato da una politica monetaria espansiva attuata dalle maggiori banche centrali, che ha contribuito a migliorare il corso azionario dei mercati finanziari. L'economia reale non segue però l'andamento positivo di tali mercati, principalmente a causa delle tensioni commerciali tra Cina e Stati Uniti che condizionano gli scambi di beni a livello globale.

In tale contesto, per il 2019 il Gruppo Iren si attende, da un lato, nonostante il ribasso dei prezzi energetici, *clean spark spread* positivi, l'incremento della produzione elettrica da fonti cogenerative e termoelettriche e la normalizzazione del mercato del dispacciamento e, dall'altro, una riduzione della produzione di energia da fonti idroelettriche a causa della scarsità degli eventi nevosi nei mesi invernali.

Per quanto riguarda la vendita di gas ed energia elettrica, ci si attende un parziale miglioramento della marginalità, in particolare nel quarto trimestre, grazie alle azioni commerciali che hanno permesso non solo l'incremento del numero dei clienti ma anche una maggiore fidelizzazione di questi ultimi.

Per quanto riguarda la Business Unit Reti è attesa una crescita dei ricavi derivanti dai maggiori investimenti effettuati in conformità al Piano Industriale, volti al miglioramento delle infrastrutture esistenti e all'incremento della qualità del servizio offerto ai cittadini, in particolare nel settore idrico integrato, grazie anche alla completa contribuzione di ACAM Acque.

Infine, entro la fine dell'anno la raccolta porta a porta nel Comune di Torino sarà ulteriormente estesa, consentendo di incrementare la percentuale di raccolta differenziata del Gruppo, già oggi superiore alla media nazionale. Come previsto nel Piano Industriale, proseguono le interlocuzioni con gli enti di riferimento per ottenere le autorizzazioni necessarie alla costruzione di impianti di trattamento e smaltimento, che concorreranno a chiudere il ciclo dei rifiuti in un'ottica di economia circolare.

## GESTIONE FINANZIARIA

### Scenario di riferimento

Nel corso del primo semestre 2019 la parte a breve termine della curva dei tassi ha mantenuto una sostanziale stabilità, con un movimento al ribasso al termine del periodo; la parte a medio lungo ha, nel mentre, proseguito la discesa iniziata a fine anno 2018.

L'ultimo intervento della Banca Centrale Europea risale al taglio dei tassi operato a marzo 2016; il tasso di riferimento è attualmente pari a 0%. Esaminando l'andamento del tasso euribor a sei mesi si rileva che il parametro, in territorio ormai stabilmente negativo, in queste ultime settimane, ha registrato ulteriori ribassi e attualmente risulta pari a -0,36%, al di sotto dei precedenti minimi. Le quotazioni dei tassi fissi, riflesse nei valori dell'IRS a 5 e 10 anni, nel primo semestre 2019 hanno proseguito il movimento ribassista iniziato a settembre 2018 e stanno registrando nuovi minimi storici.

### Attività svolta

Nel corso del primo semestre 2019 è proseguita l'attività volta a consolidare la struttura finanziaria del Gruppo Iren. L'evoluzione dei fabbisogni finanziari viene monitorata attraverso una attenta pianificazione finanziaria, che consente di prevedere la necessità di nuove risorse finanziarie 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 del gruppo, l'adozione di una gestione accentrata in Iren delle operazioni di tesoreria, 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.

Passando più dettagliatamente alle operazioni compiute nel primo semestre 2019, si evidenzia che nel periodo non sono stati attivati nuovi finanziamenti a livello di Capogruppo; a livello di società controllate, si segnala l'accensione di una nuova posizione di 750 mila euro per Studio Alfa.

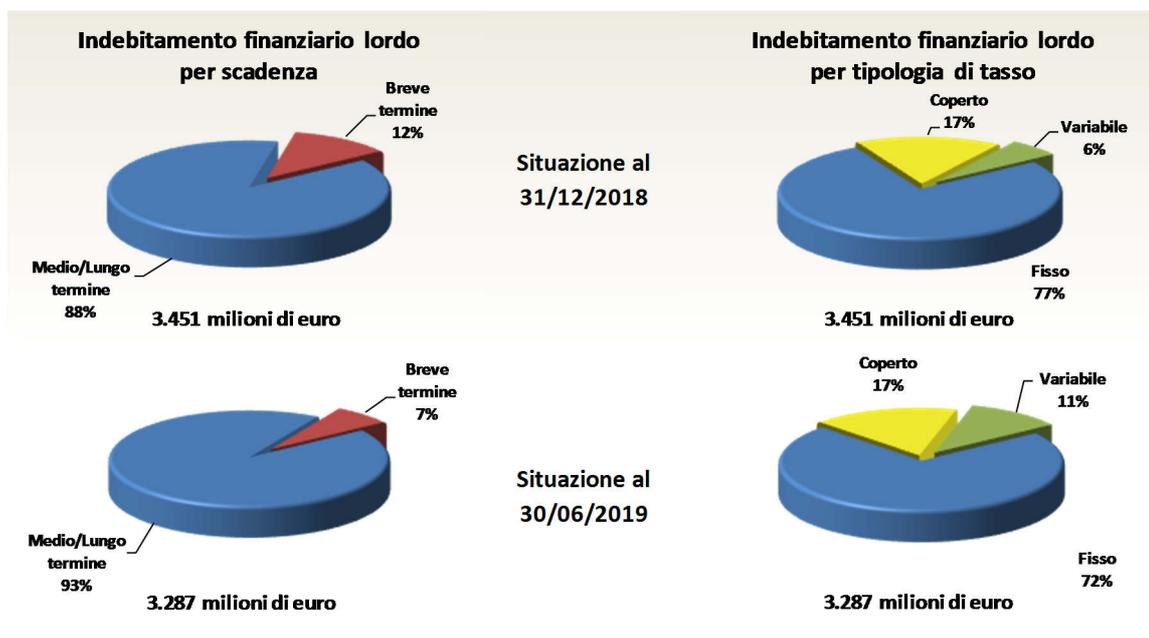
I finanziamenti diretti non utilizzati e disponibili risultano ancora pari complessivamente a 155 milioni di euro, e sono riferiti a finanziamenti con Banca Europea per gli Investimenti, con durata fino a 15 anni.

L'indebitamento finanziario al termine del periodo è costituito al 33% da prestiti e al 67% da obbligazioni.

Per quanto concerne i rischi finanziari, il Gruppo Iren è esposto a diverse tipologie di rischi finanziari tra i quali, rischi di liquidità, rischi di variazione nei tassi di interesse, cambi. Nell'ambito dell'attività di Risk Management, al fine di limitare i rischi di variazione nei tassi di interesse, il Gruppo utilizza contratti di copertura, seguendo un'ottica non speculativa. Nel periodo sono stati perfezionati nuovi contratti di Interest Rate Swap a copertura di complessivi 100 milioni di debito, con scadenza 2025/2026 ed effetti a partire da dicembre 2020/2021. Al 30 giugno 2019 la quota di debito a tasso variabile non coperta con strumenti di derivato tasso è pari all'11% dell'indebitamento finanziario lordo, in linea con l'obiettivo del Gruppo Iren di mantenere un'adeguata protezione da significativi rialzi del tasso di interesse.

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

La composizione dell'indebitamento finanziario lordo per scadenza e per tipologia di tasso, confrontata con la situazione al 31 dicembre 2018 è riportata nel seguente grafico.



### Rating

A novembre 2018 l'agenzia Fitch ha confermato ad Iren e alle sue emissioni senior unsecured il rating BBB, con outlook stabile. Il giudizio si basa principalmente sull'aggiornamento del piano industriale al 2023 che, in continuità rispetto agli anni precedenti, conferma la prevalenza delle attività regolate e quasi regolate (pari a circa il 70% del Margine Operativo Lordo) e sul positivo *track record* dei risultati raggiunti nel periodo 2015 – 2018. Fitch, infine, nell'esprimere il suo giudizio valuta positivamente la disciplina finanziaria del management volta a perseguire i target fissati.

A sostegno del profilo di liquidità del Gruppo e del livello di rating, Iren dispone delle anzidette linee di finanziamento a medio lungo termine sottoscritte e disponibili ma non utilizzate per 155 milioni di euro. Come riportato nei "Fatti di rilievo del periodo", sono state inoltre contrattualizzate nuove linee di credito *committed* di tipo *Sustainability linked revolving credit facility* (RCF) che al 30 giugno 2019 ammontano ad euro 150 milioni e si aggiungono alle disponibilità liquide correnti.

## 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 Autodisciplina di Borsa Italiana attribuisce su tale aspetto specifiche responsabilità. Il modello di Enterprise Risk Management operativo nell'ambito del Gruppo contiene l'approccio metodologico alla identificazione, valutazione e gestione integrata dei rischi del Gruppo.

Per ciascuna delle seguenti tipologie di rischio:

- Rischi Finanziari (liquidità, tasso di interesse, tasso di cambio);
- Rischi di Credito;
- Rischi Energetici, riconducibili all'approvvigionamento del gas per la generazione termoelettrica ed alla commercializzazione di energia elettrica, calore e gas, nonché ai mercati dei derivati di *hedging*;
- Rischi Operativi, riconducibili alla proprietà degli asset, all'esercizio dell'attività industriale, ai processi, alle procedure ed 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, di credito ed energetici.

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 della Holding opera la Direzione "Risk Management", posta alle dipendenze del Vice Presidente, a cui sono state formalmente demandate le seguenti attività:

- coordinamento del processo di gestione integrata dei rischi di Gruppo, inclusi quelli relativi alle operazioni di M&A;
- valutazione delle esigenze assicurative del Gruppo, progettazione dei programmi, stipula e gestione delle polizze.

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

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

### 1. RISCHI FINANZIARI

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

#### a) Rischio di liquidità

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

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

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 e, se del caso, fatte oggetto di piani di rientro. 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 stati attivati 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 metodi di pagamento attraverso canali digitali.

La politica di gestione dei crediti e gli strumenti di valutazione del merito creditizio, nonché le attività di monitoraggio e recupero, sono differenziate in relazione alle diverse tipologie di clientela e di servizio erogato.

Il rischio di credito è coperto, per alcune tipologie di Clienti business, con opportune forme di garanzie bancarie o assicurative a prima richiesta emesse da soggetti di primario standing creditizio.

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, i rischi di credito effettivi e sono determinati basandosi sull'estrazione dalle banche dati degli importi componenti il credito e, in generale, valutando le eventuali variazioni del predetto rischio rispetto alla rilevazione iniziale nonché, in particolare per i crediti commerciali, stimando le relative perdite attese determinate su base prospettica, tenendo in debita considerazione la serie storica.

Il controllo sui rischi di credito è inoltre rafforzato dalle procedure di monitoraggio e reportistica, al fine di individuare in modo tempestivo possibili contromisure.

Inoltre, su base trimestrale, la Direzione Risk Management si occupa di raccogliere ed integrare i principali dati in merito all'evoluzione dei crediti commerciali delle società del Gruppo, in termini di tipologia della clientela, stato del contratto, filiera di business e fascia di *ageing*. La valutazione del rischio credito è effettuata sia a livello consolidato che di Business Unit e società.

Alcune delle suddette valutazioni sono effettuate a intervalli inferiori al trimestre o su specifica esigenza.

## 3. RISCHIO ENERGETICO

Il Gruppo Iren è esposto al rischio prezzo, sulle commodity energetiche trattate, ossia energia elettrica, gas naturale, titoli di emissione ambientale, ecc., dal momento che sia gli acquisti sia le vendite risentono delle oscillazioni dei prezzi di dette commodity direttamente, ovvero attraverso formule di indicizzazione. È presente l'esposizione rischio cambio, tipica delle commodity di derivazione petrolifera, ma in modo

attenuato grazie allo sviluppo dei mercati organizzati europei che trattano la commodity gas in valuta Euro e non più indicizzata ai prodotti petroliferi.

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

A tal fine viene eseguita un'attività di pianificazione della produzione per gli impianti del Gruppo, degli acquisti e delle vendite di energia e di gas naturale, sia in relazione ai volumi che alle formule di prezzo. L'obiettivo è ottenere una sufficiente stabilità dei margini attraverso:

- per la filiera elettrica, l'opportuno bilanciamento dell'autoproduzione e dell'energia dal mercato a termine rispetto alla domanda proveniente dai clienti del Gruppo, con un ricorso al mercato spot adeguato;
- per la filiera del gas naturale la priorità di allineamento delle indicizzazioni della commodity in acquisto e in vendita.

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

#### 4. RISCHI OPERATIVI

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

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

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

Le fasi, di cui sopra, consentono di strutturare piani di trattamento specifici per ciascun fattore di rischio. Lungo tutte le fasi di gestione, ciascun rischio è sottoposto su base continuativa a un processo di controllo e monitoraggio durante il quale si verifica la corretta ed efficace messa in atto delle attività di trattamento approvate e pianificate, nonché l'insorgenza di eventuali nuovi rischi operativi. Al processo di gestione dei rischi operativi è associato un sistema organico e strutturato di reportistica per la rappresentazione dei risultati dell'attività di misura e di gestione dei rischi.

Lo svolgimento di ciascuna delle fasi del processo avviene sulla base di standard e riferimenti definiti a livello di Gruppo. Con periodicità almeno trimestrale, si aggiorna la situazione dei rischi del Gruppo, nella quale sono evidenziati la dimensione e il livello di controllo di tutti i rischi monitorati, compresi quelli finanziari, di credito ed energetici. La reportistica sul rischio è trasmessa al top management e ai risk owner, che sono coinvolti nelle attività di gestione. L'analisi di rischio supporta altresì la redazione degli strumenti di pianificazione.

In 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 opera una Direzione alla diretta dipendenza dell'Amministratore Delegato, dedicata 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, il 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. Le tecnologie di sicurezza perimetrale sono state aggiornate. La rete dati è stata ulteriormente segregata secondo l'utilizzo funzionale, inoltre è stato introdotto il sistema di gestione delle vulnerabilità, esteso anche a fornitori che trattano a vario titolo dati aziendali sensibili. È stato avviato il Security Operation Center (SOC) esterno per il presidio h24, con l'utilizzo delle piattaforme di sicurezza Iren.

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

## 5. RISCHI STRATEGICI

Il Gruppo Iren si è dotato di un Piano Industriale con un orizzonte temporale al 2023 che ne definisce gli orientamenti strategici ed i relativi obiettivi industriali da cui derivano le grandezze economiche, patrimoniali e finanziarie di riferimento. Detti obiettivi si riferiscono a:

- a) efficientamento dell'organizzazione e dei processi del Gruppo e relativi saving;
- b) sviluppo (investimenti in settori regolati e quasi regolati, incremento della base clienti, efficienza energetica);
- c) consolidamento dei settori regolati (rinnovo delle concessioni: distribuzione gas, ciclo idrico integrato e settore ambiente)
- d) crescita esterna;
- e) scenario energetico;
- f) sostenibilità e target ESG (Environment, Social, Governance).

Detto Piano è stato sottoposto, in applicazione delle policy di Gruppo, ad un *risk assessment* effettuato dalla Direzione Risk Management e ai relativi stress test che ne hanno evidenziato la sostanziale tenuta anche a fronte di eventi avversi caratterizzati da specifiche *sensitivity*. Oltre alle analisi di rischio legate al Piano, la Direzione Risk Management contribuisce con *risk assessment* specifici alle operazioni di *merger & acquisition* che stanno coinvolgendo il Gruppo Iren.

## RAPPORTI CON PARTI CORRELATE

In data 12 aprile 2018, previo parere favorevole da parte del Comitato per le Operazioni con Parti Correlate (in seguito anche "COPC", interamente composto da Amministratori indipendenti), il Consiglio di Amministrazione di IREN ha approvato la Procedura in materia di Operazioni con Parti Correlate (in seguito anche "Procedura OPC"), con entrata in vigore differita al 1° luglio 2018, data in cui ha sostituito la documentazione in precedenza vigente in materia, ossia il Regolamento Interno OPC e la Procedura Operativa per la gestione delle operazioni con parti correlate, diventando l'unico documento di riferimento nel Gruppo. Nelle more dell'entrata in vigore della Procedura OPC di cui sopra, sono state apportate al relativo testo alcune modifiche di carattere formale, sottoposte, previo parere favorevole del COPC, al Consiglio di Amministrazione di IREN, che in data 2 luglio 2018 ha approvato una versione aggiornata della Procedura OPC. In data 30 maggio 2019, il Consiglio di Amministrazione ha approvato un aggiornamento della Procedura OPC, previa modifica del relativo art. 7.1, relativo alla composizione quantitativa del COPC. La vigente Procedura OPC è pubblicata sul sito Iren ([www.gruppoiren.it](http://www.gruppoiren.it)).

I documenti di cui sopra sono stati predisposti 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"), tenuto conto delle indicazioni di cui alla Comunicazione Consob n. DEM/10078683 del 24 settembre 2010 ("Comunicazione Consob");
- delle disposizioni di cui all'art. 114 del D. Lgs. 24 febbraio 1998, n. 58 (il "Testo Unico della Finanza" ovvero "TUF") nonché di quanto previsto dal Regolamento (UE) n. 596/2014 in materia di abusi di mercato.

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

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

Questi, in estrema sintesi, prevedono:

- a) l'individuazione del perimetro delle parti correlate;
- b) la definizione di operazione con parte correlata;
- c) l'individuazione dei casi di esclusione nonché delle operazioni c.d. "di importo esiguo";
- d) le procedure applicabili alle operazioni di minore rilevanza;
- e) le procedure applicabili alle operazioni di maggiore rilevanza;
- f) i soggetti preposti all'istruttoria in materia di operazioni con parti correlate;
- g) le operazioni di competenza assembleare;
- h) le forme di pubblicità.

Iren e le Società dalla stessa controllate informano i rapporti con parti correlate 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 al capitolo "V. Informativa sui rapporti con parti correlate" e nel paragrafo "XI. Allegati al Bilancio Semestrale Abbreviato Consolidato" quale parte integrante delle stesse.

## QUADRO NORMATIVO

Nel seguito sono presentati i principali riferimenti normativi del primo semestre 2019 in relazione ai settori di competenza del Gruppo Iren.

### **SERVIZI PUBBLICI LOCALI DI INTERESSE ECONOMICO E NORMATIVA DI INTERESSE GENERALE**

#### ***Norme in materia di gestione dei servizi pubblici locali di interesse economico***

La disciplina dei servizi pubblici locali risultante dal quadro normativo è contenuta nella Legge 17/12/2012 n. 221 e s.m.i. di conversione del Decreto Legge 18/10/2012 n. 179 recante ulteriori misure urgenti per la crescita del Paese, art. 34 c.20 e ss, come modificata dal D.L. 30/12/2013 n. 150 - Proroga di termini previsti da disposizioni legislative, art. 13 *Termini in materia di servizi pubblici locali*, in vigore dal 1° marzo 2014.

Sulla base del quadro normativo indicato, gli affidamenti diretti assentiti alla data del 1° ottobre 2003 a società a partecipazione pubblica già quotate in Borsa a tale data, e a quelle da esse controllate, cessano alla scadenza prevista nel contratto di servizio; gli affidamenti che non prevedono una data di scadenza cessano, improrogabilmente, il 31 dicembre 2020.

Le funzioni di organizzazione dei servizi pubblici locali a rete di rilevanza economica, compresi quelli appartenenti al settore dei rifiuti urbani, di scelta della forma di gestione, di determinazione delle tariffe all'utenza per quanto di competenza, di affidamento della gestione e relativo controllo sono esercitate unicamente dagli enti di governo degli ambiti o bacini territoriali ottimali.

Con Determinazione dell'8 novembre 2017, n. 1134, l'Autorità Nazionale Anti Corruzione ha emanato le "Nuove linee guida per l'attuazione della normativa in materia di prevenzione della corruzione e trasparenza da parte delle società e degli enti di diritto privato controllati e partecipati dalle pubbliche amministrazioni e degli enti pubblici economici", che confermano l'esclusione delle società quotate dalla normativa, fatta salva l'applicazione alle sole attività di pubblico interesse svolte da società appartenenti ad un gruppo quotato ma partecipate direttamente da una Pubblica Amministrazione.

Il Testo Unico in materia di società a partecipazione pubblica (TUSP) è stato pubblicato in Gazzetta Ufficiale con D.Lgs.19 agosto 2016, n. 175, in vigore dal 23 settembre 2016. Il TUSP è stato da ultimo modificato dall'art. 1 comma 721 della Legge di Bilancio 2019 (L. 30 dicembre 2018, n. 145), la quale ha previsto l'applicazione dello stesso alle società quotate ed alle società da esse controllate solo se espressamente previsto.

#### ***Codice dei contratti pubblici***

Il Codice dei Contratti Pubblici attualmente in vigore è stato approvato con D.lgs. 18 aprile 2016, n. 50 ed è stato rettificato con successivi provvedimenti:

- D.L. 14 dicembre 2018, n. 135 (D.L. Semplificazioni), convertito nella L. 12/2019 "Conversione in legge, con modificazioni, del D.lgs. 14 dicembre 2018, n. 135, recante disposizioni urgenti in materia di sostegno e semplificazione per le imprese e per la pubblica amministrazione";
- L. 30 dicembre 2018, n. 145 (Legge di Bilancio 2019);
- D.L. 18 aprile 2019, n. 32 (c.d. Sblocca Cantieri), recante "Disposizioni urgenti per il rilancio del settore dei contratti pubblici, per l'accelerazione degli interventi infrastrutturali, di rigenerazione urbana e di ricostruzione a seguito di eventi sismici", approvato definitivamente e convertito in L. 14 giugno 2019, n. 55, la cui entrata in vigore è stata fissata dal 18 giugno 2019.

In particolare:

- il D.L. Semplificazioni (rubricato "Norme in materia di semplificazione e accelerazione delle procedure negli appalti pubblici sotto soglia comunitaria"), ha apportato una modifica all'art. 80, comma 5 del D. Lgs. 50/2016, introducendo una serie di cause di esclusione dalle procedure di appalto o di concessione riferibili alle condotte degli operatori economici in fase di partecipazione alla gara o di esecuzione di un precedente contratto. Tali nuove disposizioni si applicano alle procedure i cui bandi o avvisi, con i quali si indicano le gare, sono pubblicati successivamente alla data di entrata in vigore del presente decreto,

nonché, in caso di contratti senza pubblicazione di bandi o avvisi, alle procedure in cui, alla medesima data, non sono ancora stati inviati gli inviti a presentare le offerte.

- il c.d. “Sbloccacantieri” ha invece introdotto le seguenti principali novità:
  - alcune norme del codice dei contratti pubblici sono sospese in via sperimentale fino al 31 dicembre 2020: l’obbligo di ricorrere a centrali di committenza per i Comuni non capoluogo di Provincia, il divieto di appalto integrato e l’obbligo di scegliere i commissari di gara dall’Albo ANAC;
  - un nuovo regolamento unico sostituirà le linee guida ANAC;
  - nuove regole per l’affidamento dei lavori, servizi e forniture sotto determinate soglie;
  - la fissazione di una quota massima subappaltabile (40%), sospensione dell’obbligo di indicazione della terna dei subappaltatori e delle verifiche sui subappaltatori in sede di gara;
  - possono essere aggiudicati al minor prezzo i servizi e le forniture con caratteristiche standardizzate o le cui condizioni sono definite dal mercato, fatta eccezione per i servizi ad alta intensità di manodopera;
  - sotto soglia, si può ricorrere ai criteri del minor prezzo oppure dell’offerta economicamente più vantaggiosa;
  - al fine di prevenire le controversie nella fase di esecuzione del contratto, le parti possono nominare un collegio consultivo tecnico prima dell’avvio dell’esecuzione e comunque non oltre 90 giorni dalla data di tale avvio; tale organismo svolge funzioni di assistenza per la rapida risoluzione delle controversie di ogni natura insorte nel corso dell’esecuzione del contratto;
  - è abrogato il rito “superaccelerato” in materia di esclusioni dalle gare;
  - è confermata la proroga al 31 dicembre 2020 del termine entro il quale le concessionarie già in essere si devono adeguare agli adempimenti previsti dal comma 1 dell’art.177 (quota di affidamento di lavori, servizi e forniture assegnate mediante procedura di gara ad evidenza pubblica).

In attuazione del Codice, continua l’attività di revisione e pubblicazione delle Linee Guida da parte dell’ANAC. Nel corso del 2019 sono stati pubblicati i seguenti principali provvedimenti:

- a seguito della Deliberazione n. 614 del 4 luglio 2018 sono state emanate le Linee Guida n. 11, recanti “Indicazioni per la verifica del rispetto del limite di cui all’articolo 177, comma 1, del codice da parte dei soggetti pubblici o privati titolari di concessioni di lavori, servizi pubblici o forniture già in essere alla data di entrata in vigore del codice non affidate con la formula della finanza di progetto ovvero con procedure di gara ad evidenza pubblica secondo il diritto dell’Unione Europea”;
- Comunicato del Presidente ANAC dell’8 maggio 2019 contenente “Indicazioni per la verifica del rispetto del limite di cui all’articolo 177, comma 1, del Codice dei Contratti Pubblici, da parte dei soggetti pubblici o privati titolari di concessioni di lavori, servizi pubblici o forniture già in essere alla data di entrata in vigore del codice non affidate con la formula della finanza di progetto ovvero con procedure di gara ad evidenza pubblica secondo il diritto dell’Unione Europea”, in cui si precisa che nelle Linee guida n. 11, al paragrafo 5 sono indicati alcuni obblighi di pubblicazione a carico dei concedenti e dei concessionari per la verifica del rispetto degli obblighi di esternalizzazione previsti dall’articolo 177 del decreto legislativo 18 aprile 2016, n. 56. Al punto 5.6, per un refuso, è fissato il primo termine per la pubblicazione dei dati, relativi al periodo 19 aprile 2018 – 31 dicembre 2019, entro il 31 marzo 2019 anziché il 31 marzo 2020. Pertanto, il termine per la pubblicazione deve intendersi il 31 marzo 2020. L’Autorità si è riservata ulteriori provvedimenti ad esito della conversione del decreto legge;
- dato che la L. 55/2019 di conversione del D.L. “Sbloccacantieri”, ha confermato il termine del 31 dicembre 2020 per l’adeguamento alle prescrizioni dell’art.177 (vedi sopra) il primo termine per l’adeguamento alle prescrizioni di cui all’art.177 per la pubblicazione dei dati relativi all’anno 2021 andrà a scadere al 31 marzo 2022.

I provvedimenti sono stati impugnati innanzi al TAR del Lazio dalle società del Gruppo Iren, insieme alle altre società quotate concessionarie di servizi pubblici locali, con intervento ad adiuvandum di Utilitalia. Il 20 giugno 2019 sono state pubblicate le prime sentenze relative a ricorsi presentati da società del Gruppo Iren.

Il TAR ha ritenuto gli atti impugnati non lesivi in quanto inidonei ad incidere nella sfera giuridica dei concessionari ed ha pertanto dichiarato inammissibili i ricorsi.

Analoghe sentenze sono state emesse in relazione ai ricorsi presentati dagli altri concessionari. Si valuterà l’opportunità di impugnare tali provvedimenti entro il termine del 20 ottobre 2019.

Inoltre, è stato emesso un Comunicato del Presidente dell'ANAC del 29 maggio 2019 con cui l'Autorità nazionale anticorruzione ha ritenuto opportuno fornire dei chiarimenti su alcune criticità applicative segnalate da soggetti aggregatori in merito alle Linee Guida n. 13 "La disciplina delle clausole sociali". I chiarimenti riguardano i dati che la stazione appaltante - nel rispetto della clausola sociale - deve indicare nella documentazione di gara per la formulazione dell'offerta e la presentazione del piano di compatibilità, da parte dell'offerente.

### **AFFIDAMENTO E SVOLGIMENTO DEL SERVIZIO DISTRIBUZIONE GAS**

La disciplina del servizio di Distribuzione gas è stata profondamente modificata dalle disposizioni del c.d. Decreto Letta, approvato con D.lgs. n. 164 del 2000, che ha introdotto la concorrenza nel mercato del gas naturale italiano attraverso la liberalizzazione delle importazioni, esportazioni, trasporto, dispacciamento e vendita di gas.

Con Decreto del 19 gennaio 2011 il Ministro dello sviluppo economico ha determinato gli ambiti territoriali nel settore della distribuzione del gas naturale e con il D.M. 12/11/2011, n. 226 c.d. Decreto Criteri (aggiornato da ultimo con il DM 20/05/2015 nr. 106) è stato adottato il Regolamento per i criteri di gara e per la valutazione delle offerte per l'affidamento del servizio di distribuzione gas.

I termini per l'indizione delle gare, inizialmente fissati in sei mesi dall'entrata in vigore del regolamento, sono stati più volte prorogati e le concessioni sono attualmente in regime di *prorogatio* in attesa della indizione e dell'aggiudicazione delle gare ad evidenza pubblica.

Nonostante le date come individuate dalla Legge 21 del 25 febbraio 2016 "Conversione in legge, con modificazioni, del decreto legge 20 dicembre 2015 n. 210", siano state ampiamente superate (come da elenco di seguito riportato), ad oggi le gare negli Ambiti Territoriali Minimi (ATEM) indicati, di interesse per le società IRETI ed ASM Vercelli, affidatarie del servizio, non hanno ancora preso avvio:

- Reggio Emilia - gara prorogata di due anni causa terremoto - 11 novembre 2016
- Parma – 11 luglio 2016
- Piacenza 1 Ovest – 11 dicembre 2016
- Piacenza 2 Est – 11 settembre 2017
- Genova – 11 aprile 2017
- Vercelli – 11 ottobre 2016

In tema di svolgimento ed affidamento del servizio distribuzione gas occorre citare la delibera 382/2012/R/gas, che riporta lo schema di contratto di servizio tipo per la distribuzione del gas naturale, il citato DM 226/2011 per lo schema di bando tipo e il DM 22 maggio 2014 del Ministero dello Sviluppo Economico inerente alle "Linee Guida su criteri e modalità applicative per la valutazione del valore di rimborso degli impianti di distribuzione del gas naturale".

La Legge 4 agosto 2017, n. 124 (GU 14 agosto 2017, n. 189) "Legge annuale per il mercato e la concorrenza" all'articolo 1, comma 93, norma invece il caso in cui, rispettati certi parametri aggregati d'ambito, lo scostamento VIR/RAB degli impianti – laddove il VIR sia stato determinato sulla base delle Linee guida del Ministero - possa non essere soggetto al vaglio dell'ARERA. Al comma 94, prevede che l'ARERA deliberi un iter semplificato per l'esame del bando e disciplinare di gara laddove tali documenti siano stati redatti in aderenza a quelli "tipo" predisposti dai dd.mm..

Il comma 95, infine, prevede una modifica all'art. 10 del DM 226/2011 con riferimento alla partecipazione in ATI alla gara per l'assegnazione del servizio. Al proposito, prevede infatti che "Ai fini della partecipazione alle gare d'ambito di raggruppamenti temporanei d'impresa e dei consorzi ordinari, i requisiti di capacità tecnica individuati dall'articolo 10, comma 6, lettere a., c. e d., del citato regolamento di cui al decreto 12 novembre 2011, n. 226, possono essere posseduti anche da uno solo dei partecipanti; i requisiti individuati dal predetto articolo 10, comma 6, lettera b., devono essere posseduti cumulativamente dai partecipanti."

Il Decreto Legislativo n. 56/2017, pubblicato il 5 maggio 2017, ha apportato disposizioni integrative e correttive al Codice dei contratti pubblici, e in particolare ha integrato la disciplina e fornito un chiarimento in merito al campo di applicazione del decreto legislativo 18 aprile 2016, n. 50 in materia di gare per l'affidamento del servizio di distribuzione gas, da leggersi in continuità con la Circolare Direttoriale Mise del 23 marzo 2017.

IRETI ha impugnato il D.M. 22 maggio 2014 e il successivo D.M. 106/2015, e pende avanti il Consiglio di Stato il ricorso per l'impugnazione della sentenza n. 11242/2016 con la quale il Tribunale Amministrativo Regionale del Lazio ha rigettato i ricorsi proposti per l'annullamento degli atti di cui sopra.

Il Consiglio di Stato ha rimesso, per altro giudizio promosso sullo stesso tema, la questione avanti la Corte di Giustizia dell'Unione Europea affinché stabilisca "se tali principi e norme ostano ad una normativa nazionale che prevede una applicazione retroattiva dei criteri di determinazione dell'entità dei rimborsi spettanti agli ex concessionari con incidenza su pregressi rapporti negoziali ovvero se tale applicazione sia giustificata, anche alla luce del principio di proporzionalità, dall'esigenza di tutelare altri interessi pubblici, di rilevanza europea, afferenti all'esigenza di consentire una migliore tutela dell'assetto concorrenziale del mercato di riferimento unitamente alla maggiore protezione degli utenti del servizio che potrebbero subire, indirettamente, gli effetti di un eventuale maggiorazione delle somme spettanti agli ex concessionari".

Con la deliberazione 69/2018/R/Gas l'Autorità ha espresso le proprie osservazioni inerenti i valori di VIR dei comuni dell'ATEM Genova 1 – Città e Impianto di Genova con scostamento tra VIR e RAB maggiori del 10%, in relazione alle previsioni di cui all'articolo 15, comma 5 del decreto legislativo 164/00, come modificato in ultimo dall'articolo 1, comma 16, del decreto-legge 145/13.

### ***Unbundling funzionale***

La Separazione Funzionale, o unbundling, nei gruppi integrati verticalmente si traduce nell'obbligo di gestire le infrastrutture essenziali in modo neutrale, senza favorire in alcun modo qualsivoglia impresa che svolge attività commerciali nel settore dell'energia. Secondo le norme di Unbundling Funzionale, la distribuzione del gas naturale è gestita in modo neutrale nel caso in cui sia affidata ad un Gestore Indipendente, vale a dire ad un amministratore che, pur operando all'interno del gruppo integrato, sia dotato di un'ampia autonomia decisionale ed organizzativa, oppure se il Gestore Indipendente adotti una serie di misure idonee ad impedire comportamenti discriminatori in materia di governance, organizzazione, procedure, sistemi informativi, personale, approvvigionamenti e molti altri importanti aspetti della gestione aziendale. La Delibera 296/2015/R/com emanata da ARERA (Autorità di Regolazione per Energia, Reti e Ambiente) ha approvato le disposizioni in merito agli obblighi di separazione (unbundling) funzionale per le imprese operanti nei settori dell'energia elettrica e del gas (TIUF – Testo Integrato Unbundling Funzionale) con la quale si stabilisce, tra gli altri, l'obbligo di separazione della politica di comunicazione e del marchio tra le imprese di vendita e distribuzione.

IRETI fa parte del gruppo IREN che forma un'Impresa Verticalmente Integrata (IVI) nel settore sia dell'energia elettrica che del gas naturale ai sensi dell'art. 1.1 del TIUF, in quanto nel gruppo sono esercitate sia attività rientranti nell'elenco di cui all'art. 4.1 del TIUF, sia attività liberalizzate del settore energetico. Pertanto, al fine della realizzazione della separazione funzionale, ha proceduto ad affidare l'amministrazione dell'attività di distribuzione del gas naturale e dell'energia elettrica ad un Gestore Indipendente, in possesso di tutti i poteri e le caratteristiche previste dalla normativa.

Con DCO 307/2017 ARERA ha illustrato gli orientamenti dell'Autorità in tema di riconoscimento dei costi sostenuti dalle imprese distributrici di energia elettrica e di gas naturale per il cambio del marchio e delle relative politiche di comunicazione, a seguito dell'introduzione delle disposizioni del TIUF (Allegato A alla deliberazione 296/2015/R/com) in materia.

Nell'ambito della suddetta consultazione, l'Autorità ha avviato una raccolta dati avente ad oggetto i costi operativi e di capitale sostenuti dagli operatori per adempiere agli obblighi di separazione del marchio, in relazione ai quali con delibera 237/2017/R/com ha instaurato il relativo procedimento per il riconoscimento specifico dei costi sostenuti dalle imprese distributrici di energia elettrica e di gas naturale per il cambio del marchio e delle relative politiche di comunicazione.

### ***Servizio di default***

Il servizio di default è un servizio complementare e sostitutivo al servizio di fornitura di ultima istanza, di carattere temporaneo, destinato ad operare quando nella gestione dei contratti di fornitura con i clienti finali si verificano, anche per periodi transitori, situazioni in cui il cliente resta privo del proprio venditore. Il servizio in esame è stato introdotto dall'Autorità di Regolazione in attuazione dell'art. 7, comma 4, del D.lgs. 2011 n. 93 con la deliberazione ARG/gas 99/11. Tale Delibera era stata inizialmente ritenuta illegittima e sospesa dal TAR Lombardia con la sentenza 29/12/2012 n. 3296, sentenza poi ribaltata dal Consiglio di Stato. In estrema sintesi il Consiglio di Stato, aderendo alle difese dell'AEEGSI, ha ritenuto che il servizio di default sia riconducibile al servizio di bilanciamento e che lo stesso non possa essere qualificato come

attività di vendita ma, piuttosto, come attività di regolazione ex post dei rapporti di indebito oggettivo sorti in seguito ai prelievi effettuati dal cliente rimasto allacciato alla rete di distribuzione. Ciò, anche in considerazione del fatto che non sussiste il rischio tipico dell'attività di vendita, in quanto la morosità del cliente finale servito è pressoché integralmente socializzata e posta a carico della collettività. Con la Delibera 513/2017/R/gas del 6 luglio 2017 l'Autorità ha definito la disciplina di dettaglio per la valutazione delle istanze finalizzate al versamento parziale o all'esonero dal versamento dell'ammontare previsto, a fronte del gas prelevato, nei casi di mancata disalimentazione fisica dei punti di riconsegna forniti nel servizio di default distribuzione, poi ulteriormente integrata con successiva Delibera 190/2018/R/gas del 29 marzo 2018. I citati provvedimenti si pongono in esito ad un complesso dialogo con gli operatori che ha condotto all'individuazione di una tassonomia di ipotesi tipiche fondate su casistiche realmente accadute e rappresentate all'Autorità dagli stessi operatori.

### **AFFIDAMENTO E SVOLGIMENTO DEL SERVIZIO DISTRIBUZIONE ENERGIA ELETTRICA**

Il Decreto legislativo n. 79 del 16 marzo 1999 (il "Decreto Bersani") ha istituito un quadro normativo generale per il mercato elettrico italiano che ha introdotto gradualmente la concorrenza nella produzione di energia elettrica e vendita a clienti idonei, a fronte del mantenimento di una struttura di monopolio regolamentato per la trasmissione e la distribuzione. L'attività di distribuzione è affidata a IRETI (già AEM Torino Distribuzione S.p.a. e già AMPS S.p.a.) dal ministero delle Attività produttive in concessione fino al 2030 rispettivamente sui territori dei Comuni di Torino e Parma e, tramite ASM Vercelli, nel comune di Vercelli.

Nel 2007 sono state adottate misure per assicurare la separazione funzionale ("*unbundling*"). Come già specificato nella sezione Distribuzione gas, con la Delibera del 296/2015/R/COM sono stati introdotti obblighi di separazione funzionale anche per gli esercenti l'attività di distribuzione di energia elettrica, con riferimento ai quali l'Autorità ha successivamente avviato, con Delibera n. 613/2017/R/com, quattro procedimenti per l'attuazione di interventi previsti dalla legge 4 agosto 2017, n. 124 (legge annuale per il mercato e la concorrenza), conclusasi con la Delibera 15/2018/R/com.

### **Codice di Rete (CADE) e oneri generali di sistema**

La Delibera ARERA 481/17/R/eel ha definito la nuova struttura degli oneri generali di sistema.

La disciplina degli oneri generali di sistema (OGS) si trova in primo luogo all'art. 3, comma 11, del D.Lgs. n. 79/99, all'art. 39, comma 3, del D.L. 22 giugno 2012, n. 83 nonché, per le modalità di esazione degli stessi, gli artt. 40 e seguenti del Testo Integrato delle disposizioni per l'erogazione dei servizi di trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica (TIT).

Il TAR Lombardia, in accoglimento di ricorsi presentati da alcuni venditori, ha dichiarato illegittima la Delibera 268/2015/R/eel (CADE - Codice di rete tipo per il trasporto dell'energia elettrica) nella parte in cui prevede che le garanzie che i venditori sono tenuti a prestare al distributore debbano coprire gli OGS oltre ai corrispettivi per il trasporto. Tale pronuncia ha chiarito che sono i clienti finali i soggetti della filiera elettrica obbligati, dal punto di vista giuridico ed economico, a sostenere gli OGS, evidenziando l'assenza di norme che prevedessero la traslazione in capo ai venditori dell'obbligazione gravante sui clienti finali e non riconoscendo in questo ambito all'Autorità un potere di eterointegrazione dei contratti tra distributore e venditore.

L'Autorità ha appellato la sentenza ed è intervenuta transitoriamente con la Delibera 109/2017/R/eel da un lato riducendo la quantificazione delle garanzie e, dall'altro avviando un procedimento finalizzato ad individuare meccanismi volti a riconoscere un'adeguata compensazione ai venditori e ai distributori dell'eventuale mancato incasso delle componenti tariffarie a copertura degli OGS.

La sentenza del Consiglio di Stato n. 5620/2017 del 30 novembre 2017 ha rigettato l'appello dell'Autorità confermando l'annullamento della Delibera 268/2015/R/eel ed implicitamente "confermando" la piena vigenza della Delibera 109/2017/R/eel.

ARERA, con un comunicato stampa pubblicato il 29 dicembre 2017, a valle della decisione del Giudice Amministrativo sopra richiamata, ha affermato che la deliberazione 109/2017 racchiude una disciplina transitoria e provvisoria la quale trova piena applicazione in tutte le sue parti nei confronti di tutti i soggetti incisi (imprese distributrici e utenti del trasporto), con particolare riferimento agli obblighi di versamento degli oneri generali di sistema già statuiti dalla regolazione in conformità alla normativa vigente in capo a tali soggetti.

Con Delibera 50/2018/R/eel del 1° febbraio 2018, l'ARERA, nel confermare l'attuale gestione degli OGS, ha però introdotto il reintegro degli OGS versati ma non riscossi e non recuperabili dal distributore, che può presentare richiesta di accesso al reintegro qualora sia adempiente ai versamenti degli OGS dal 1° gennaio 2016 e in riferimento a venditori con contratto di trasporto risolto da almeno 6 mesi. Il reintegro è coperto da apposito conto istituito presso la Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali, utilizzato anche per il reintegro dei crediti OGS dei venditori, come delineato nel DCO 52/2018/R/eel.

Successivamente con delibera 430/2018/R/eel del 2 agosto 2018, l'ARERA ha previsto il termine di conclusione del procedimento per l'ottemperanza alle sentenze pronunciate del Tar Lombardia, Sez. II, in tema di garanzie fornite da parte dell'utente di trasporto, di cui alla delibera 109/2017/R/eel, ampliandone l'ambito, e fissando come nuovo termine di conclusione il 30 giugno 2019. In data 11 dicembre 2018, con delibera 655/2018/R/eel, l'Autorità ha definito gli interventi urgenti in termini di regole e di rimedi risolutivi applicabili da parte delle imprese distributrici, nei casi di mancato adeguamento o mancata integrazione delle garanzie prestate dall'utente del trasporto.

Con la sentenza n. 270/2019 del 6 febbraio 2019 Il TAR Milano, nell'inerzia del Legislatore, ha confermato la legittimità della Del. 109/2017 di avvio all'ottemperanza alle sentenze 237/2017, 238/2017, 243/2017 e 244/2017, allineandosi all'orientamento del Consiglio di Stato secondo cui, in breve, si confermerebbe l'obbligo in capo ai clienti finali di sostenere gli oneri generali di sistema e il potere dell'ARERA di imporre la prestazione di garanzie ai venditori in relazione agli oneri di sistema già riscossi da questi ultimi.

### **AFFIDAMENTO E SVOLGIMENTO DEL SERVIZIO IDRICO INTEGRATO**

Il processo di riforma del Servizio Idrico Integrato (SII), avviato con la Legge 36/94 (Legge Galli), è stato rivisto con l'approvazione del D. Lgs. 3 aprile 2006, n. 152 (T.U. Ambientale, anche questo oggetto di periodiche importanti modifiche) e con l'emanazione dell'art. 23-bis del d.l. 25 giugno 2008, n. 112, convertito con modificazioni nella legge 6 agosto 2008, n. 133, relativo ai "servizi pubblici di rilevanza economica".

A seguito del Referendum indetto il 12 e 13 giugno 2011 con l'abrogazione dell'art. 23 bis, si è prodotta l'applicazione immediata della disciplina comunitaria relativa alle regole concorrenziali minime in tema di gara ad evidenza pubblica per l'affidamento della gestione di servizi pubblici di rilevanza economica.

In merito alle gestioni esistenti, come sancito dall'art. 34 del D.L. n. 179/12 convertito in L. n. 221/12 ed integrata dalla Legge 29 luglio 2015, n.115, art. 8, comma 1, gli affidamenti dei servizi effettuati da società quotate e controllate da quotate resteranno attivi fino alla scadenza naturale prevista per ciascuna di esse sulla base degli atti regolanti il rapporto con i singoli Comuni.

Il servizio Idrico integrato è altresì disciplinato, per la Regione Emilia Romagna, dalle Leggi Regionali n. 25 del 1999 e n. 10 del 2008. Quanto alla disciplina in materia di ATO, la Regione Emilia Romagna con Legge Regionale 23 dicembre 2011 n. 23 ha disciplinato le "Norme di organizzazione territoriale delle funzioni relative ai servizi pubblici locali dell'ambiente", che detta le norme relative alla regolazione dei servizi pubblici ambientali ed in particolare all'organizzazione territoriale del servizio idrico integrato e del servizio di gestione integrata dei rifiuti urbani in Emilia Romagna, e dispone che sulla base dei principi di sussidiarietà, differenziazione e adeguatezza, l'intero territorio regionale costituisca l'ambito territoriale ottimale in conformità agli articoli 147 e 200 del decreto legislativo n. 152 del 2006. ATERSIR è l'Agenzia di regolazione dei servizi pubblici locali ambientali della Regione Emilia-Romagna.

La Regione Liguria, con Legge n. 1 del 24 febbraio 2014, ha attribuito le funzioni in materia di organizzazione e gestione del Servizio Idrico Integrato e di Gestione Integrata dei Rifiuti.

Per quanto riguarda il SII, la Legge ha individuato 5 ATO:

- ATO Ovest – Provincia di Imperia;
- ATO Centro/Ovest 1 (ATO Costiero) - Provincia di Savona;
- ATO Centro/Ovest 2 (ATO Padano) - Provincia di Savona;
- ATO Centro/Est – Provincia di Genova;
- ATO Est – Provincia di La Spezia.

Si precisa che l'articolo 10 comma 1 della citata legge è stato dichiarato illegittimo dalla Corte Costituzionale con sentenza n. 31 del 10 febbraio 2015.

La Provincia di Savona ha approvato il 30 settembre 2015 la delibera nr. 70/2015, con la quale ha disposto l'approvazione dei Piani degli ambiti e la definizione dei soggetti di affidamento tramite *in house* (e quindi esclusione di Acquedotto di Savona, fusa in IRETI con efficacia 1° gennaio 2016). La delibera è stata impugnata dal Gruppo e ad oggi il procedimento è ancora pendente.

La Legge Regionale n. 1 del 24 febbraio 2014 e s.m.i. aveva operato la delimitazione degli ambiti territoriali ottimali con la individuazione di due ATO Centro Ovest (1 e 2, rispettivamente ATO costiero e padano).

Con la Legge Regionale n. 17 del 23 settembre 2015 l'ATO costiero Centro Ovest 1 era stato suddiviso in due sub-ambiti territoriali ottimali (Centro Ovest 1 e 3, quest'ultimo c.d. "ponente").

La sentenza della Corte Costituzionale n.173, depositata il 17 luglio 2017, ha comportato l'abrogazione della L.R. 17/2015 relativamente alla delimitazione del terzo ATO, ripristinando la situazione iniziale prevista dalla L.R. 1/2014, con un unico ambito costiero (ATO Centro Ovest 1) ed uno padano (ATO Centro Ovest 2).

Due le censure fondamentali: una di natura processuale, ossia la tardività della costituzione in giudizio della Regione Liguria, la seconda, di natura sostanziale, ossia la Regione Liguria aveva emanato una norma che, in realtà, doveva essere di competenza statale. Si legge infatti: "Alle Regioni è attribuita la facoltà di modificare la dimensione degli ATO, che tuttavia deve essere 'di norma non inferiore almeno a quella del territorio provinciale'. La deroga delle dimensioni definite dalla legislazione statale è possibile, ma deve rispettare i criteri stabiliti dalla stessa, costituiti dall'unità del bacino idrografico, dall'unicità e dall'adeguatezza della gestione. La deroga, inoltre, è consentita purché la Regione motivi la scelta in base a criteri di differenziazione territoriale e socio-economica e in base a principi di proporzionalità, adeguatezza ed efficienza rispetto alle caratteristiche del servizio, anche su proposta dei comuni".

Ad oggi, facendo seguito alla sentenza delle Corte Costituzionale n.173/2017 la Provincia è impegnata, in qualità di Ente di Governo dell'Ambito Centro Ovest 1, a predisporre e approvare un nuovo piano d'ambito unico, ed un nuovo affidamento del servizio idrico integrato.

Il Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti con nota del 17 aprile 2018 ha ribadito il principio e la posizione per cui il servizio idrico in area portuale non è materia regolata dal D.M. del 14 novembre 1994 (poi abrogato dal D. Lgs. 232/2017) "*in quanto prevale il D. Lgs. 152/2006 quale norma legislativa posteriore che ridisciplina l'intera materia del servizio idrico integrato*". Sul punto si era già espresso il TAR Toscana con sentenza 933/2017, secondo cui l'individuazione dei servizi di interesse generale nei porti, rientranti nella competenza dell'Autorità di sistema portuale (e, quindi, da affidare da parte di questa tramite procedura ad evidenza pubblica) vanno individuati anche con riferimento alle discipline di settore relativi alle diverse tipologie di servizi. Pertanto, il servizio idrico integrato, anche in ambito portuale, è disciplinato dal D.Lgs. 152/2006.

#### **AFFIDAMENTO E SVOLGIMENTO DEL SERVIZIO TELERISCALDAMENTO**

Allo stato attuale della normativa, e secondo i più recenti orientamenti giurisprudenziali (TAR Lombardia sez. I sent. 9 maggio 2014 n. 1217), il servizio del teleriscaldamento non costituisce di per sé un servizio pubblico locale, ma rappresenta comunque un monopolio naturale.

La qualificazione del teleriscaldamento non è, pertanto, univoca e viene rimessa alla valutazione discrezionale e motivata dei singoli enti, in base alle singole condizioni del mercato di riferimento ed all'esistenza o meno di limitazioni alla concorrenza che possano rappresentare una barriera ad offerte universali e non discriminatorie.

Peraltro nel settore è stata avviata da tempo un'attività regolatoria da parte dell'ARERA.

#### **AFFIDAMENTO E SVOLGIMENTO DEL SERVIZIO GESTIONE RIFIUTI**

Per Gestione Integrata Rifiuti si intende l'insieme delle attività di trasporto, trattamento e smaltimento dei rifiuti, ivi compresa l'attività di spazzamento delle strade e il controllo di queste operazioni.

La normativa di carattere generale applicabile al settore dei Servizi di Gestione Integrata Rifiuti, è contenuta, a livello nazionale, nel Codice dell'Ambiente (D.lgs. 152/2006 modificato da ultimo dal DM 15 gennaio 2014), nella Legge 22 maggio 2015, n. 68 "Disposizioni in materia di delitti contro l'ambiente", nel D. lgs. 36/2003 (discariche), nel D. lgs. 133/2005 (incenerimento e coincenerimento) e nel Decreto del Presidente della Repubblica 13 marzo 2013, n. 59 (Autorizzazione Unica Ambientale).

## **Normativa regionale**

Posto che le Autorità d'Ambito Territoriale sono cessate al 31 dicembre 2012, la Regione Emilia Romagna ha istituito l'Agenzia Territoriale dell'Emilia Romagna (ATERSIR), per i servizi idrici e rifiuti alla quale partecipano tutti i Comuni e le province ed alla quale spettano le funzioni di regolazione per l'intero territorio regionale, nonché la determinazione delle tariffe di smaltimento dei rifiuti urbani sulla base dei criteri regionali, dell'impiantistica privata e pubblica. Tale Agenzia è entrata in funzione nel corso dell'anno 2012.

La Regione Piemonte ha invece adottato il Piano Regionale di Gestione dei Rifiuti in data 30 settembre 2009, concludendo un percorso avviato nel 2007. Il Piano aveva orizzonte temporale 2009 – 2015.

Contestualmente all'adozione del Piano, era prevista la costituzione di 3 Ambiti Territoriali Ottimali, accorpando gli 8 ambiti precedenti suddivisi per Provincia.

La Legge Regionale Piemonte 7/2012 ha ulteriormente modificato la struttura degli Ambiti, prevedendone una articolazione su quattro. I quattro Ambiti attuali sono così composti:

- a) ambito 1: Novarese, Verellese, Biellese e Verbano, Cusio, Ossola;
- b) ambito 2: Astigiano e Alessandrino;
- c) ambito 3: Cuneese;
- d) ambito 4: Torinese.

Gli ATO hanno ruolo di pianificazione delle attività e di applicazione di quanto previsto dal Piano Regionale di Gestione dei Rifiuti, nonché la pianificazione dei flussi e delle tariffe di smaltimento.

A loro volta gli ATO sono suddivisi in Consorzi di Bacino che hanno un ruolo rilevante a livello di gestione.

La Regione Emilia Romagna ha approvato di recente i seguenti atti:

- L.R. 21 dicembre 2017, n. 24, recante "disciplina regionale sulla tutela e l'uso del territorio";
- L.R. del 20 aprile 2018, n. 4, Allegato A.2 - Disciplina della valutazione dell'impatto ambientale dei progetti;
- Delibera di Giunta Regionale del 15 gennaio 2018, n. 34 - Disposizioni relative ai flussi di rifiuti di cui al Piano regionale dei rifiuti approvato con Delibera Assemblea Legislativa n. 67 del 3 maggio 2016;
- Delibera Giunta Regionale del 22 ottobre 2018 n. 1758 - Analisi concernenti l'andamento della produzione dei rifiuti nell'anno 2018 e disposizioni relative ai flussi di rifiuti in attuazione dell'art. 25 delle Norme tecniche del Piano regionale di gestione dei rifiuti approvato con Delibera Assemblea Legislativa n. 67 del 3 maggio 2016;
- Delibera di Giunta Regionale del 22 ottobre 2018 n. 1762 - Regolamento Tipo per la disciplina della tariffa rifiuti corrispettiva: presa d'atto dei lavori del Comitato Guida per l'attuazione del Protocollo di intesa tra Regione Emilia-Romagna, ATERSIR ed ANCI in materia di tariffazione puntuale;
- Delibera di Giunta Regionale 4 marzo 2019, n. 326 - Disposizioni urgenti in materia di utilizzo agronomico dei fanghi di depurazione.

La Regione Piemonte ha emanato di recente i seguenti atti:

- Deliberazione Consiglio Regionale del 16 gennaio 2018, n. 253-2215 - Piano regionale di gestione dei rifiuti speciali (PRRS);
- L.R. del 10 gennaio 2018, n. 1 - Norme in materia di gestione dei rifiuti e servizio di gestione integrata dei rifiuti urbani e modifiche alle leggi regionali 26 aprile 2000, n. 44 e 24 maggio 2012, n. 7;
- Delibera Assemblea Legislativa del 6 marzo 2018, n. 1 epigrafe - Integrazione del Piano Regionale dei rifiuti e delle bonifiche approvato con Delibera Assemblea Legislativa del 25 marzo 2015, n. 14 (Piano Regionale dei rifiuti e delle bonifiche comprensivo di piano di monitoraggio e dichiarazione di sintesi). Adozione dei criteri di valutazione del rischio di definizione delle priorità di intervento;
- Delibera di Giunta Regionale del 20 luglio 2018 n. 27-7252 L.R. n. 1/2018 art. 3 – Delibera del Comitato Regionale 19 aprile 2016, n. 140-14161 - Piano regionale di gestione dei rifiuti urbani e dei fanghi di depurazione. Disposizioni sulla sperimentazione per la riduzione della produzione dei rifiuti con strumenti differenti dall'applicazione della tariffazione puntuale in attuazione del Piano di Monitoraggio ambientale;
- Delibera del Presidente della Giunta Regionale 18 marzo 2019, n. 3/R - Regolamento regionale recante: "Disciplina degli adempimenti in materia di tributo speciale per il deposito in discarica dei rifiuti (articoli 15, comma 3 e 16 della legge regionale 10 gennaio 2018, n. 1)", pubblicato nel B.U. Piemonte 21 marzo 2019, n. 12, S.O. n. 3.

La Regione Liguria, con la L.R. n. 1 del 24 febbraio 2014 (successivamente modificata con Legge n. 12/15), detta le norme per l'individuazione degli ambiti territoriali ottimali per l'esercizio delle funzioni concernenti la gestione integrata dei rifiuti.

E' stato costituito un ambito regionale unico, articolato in quattro aree coincidenti con i territori della Città Metropolitana di Genova e delle Province di Imperia, Savona e La Spezia.

L'Ente preposto al governo del ciclo dei rifiuti nell'ATO regionale è la Regione Liguria, che esercita tali funzioni attraverso un Comitato d'Ambito costituito da: Presidente della Giunta Regionale o suo delegato, gli assessori regionali competenti, il sindaco della Città Metropolitana di Genova o suo delegato, i presidenti delle Province o loro delegati.

Le funzioni connesse all'organizzazione ed all'affidamento dei servizi, da svolgersi in riferimento alla rispettiva area territoriale, competono alla Città Metropolitana di Genova e alle Province di Imperia, La Spezia e Savona.

Tali soggetti possono delimitare sul rispettivo territorio zone omogenee ai sensi della Legge n. 56/14 (Legge Delrio) che rappresentano bacini di gestione, designando un Comune capofila e delegando le funzioni relative all'affidamento dei servizi ai Comuni ricadenti in ciascun bacino.

La citata legge n. 1/14 prevede altresì che le Province e la Città Metropolitana provvedano ad approvare il Piano d'Area ed il Piano Metropolitano, contenente la strutturazione ed organizzazione dei servizi relativi alla raccolta ed al trasporto dei rifiuti, alla raccolta differenziata e all'utilizzo delle infrastrutture al servizio della raccolta differenziata, la definizione dei bacini di affidamento nonché la gestione dei rifiuti residuali indifferenziati ed il loro smaltimento, entro un anno dall'approvazione del Piano regionale, avvenuta con DCR n. 14 del 25 marzo 2015.

La Regione Liguria ha emanato di recente i seguenti provvedimenti:

- Deliberazione Consiglio Regionale n. 1 del 6 marzo 2018 - Integrazione del Piano regionale dei rifiuti e delle bonifiche approvato con deliberazione dell'Assemblea legislativa della Liguria n.14 del 25 marzo 2015 (Piano regionale dei rifiuti e delle bonifiche comprensivo di Piano di monitoraggio e dichiarazione di sintesi). Adozione dei criteri di valutazione del rischio di definizione delle priorità di intervento;
- Deliberazione Giunta Regionale n. 574 del 14 luglio 2017 - Determinazione dell'onere contributivo per il sistema gestionale d'ambito, con la quale viene determinata la misura del contributo dovuto alla Regione per il sistema gestionale d'ambito dei rifiuti in ragione dei risultati di riciclaggio raggiunti nell'anno 2016 dai Comuni, accertati con delibera della Giunta Regionale n. 448 del 7 giugno 2017;
- Deliberazione di Giunta Regionale del 31 ottobre 2018 n. 889 - Attività di trattamento sui rifiuti urbani residui preliminari al conferimento in discarica per rifiuti non pericolosi. Integrazione delle Linee guida regionali di cui alla Delibera di Giunta Regionale 20 dicembre 2016, n. 1208.

### **Normativa nazionale**

È stato pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale del 18 giugno 2018 il regolamento sulla cessazione della qualifica di rifiuto del fresato d'asfalto: si tratta del Decreto del Ministero dell'Ambiente 28 marzo 2018, n. 69, in vigore dal 3 luglio 2018.

Il Decreto Ministeriale del 1° febbraio 2018, in vigore dal 23 febbraio 2018, riguarda chi esercita attività di raccolta e trasporto dei rifiuti non pericolosi di metalli ferrosi e non ferrosi ed è iscritto all'Albo nazionale gestori ambientali sia secondo la procedura ordinaria, come descritta dall'art. 212 del D. Lgs. 152/2006, che secondo le modalità semplificate d'iscrizione.

Con la delibera n. 108 del 22 dicembre 2017, pubblicata sulla Gazzetta Ufficiale del 15 maggio 2018, il CIPE (Comitato Interministeriale per la Programmazione Economica) ha aggiornato la Strategia Nazionale per lo Sviluppo Sostenibile (SNSvS), il documento nazionale di riferimento per l'attuazione dei 17 obiettivi di sviluppo sostenibile (*Sustainable Development Goals* – SDGs) definiti dall'Agenda 2030 (Agenda Globale per lo sviluppo sostenibile, adottata nel 2015 alle Nazioni Unite).

E' stato inoltre emanato il Decreto del Ministero dell'Ambiente n. 94 del 28 marzo 2018, che prevede nuove regole per la redazione dei verbali di accertamento, contestazione e notificazione dei procedimenti previsti nell'ambito del sistema sanzionatorio in materia di valutazione di impatto ambientale (VIA).

La Legge 21 settembre 2018, n. 108, ha convertito il D.L. "Milleproroghe", prorogando al 30 giugno 2019 il termine per la decorrenza dell'obbligo di gestione in forma associata delle funzioni fondamentali dei piccoli comuni (fino a 5.000 abitanti, 3.000 se in Comunità montane): tra queste rientra, in particolare, la gestione associata della raccolta, avvio a recupero e smaltimento dei rifiuti urbani e la riscossione dei relativi tributi. La Legge 130/2018 (c.d. Decreto Ponte Morandi), in tema di fanghi da depurazione in agricoltura, ha confermato che l'unica norma di riferimento vigente è il D. Lgs. 99/1992, aggiungendo una serie di eccezioni.

La Legge 1° dicembre 2018, n. 132 (conversione decreto sicurezza), prevede all'art. 26 bis l'obbligo per i gestori di impianti di stoccaggio e di lavorazione dei rifiuti, esistenti o di nuova costruzione, di predisporre un piano di emergenza interna.

Nel corso della riunione del 9 maggio 2019 il Consiglio del Sistema Nazionale per la Protezione dell'Ambiente (SNPA) ha adottato, con la Delibera 54/2019, la "Linea guida sull'applicazione della disciplina per l'utilizzo delle terre e rocce da scavo".

È in vigore dal 18 giugno 2019 la nuova versione del comma 3 dell'articolo 184-ter TUA, come sostituito dall'Art.1 comma 19 del decreto "Sblocca Cantieri".

È stata pubblicata la "legge europea 2018" (L. 3 maggio 2019, n. 37), in vigore dal 26 maggio 2019, che modifica il testo dell'art. 185, comma 1, lettera f) del TUA, disponendo l'esclusione dal campo di applicazione della disciplina sui rifiuti per "gli sfalci e le potature effettuati nell'ambito delle buone pratiche colturali, nonché gli sfalci e le potature derivanti dalla manutenzione del verde pubblico dei comuni".

Infine, con la Circolare n. 4 del 7 marzo 2019 il Comitato Nazionale dell'Albo Gestori Ambientali ha chiarito come deve essere valutato il requisito morale del candidato all'iscrizione. In particolare, l'art. 10 del D.M. 120/2014, espressamente richiede che per l'iscrizione occorre che il titolare o legale rappresentante dell'impresa non sia stato condannato alla pena detentiva per reati previsti dalle norme a tutela dell'ambiente, incluse le norme a tutela della salute, le norme in materia edilizia e in materia urbanistica, e che non sia stato condannato alla reclusione per un tempo superiore ad un anno per delitti non colposi.

## **SISTRI**

Il D.L. Semplificazioni ha abrogato definitivamente il sistema elettronico di controllo della tracciabilità dei rifiuti (SISTRI) a partire dal 1° gennaio 2019.

## ***Normativa europea***

Dal 4 luglio 2018 sono entrate in vigore in Europa le quattro direttive (tutte datate 30 maggio 2018) "Circular Economy", pubblicate sulla GUUE L. 150 del 14 giugno 2018.

La direttiva 849 modifica le precedenti relative ai veicoli fuori uso, alle pile, agli accumulatori e ai RAEE, la n. 850 modifica la direttiva 1999/31/CE sulle discariche, la 852 le norme sugli imballaggi e, infine, la 851 che modifica in modo ampio e sostanziale la stessa direttiva madre sui rifiuti, ossia la direttiva 98/2008/CE. Le citate norme dovranno essere recepite dagli Stati Membri entro il 5 luglio 2020.

La Comunicazione della Commissione UE n. 124 pubblicata sulla GUUE C 124 del 9 aprile 2018 ("orientamenti tecnici sulla classificazione dei rifiuti") chiarisce invece la classificazione dei c.d. "codici a specchio".

In materia di cessazione della qualifica di rifiuto, la Corte di Giustizia UE con la sentenza C60 del 28 marzo 2019 ammette la possibilità di casi individuali in particolare sulla base delle domande presentate dai detentori della sostanza o dell'oggetto qualificati come rifiuti. Agli Stati riamane il compito di "vigilare" e di "consentire l'attuazione dell'economia circolare".

La sentenza della Corte di Giustizia Europea apre quindi all'*End of Waste* rispetto alla posizione italiana che, con la sentenza del Consiglio di Stato n. 1229/2018, negava che le autorizzazioni ordinarie rilasciate agli impianti di recupero potessero portare alla cessazione della qualifica di rifiuto in tutti i casi non disciplinati dai, pochi, Regolamenti europei e decreti ministeriali. In base a tale sentenza, allo scadere delle autorizzazioni uniche per il trattamento dei rifiuti e delle autorizzazioni integrate ambientali, gli impianti esistenti non possono dunque più trasformare i rifiuti in prodotti o in materie prime.

Si segnala infine che è stata approvata la Direttiva (UE) 2019/904 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 5 giugno 2019, sulla riduzione dell'incidenza di determinati prodotti di plastica sull'ambiente.

## ***Sistema tariffario relativo ai servizi ambientali***

La Legge di stabilità 2014 ha istituito dal 1° gennaio 2014 la IUC (imposta unica comunale) che si compone di: imposta municipale propria di natura patrimoniale (IMU), una componente riferita ai servizi c.d. indivisibili (TASI), e la tassa sui rifiuti (TARI) destinata a finanziare il costo del servizio di raccolta e smaltimento dei rifiuti urbani.

Il presupposto della TARI è il possesso o la detenzione di immobili suscettibili di produrre rifiuti ed è commisurata alla superficie calpestabile dell'immobile. Le aliquote possono essere rimodulate dai Comuni in base agli standard qualitativi del servizio.

La L. 205/2017 ha prorogato per il 2018 per i Comuni la modalità di commisurazione della TARI in base al criterio medio ordinario.

## CONCESSIONI E AFFIDAMENTI

### CONCESSIONI DI GRANDE DERIVAZIONE AD USO IDROELETTRICO

La novità legislativa riguarda l'introduzione avvenuta con Legge 11 febbraio 2019 n. 12 (pubblicata in GURI 12 febbraio 2019, n. 36), in sede di conversione del Decreto Legge 14 dicembre 2018, n. 135 ("Decreto Legge "Semplificazioni"), di una nuova disciplina in materia di grandi derivazioni idroelettriche che prevede:

- la modifica del regime proprietario e dei criteri per la determinazione dell'indennità dovuta al concessionario uscente alla scadenza della concessione: per le opere cd. "bagnate" è previsto il trasferimento senza compenso in proprietà alle Regioni in stato di regolare funzionamento, salvo – nel caso in cui il concessionario abbia eseguito a proprie spese, nel periodo di validità della concessione, investimenti previsti nell'atto di concessione o comunque autorizzati sulle opere "bagnate" - il versamento di un indennizzo pari al valore della parte di bene non ammortizzato; per le opere cd. "asciutte", è prevista l'applicazione dell'art. 25 co. 2 e ss. del R.D. 1775/1933 in base al quale lo Stato ha facoltà di immettersi nell'immediato possesso delle stesse, corrispondendo un prezzo uguale al valore di stima del materiale in opera, calcolato al momento dell'immissione in possesso, al netto dei beni ammortizzati. In ogni caso, per le opere asciutte la corresponsione del prezzo avverrà secondo le modalità che saranno stabilite dalle leggi regionali, fermo restando un diverso regime a seconda che si tratti di beni mobili ed immobili di cui si prevede o meno l'utilizzo da parte del nuovo concessionario;
- l'affidamento alle Regioni del compito di disciplinare con proprie leggi, entro il 31 marzo 2020, le modalità e le procedure di assegnazione delle concessioni di grande derivazione. Tali nuove concessioni potranno avere una durata compresa tra i 20 ed i 40 anni, incrementabili fino ad un massimo di 10 anni. Le procedure dovranno essere avviate entro due anni dalla data di entrata in vigore della relativa legge regionale;
- la previsione di un canone semestrale per i concessionari di grandi derivazioni da corrispondere alle Regioni. Tale canone sarà determinato da legge regionale, sentita l'ARERA, ed articolato in una componente fissa legata alla potenza nominale media di concessione ed in una componente variabile legata ai ricavi;
- la possibilità per le Regioni di disporre con legge l'obbligo per i concessionari di grande derivazione a scopo idroelettrico di fornire annualmente e gratuitamente alle stesse 220 kWh per ogni kW di potenza nominale media di concessione, per almeno il 50% destinata ai servizi pubblici e categorie di utenti dei territori provinciali interessati dalle derivazioni;
- l'attribuzione alle Regioni che non vi abbiano già provveduto, della potestà a disciplinare con propria legge (entro un anno dall'entrata in vigore della norma e comunque non oltre il 31 marzo 2020) modalità, condizioni e quantificazione dei corrispettivi aggiuntivi e gli eventuali altri oneri conseguenti dovuti per le concessioni di grandi derivazioni che prevedono un termine di scadenza anteriore al 2023, comprese quelle già scadute "per la prosecuzione per conto delle Regioni stesse dell'esercizio delle derivazioni, delle opere e degli impianti oltre la scadenza della concessione e per il tempo necessario al completamento delle procedure di assegnazione e comunque non oltre il 31 dicembre 2023"; si precisa inoltre, che il concessionario scaduto "fino all'assegnazione della concessione" è tenuto a fornire su richiesta della Regione energia nelle misura e secondo le modalità stabilite dalla norma nonché a corrispondere un canone aggiuntivo, rispetto a quello demaniale, per l'esercizio degli impianti nelle more dell'assegnazione. La definizione del valore minimo di detto canone aggiuntivo è rimessa ad un decreto del MISE (sentita l'ARERA) e previo parere della Conferenza Stato-Regioni ma, in mancanza, esso potrà essere determinato dalle Regioni in misura comunque non inferiore a 20 Euro per ogni kW di potenza nominale media di concessione per ogni annualità.

### DISTRIBUZIONE GAS NATURALE

#### Area Genovese

Per quanto riguarda il settore del servizio di distribuzione del gas naturale nell'area del Comune di Genova e Comuni limitrofi, la stessa viene svolta da IRETI (società derivante, fra le altre, dalla fusione per incorporazione di Genova Reti Gas, precedente Gestore e della controllante di quest'ultima Iren Acqua Gas in Iren Emilia). Si segnala che le concessioni sono attualmente in regime di *prorogatio* in attesa della indizione delle gare ad evidenza pubblica il cui termine entro cui devono essere avviate è specificato nel precedente paragrafo "Distribuzione gas".

### *Area Emiliana*

Il servizio di distribuzione del gas metano nelle Province emiliane è gestito da Ireti (già Iren Emilia S.p.A.). Si segnala che gli affidamenti in essere sono in regime di *prorogatio* in attesa della indizione delle gare ad evidenza pubblica.

### *Altre Aree territoriali*

Il Gruppo IREN opera inoltre in numerose altre realtà del territorio Italiano in forza di affidamenti o concessioni rilasciate a società a capitale misto in cui partecipano direttamente o indirettamente società del Gruppo IREN.

Si segnala che le concessioni sono attualmente in regime di *prorogatio* in attesa della indizione delle gare ad evidenza pubblica.

Di seguito se ne indicano le principali:

- Provincia di Ancona / Macerata - ASTEA S.p.A. (partecipata al 21,32% dal Consorzio G.P.O. controllato a sua volta al 62,35% da IRETI): Comuni di Osimo (AN), Recanati (MC), Loreto (AN) e Montecassiano (MC); affidamento scaduto al 31 dicembre 2010 ed in *prorogatio*;
- Comune di Vercelli e altri comuni della Provincia – ASM Vercelli S.p.A. (già ATENA S.p.A., controllata al 60% da IRETI): affidamento del 1999 scaduto al 31 dicembre 2010 ed in *prorogatio*;
- Provincia di Livorno - ASA S.p.A. (partecipata al 40% da IRETI): Comuni di Livorno, Castagneto Carducci, Collesalveti, Rosignano Marittimo e San Vincenzo – affidamento scaduto al 31 dicembre 2010 ed in *prorogatio*;
- Provincia di Parma, Comune di Busseto - Busseto Servizi S.r.l, società detenuta al 100% da IRETI, a seguito di aggiudicazione della gara indetta dal comune per la cessione dell'intero capitale sociale: affidamento scaduto al 31 dicembre 2010 ed in *prorogatio*.

## **ENERGIA ELETTRICA**

IRETI gestisce nella Città di Torino il servizio pubblico di distribuzione dell'energia elettrica in forza di concessione ministeriale. Detta concessione ha termine di scadenza al 31 dicembre 2030. IRETI distribuisce l'energia elettrica anche nel Comune di Parma, con analoga scadenza.

Il Gruppo IREN, attraverso società miste locali, è inoltre presente nel settore della distribuzione dell'Energia Elettrica nelle seguenti principali aree:

- Comune di Vercelli, con la controllata ASM Vercelli S.p.A., che gestisce nella Città il servizio pubblico di distribuzione dell'energia elettrica in forza di concessione ministeriale, che ha termine di scadenza al 31 dicembre 2030;
- area Marchigiana, con DEA S.p.A., controllata di ASTEA S.p.A., gestisce il servizio pubblico di distribuzione dell'energia elettrica nei comuni di Osimo (AN), Recanati (MC) e Polverigi (AN), con scadenza al 31 dicembre 2030.

## **TELERISCALDAMENTO**

Iren Energia gestisce il servizio di distribuzione del teleriscaldamento tramite concessione, affidamento o autorizzazione alla posa delle reti nelle seguenti realtà territoriali:

- Comune di Torino e Moncalieri (TO);
- Città di Nichelino (TO);
- Beinasco (TO);
- Reggio Emilia;
- Parma;
- Piacenza;
- Genova.

Inoltre, Iren Energia detiene una partecipazione nella società Asti Energia Calore, costituita in data 18 maggio 2015, cui è stato affidato in sub-concessione il servizio del teleriscaldamento nella città di Asti.

## **SERVIZIO IDRICO INTEGRATO**

### *Area Ligure*

IRETI S.p.A. è titolare dell'affidamento della gestione del servizio idrico integrato nei 67 comuni della Provincia di Genova per un totale di 880.000 abitanti serviti. 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 nel territorio dei Comuni della provincia di Genova viene svolta da IRETI tramite i gestori operativi salvaguardati. Le società autorizzate e/o salvaguardate del Gruppo Iren che svolgono la funzione di gestore operativo sono Iren Acqua S.p.A. (già Mediterranea delle Acque, controllata al 60% da IRETI), Iren Acqua Tigullio S.p.A. (già IdroTigullio, controllata al 66,55% da Iren Acqua) e AMTER S.p.A. (partecipata al 49% sempre da Iren Acqua).

IRETI esercisce inoltre il servizio di distribuzione di acqua potabile nei Comuni di Camogli, Rapallo, Coreglia e Zoagli nell'ATO Genovese.

La società (per il perimetro ex Acquedotto di Savona) gestisce infine il solo segmento del servizio idrico nei seguenti ATO:

- Savonese, nei comuni di Albissola Marina, Albissola Superiore, Quiliano, Vado Ligure, Celle Ligure, Noli, Spotorno, Bergoggi, Savona, Stella, Varazze;
- Centro Ovest 2 - comprende tutti i comuni gravitanti sul versante padano, gestendo il servizio, tramite il Consorzio C.I.R.A. nei comuni di Altare, Cairo Montenotte, Carcare, Cengio;
- per quanto concerne la Provincia di Imperia: Bordighera, Camporosso, Isolabona, Dolceacqua, Perinaldo, Vallecrosia, San Biagio della Cima, Vallebona, Seborga, Soldano. Per AIGA, IRETI gestisce in prorogatio una parte del territorio del Comune di Ventimiglia.

In data 11 aprile 2018 è stata inoltre finalizzata l'operazione di acquisizione da parte di IREN del Gruppo ACAM, attivo a La Spezia e Provincia, il quale gestisce (attraverso ACAM Acque) il servizio idrico con concessione valida fino al 31 dicembre 2033.

In forza della Delibera dell'Ente di Governo d'Ambito della Spezia n.3 del 29 gennaio 2019, nonché della Delibera del Consiglio del Comune di Carro n. 51 del 28 dicembre 2018, ACAM Acque ha assunto la gestione operativa ed amministrativa del servizio idrico integrato nel territorio del predetto Comune, con decorrenza dal 1° aprile, e che si aggiunge quindi ai 26 in cui, da anni, è già svolto il servizio.

### *Area Emiliana*

Il Gruppo IREN gestisce il Servizio Idrico Integrato sulla base di specifici affidamenti assentiti dai rispettivi Enti Locali regolati dalle Convenzioni stipulate con gli ATO competenti.

Sulla base della normativa della Regione Emilia Romagna, le Convenzioni del servizio idrico integrato prevedono una durata decennale degli affidamenti, in regime di salvaguardia, fatta eccezione per la convenzione dell'ATO di Parma che fissa la scadenza dell'affidamento al 30 giugno 2025, in virtù della cessione a privati del 35% del capitale di AMPS effettuata nel 2000 dal Comune di Parma con procedura ad evidenza pubblica.

La gestione del Servizio Idrico Integrato nei bacini di Parma, Piacenza e Reggio Emilia è in capo alla società del Gruppo IRETI. La proprietà dei beni e delle reti relative al settore idrico è stata trasferita a società interamente possedute da Enti pubblici. 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.

In data 19 aprile 2016 ATERSIR Emilia Romagna ha pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale Europea il Bando di Gara a procedura ristretta per l'affidamento in concessione del SII per la Provincia di Piacenza, comprensivo della realizzazione dei lavori strumentali. In data 10 giugno 2016 è stata presentata da IRETI domanda di partecipazione.

In conseguenza del contenzioso instauratosi nell'ambito di Rimini e degli esiti negativi dello stesso, il Consiglio d'Ambito di ATERSIR, in data 31 gennaio 2018, ha deliberato la revoca in autotutela degli atti relativi alla procedura ristretta indetta per Piacenza e di dare mandato alla struttura tecnica dell'Agenzia di svolgere il procedimento di aggiornamento dell'elenco dei beni destinati all'esercizio del Servizio Idrico Integrato e del relativo valore residuo da riconoscere al gestore uscente ai fini del nuovo affidamento, e di dare mandato agli uffici tecnici per la redazione degli atti della Procedura aperta per l'affidamento in concessione del SII. Si è in attesa della pubblicazione del bando.

In Provincia di Reggio Emilia ATERSIR con delibera CLRE/2015/7 del 17 dicembre 2015 ha deliberato la "Proposta di affidamento a società a partecipazione pubblica e privata, con socio privato industriale operativo scelto mediante procedura competitiva ad evidenza pubblica".

Con delibera del Consiglio Locale di Reggio Emilia - CLRE 2018/2 del 30 luglio 2018 - sono state approvate le "Linee guida degli Enti Locali della provincia di Reggio Emilia per la futura società mista a controllo pubblico titolare del servizio idrico integrato", utili ad orientare l'Agenzia nello svolgimento dell'istruttoria tecnica, economica e giuridica propedeutica alla redazione della documentazione finalizzata alla procedura di gara volta alla realizzazione del Progetto "ARCA" - Azienda Reggiana per la Cura dell'Acqua. Si è in attesa della pubblicazione del bando di gara.

La tabella che segue riassume 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	16-4-2004/5-10-2009	31 dicembre 2032
<i>Reggio Emilia</i>	Convenzione ATO/gestore	30 giugno 2003	31 dicembre 2011(*)
<i>Parma</i>	Convenzione ATO/gestore	27 dicembre 2004	30 giugno 2025
<i>Piacenza</i>	Convenzione ATO/gestore	20 dicembre 2004	31 dicembre 2011(*)
<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

(\*) Servizio in proroga fino a definizione di nuove convenzioni

#### *Altre Aree territoriali*

Il Gruppo Iren opera inoltre nel settore del Servizio Idrico Integrato in altre realtà del territorio italiano, in forza di affidamenti o concessioni rilasciate a società a capitale misto in cui partecipa direttamente o indirettamente. Di seguito se ne indicano le principali.

- ATO Toscana Costa – ASA S.p.A. (partecipata al 40% da IRETI) Servizio idrico integrato in Comune di Livorno ed altri della Provincia;
- Ambito Territoriale Marche Centro, Macerata (ATO3) - ASTEA S.p.A. (partecipata al 21,32% da Consorzio GPO a sua volta controllato al 62,35% da IRETI) limitatamente ai Comuni di Recanati – Loreto – Montecassiano – Osimo - Potenza Picena - Porto Recanati;
- Comune di Ventimiglia: AIGA S.p.A. (partecipata al 49% da IRETI);
- Comune di Imperia: AMAT S.p.A. (partecipata al 48% da IRETI);
- Ambito Territoriale Alessandrino: ACOS S.p.A. (partecipata al 25% da IRETI) per il Comune di Novi Ligure; ATO di Cuneo: Mondo Acqua S.p.A. (partecipata al 38,5% da IRETI) – gestisce il Comune di Mondovì ed altri 7 Comune dell'area cuneese.

## GESTIONE SERVIZI AMBIENTALI

Il Gruppo IREN presta i servizi ambientali sulla base di specifico affidamento del servizio fatto dai rispettivi Enti Locali 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
<i>Reggio Emilia</i>	Convenzione ATO/gestore	10 giugno 2004	31 dicembre 2011(*)
<i>Parma</i>	Convenzione ATO/gestore	27 dicembre 2004	31 dicembre 2014(*)
<i>Piacenza</i>	Convenzione ATO/gestore	18 maggio 2004	31 dicembre 2011(*)
<i>Torino</i>	Convenzione ATO/gestore	21 dicembre 2012	30 aprile 2033(**)
<i>Vercelli (Comune)</i>	Convenzione Comune/gestore	22 gennaio 2003	31 dicembre 2028
<i>Altri Comuni del Vercellese (eccetto Borgosesia)</i>	Contratto d'appalto con C.O.Ve.Va.R.	1° febbraio 2011	31 gennaio 2019  31 dicembre 2028 (raccolta e spazzamento) 30 gennaio 2043 (smaltimento rifiuti)
<i>La Spezia (Comune)</i>	Convenzione Comune/gestore	10 giugno 2005	

(\*) Servizio in proroga fino a definizione di nuove convenzioni

(\*\*) la durata è di 20 anni decorrenti dal termine dell'esercizio provvisorio dell'impianto di termovalorizzazione di TRM S.p.A.

Si segnala che Iren Ambiente ha presentato offerta sia per la gara per "L'affidamento in concessione del servizio pubblico di gestione integrata dei rifiuti urbani e assimilati nel bacino territoriale di Parma" (44 Comuni) sia per l'analoga gara a Piacenza. ACAM Ambiente, controllata da Iren Ambiente ed attiva a La Spezia e Provincia, gestisce il servizio del ciclo integrale dei rifiuti, con affidamento in house, in 20 Comuni della Provincia (compreso il Comune di La Spezia). Inoltre svolge l'attività di smaltimento di rifiuti, con affidamento in appalto/in economia/in house, in altri 12 Comuni della Provincia stessa.

### Servizi al Comune di Torino

Iren Servizi e Innovazione, dal 31 ottobre 2006, è subentrata ad AEM Torino S.p.A.:

- nella titolarità della Convenzione stipulata con il Comune di Torino avente ad oggetto l'affidamento, con scadenza 31 dicembre 2036, della gestione del servizio pubblico di illuminazione pubblica e semaforica nel comune di Torino;
- nella titolarità dell'affidamento, con scadenza il 31 dicembre 2014, del servizio di gestione degli impianti termici comunali;
- nella titolarità dell'affidamento, con scadenza il 31 dicembre 2014, del servizio di gestione degli impianti elettrici e speciali degli edifici comunali.

Con deliberazione del 3 novembre 2010 la Giunta Comunale di Torino ha deliberato di affidare a Iren Servizi e Innovazione i contratti di servizi inerenti alla gestione degli Impianti Elettrici e Speciali e degli Impianti Termici e di Condizionamento degli edifici comunali, fino al 31 dicembre 2017. Gli affidamenti sono stati prolungati fino al 31 dicembre 2020 con deliberazione della Giunta Comunale di Torino del 27 novembre 2012. A seguito della fusione per incorporazione di Iren Servizi e Innovazione in Iren Energia, con atto del 27 dicembre 2016, a partire dal 1° gennaio 2017 Iren Energia è subentrata nella titolarità della suddetta Convenzione e dei suddetti contratti di servizi. Dal 1° ottobre 2018, a seguito di scissione parziale del ramo d'azienda relativo alla gestione del servizio di illuminazione pubblica, degli impianti semaforici e della manutenzione degli impianti termici, elettrici e speciali per il Comune di Torino, Iren Rinnovabili è subentrata a Iren Energia nelle predette attività.

## NORMATIVA REGOLATORIA PRIMO SEMESTRE 2019

Di seguito si rappresentano i principali provvedimenti regolatori riferiti al primo semestre 2019 di maggior impatto per i business energetici del Gruppo Iren.

### GAS

#### *Energy Management gas*

##### **Del 148/2019 - Riforma della disciplina in materia di settlement gas**

La delibera 148/2019 ha modificato il nuovo Testo Integrato del Settlement Gas (TISG) per recepire la riforma del processo di aggiornamento della relazione di corrispondenza tra utente del bilanciamento e punto di riconsegna della rete di distribuzione approvata dalla delibera 155/2019: in essa si prevede che la gestione della filiera commerciale sia affidata al Sistema Informativo Integrato (SII) dal 1 gennaio 2020: sul SII sarà pertanto mappato il rapporto di corrispondenza tra Utente del Bilanciamento (*shipper*), utente della distribuzione (società di vendita) e punto di riconsegna (PdR). Questo processo è anche funzionale alla riforma dei processi di conferimento sul City Gate che entrerà in vigore dall'anno termico 2020-2021.

##### **Del 147/2019, del. 155/2019 - Revisione dei processi di definizione dei rapporti commerciali tra utenti del bilanciamento e utenti della distribuzione. Revisione dei processi di conferimento della capacità ai punti di riconsegna della rete di trasporto**

Con la delibera 147/2019/R/gas, l'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (ARERA) riforma il processo di conferimento di capacità ai punti di uscita della rete di trasporto gas che alimentano reti di distribuzione (City Gate), a partire dal 1° ottobre 2020. Il provvedimento semplifica il processo in quanto la capacità non deve più essere richiesta dall'Utente del bilanciamento (UdB) e il conferimento si perfeziona in modo automatico, nel momento in cui nel Registro Centrale del SII viene certificata la "relazione di corrispondenza" che definisce, per ciascun PdR presente nel contratto di distribuzione di un Utente della distribuzione (UdD), a quale UdB debbano essere ricondotti i prelievi. Le quantità conferite sono determinate sulla base delle sole caratteristiche dei PdR serviti su rete di distribuzione dagli UdD: consumo annuo, profilo di prelievo e frequenza di misura. In particolare, tale delibera, che segue i DCO nn. 114/2018/R/gas e 512/2018/R/gas, prevede:

- la definizione di "prelievo convenzionale" massimo di un PdR, che:
  - nel caso di punti con misura giornaliera, coincide col dato del picco di consumo dell'anno,
  - per i punti privi di misura giornaliera, è pari al valore massimo del profilo convenzionale;
- la definizione di "capacità convenzionale" del punto di prelievo che è pari al prelievo convenzionale massimo moltiplicato per un coefficiente "z" di riproporzionamento che tiene conto della contemporaneità dei consumi e converte il valore di "consumo" in "capacità";
- la "capacità conferita" a un utente del bilanciamento, intesa come somma delle capacità convenzionali dei punti di prelievo da esso serviti.

L'attribuzione automatica all'UdB della capacità sui City Gate determina il superamento delle attuali procedure di conferimento e delle penali per supero della capacità conferita.

##### **Del 114/2019 - Criteri di regolazione tariffaria per il servizio di trasporto e misura del gas naturale per il quinto periodo di regolazione (5PRT)**

Per il quinto periodo di regolazione ARERA, con la delibera 114/2019 che segue il DCO 512/2019, definisce una ripartizione entry/exit dei ricavi 40/60 (come per il transitorio) e, in aggiunta, l'inclusione delle reti regionali nel perimetro entry/exit, come previsto dal Codice TAR, con attribuzione dei ricavi da rete regionale totalmente all'exit (il rapporto entry/exit risultante sarebbe 28/72). La componente variabile della tariffa di trasporto sarà parimenti applicata all'exit.

Per quando riguarda la determinazione dei prezzi di riferimento l'ARERA ha approvato la metodologia basata sulla distanza ponderata per la capacità prevista sempre dal codice TAR. La nuova regolazione di ARERA in materia è volta a salvaguardare la competitività del sistema Italia relativamente ai costi di importazione ed esportazione di gas naturale.

Infine, relativamente alla determinazione dei ricavi riconosciuti, ARERA ha iniziato ad introdurre alcuni elementi incentivanti (elementi di regolazione *output based* propedeutici al graduale passaggio alla regolazione TOTAl EXpense). Con Delibera 201/2019 sono state approvate le nuove tariffe che troveranno applicazione dal 1° gennaio 2020.

### **Reti gas**

#### **Del 75/2019 - Determinazione dei premi e delle penalità relativi ai recuperi di sicurezza del servizio di distribuzione del gas naturale per l'anno 2015 e modifica della RQDG**

Il provvedimento determina, per l'anno 2015, i premi e le penalità relativi ai recuperi di sicurezza/qualità del servizio di distribuzione del gas naturale e aggiorna i livelli tendenziali 2015-2019.

#### **Del 98/2019 - Determinazione delle tariffe di riferimento definitive per i servizi di distribuzione e misura del gas, per l'anno 2018**

L'Autorità ha approvato le tariffe di riferimento definitive per i servizi di distribuzione e misura del gas per l'anno 2018, considerando altresì le richieste di rettifica di dati presentate entro la data del 15 febbraio 2019 e le istanze di rideterminazione tariffaria presentate dai distributori.

#### **DCO 170/2019 - Linee di intervento per la regolazione di tariffe e qualità dei servizi di distribuzione e misura del gas nel quinto periodo di regolazione**

ARERA ha pubblicato la consultazione nella quale illustra i propri orientamenti sulle principali linee di intervento per la definizione dei criteri di regolazione tariffaria e della qualità dei servizi di distribuzione e misura del gas nel 5PRT, che avrà inizio dal 2020, o dal 2021 se venisse concessa la proroga ipotizzata.

Per quanto riguarda la regolazione delle tariffe del servizio di distribuzione, le proposte dell'Autorità sono inerenti a:

- **Costi Operativi:**
  - i costi saranno riconosciuti con il criterio del *price-cap* tramite un tasso di recupero di produttività (*X-factor*) costante durante il periodo di regolazione e l'obiettivo di una piena convergenza tra operatori di dimensioni differenti;
  - per i costi operativi riconosciuti per il 1° anno del 5PRT, l'Autorità prospetta di calcolare una media ponderata tra costi effettivi e costi riconosciuti nel 2018, con un range compreso tra il 40% e il 50% per i costi effettivi e tra il 50% e il 60% per i costi riconosciuti.
- **Costi di capitale:**
  - nell'ambito del riconoscimento delle spese di capitale per nuovi investimenti nelle reti di distribuzione, saranno introdotti meccanismi premi/penalità basati sulla distanza tra i costi effettivi e i costi standard fissati dall'Autorità in termini di maggiorazioni/riduzioni del tasso di remunerazione del capitale investito;
  - in relazione al tasso di remunerazione del capitale investito, per il parametro  $\beta$ , l'Autorità propone di superare l'attuale differenziazione tra distribuzione e misura. Per quanto riguarda invece il livello di *gearing*, sarà analizzata l'ipotesi di un eventuale riallineamento con quello degli altri servizi regolati.

## **ENERGIA ELETTRICA**

### **Energy management**

#### **Decreto Ministeriale 28 giugno 2019**

Il Ministero dello Sviluppo Economico ha approvato la Disciplina del Capacity Market, per cui le prime aste si terranno entro il 2019 con anni di consegna il 2022 e 2023.

In dettaglio, ai fini della definizione del fabbisogno di capacità, con il Decreto il MiSE fissa a 6 ore/anno il valore dell'indicatore di adeguatezza del sistema elettrico al di sotto del quale il sistema elettrico risulta inadeguato.

Terna dovrà effettuare e aggiornare annualmente le valutazioni di adeguatezza della capacità e trasmettere gli esiti al MiSE e all'ARERA, successivamente pubblicandoli sul proprio sito web. La valutazione di adeguatezza dovrà tener conto degli effetti positivi derivanti dallo sviluppo delle reti e delle

interconnessioni con l'estero, degli scenari e delle analisi di adeguatezza a livello regionale ed europeo sviluppati da ENTSO-E (il network europeo dei gestori di sistemi di trasmissione di energia elettrica), dell'evoluzione della generazione da fonti rinnovabili, della generazione distribuita, delle risorse della domanda e dei sistemi di accumulo, in coerenza con l'obiettivo di sviluppo del mercato integrato dell'energia elettrica.

Relativamente agli impianti che usufruiscono degli incentivi erogati dal GSE, inclusi lo scambio sul posto e il ritiro dedicato, la Disciplina dispone che tali incentivi, ad esclusione dei Certificati Bianchi (come specificato dall'ARERA nel suo Parere), non saranno cumulabili con la remunerazione del capacity market. Come specificato inoltre nel Decreto, la rinuncia agli stessi è relativa a tutta la durata del periodo di consegna oggetto delle procedure concorsuali.

### **TERNA - Mercato della Capacità (CM) - Disciplina del sistema di remunerazione della disponibilità di capacità di energia elettrica - Fasi di Prima e Piena Attuazione**

Nella Disciplina, approvata dal MiSE, è previsto che al CM potranno accedere i soggetti che:

- sono titolari o hanno ricevuto mandato senza rappresentanza per capacità produttiva esistente o nuova, riferita ad Unità Produttive localizzate sul territorio nazionale direttamente o indirettamente connesse alla Rete di Trasmissione Nazionale che dovranno avere un "Indice di Emissione di unità" non superiore a 550 gr CO<sub>2</sub>/kWh e dovranno rispettare il limite di "Emissioni Totali Unitarie" non superiori a 350 kg CO<sub>2</sub>/kW;
- dispongono di capacità riferita a UCMC (Unità di Consumo) come definite nel Regolamento, localizzate sul territorio nazionale;
- sono ammessi ad operare sul Mercato del Giorno Prima (MGP), qualora intendano formulare offerte con riferimento a CDP Estera.

Il mercato sarà organizzato in aste multisessione discendenti al fine di massimizzare il valore netto delle transazioni sull'intero sistema compatibilmente con il rispetto dei limiti di transito tra le Aree della rete rilevante.

Terna prevede infine che le disposizioni contenute nella presente Disciplina saranno aggiornate in ragione dell'evoluzione delle esigenze di esercizio del sistema elettrico, tenendo conto anche degli esiti delle prime aste, con particolare riferimento a (i) requisiti di flessibilità e alle modalità di partecipazione al capacity market delle UP Flessibili; (ii) obblighi delle UCMC; (iii) sistema di garanzie.

### **Parere ARERA 281/2019/R/eel sullo schema di Decreto per l'approvazione della disciplina del mercato della capacità**

L'ARERA, nell'esprimere parere favorevole sullo schema del relativo decreto del MiSE, specifica che, relativamente alla capacità nuova non autorizzata, il MiSE ha espresso l'indirizzo di consentire la partecipazione della stessa al meccanismo, prevedendo, tuttavia, che le procedure di svolgimento delle aste contengano gli elementi necessari a ridurre il rischio di azzardo morale e di selezione avversa e ad assicurare l'approvvigionamento al minimo costo e l'entrata in servizio nei tempi previsti della capacità necessaria ai fini dell'adeguatezza.

A completamento della disciplina del CM, l'Autorità dovrà deliberare in merito ai i parametri economici finali del meccanismo.

## **RETI ELETTRICHE**

### ***Sistemi di Smart Metering 2G***

#### **Del 307/2018 - Ulteriore estensione della durata del monitoraggio della performance della comunicazione tramite "Chain 2" nel sistema di smart metering di seconda generazione (2G) di e-distribuzione**

Si ricorda che tale provvedimento aveva posticipato la conclusione del procedimento di definizione della versione 2.1 al 31 marzo 2019 e il monitoraggio delle performances della comunicazione su "Chain 2" nel sistema 2G di e-distribuzione al 31 dicembre 2018 per estenderlo ad ulteriori soggetti e verificare i monitoraggi attuali. Parallelamente a tale delibera, il DCO 245/2018 continuava il processo di definizione delle specifiche funzionali dei 2G versione "2.1".

In merito, per il 2019 un seminario ARERA del 22 maggio ha illustrato i risultati della campagna di monitoraggio condotta per tutto il 2018 sulla performance di comunicazione tra i nuovi misuratori 2G e i

dispositivi di utenza (c.d. "Chain 2") e gli elementi raccolti sono attualmente al vaglio dell'Autorità per la conclusione del procedimento ex. del. 289/2017/R/eel.

#### **DCO 100/2019/R/eel – proposte per piani massivi avviati nel 2020 - 2022**

L'ARERA ha posto in consultazione le regole di riconoscimento dei costi dei piani massivi di installazione degli *smart meters* 2G in avvio nel triennio 2020-2022. In dettaglio, conferma il meccanismo incentivante sui soli costi di investimento già previsti per i piani del 2017-2019, introducendo tuttavia alcuni affinamenti (profilo convenzionale di sostituzione degli 1G accelerato, riconoscimento massimo di 120-130 €/2G per accesso al percorso abbreviato di riconoscimento dei costi). Si sottolinea l'importante la previsione di un termine obbligatorio per la posa massiva dei misuratori: entro il 2025 per i distributori (DSO) oltre i 100.000 pod, entro il 2026 per quelli con meno di 100.000 pod.

#### **Tariffe di distribuzione e misura dell'energia elettrica**

##### **Del 76/2019**

Tale delibera ha, fra l'altro, definito le tariffe definitive di distribuzione e misura 2018 per i DSO con oltre 100.000 POD.

##### **Del 117/2019**

Tale delibera definisce le tariffe provvisorie di distribuzione e misura 2019 per i DSO con oltre 100.000 POD e rinvia la definizione di quelle per i DSO con oltre 25.000 POD per approfondimenti ancora in corso a valle di apposita raccolta.

##### **Del 232/2019**

La delibera ha definito le tariffe di riferimento definitive di distribuzione e misura 2018 per i DSO di medie dimensioni (con oltre 25.000 POD).

##### **Del 126/2019**

Avvia il procedimento (la cui conclusione è prevista per il 20 dicembre 2019) per possibili semplificazioni/modifiche alla regolazione delle tariffe e della qualità dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica per il nuovo periodo regolatorio 2020-2023 (NPR2). Tra i punti in consultazione lato tariffario rilevano:

- sviluppo di specifici meccanismi regolatori per gli incentivi ad aggregazioni fra DSO;
- nuovi corrispettivi e soglie di potenza per l'energia reattiva per clienti AAT e AT;
- possibile permanenza delle sperimentazioni per i contributi fissi per richieste delta potenza per le utenze domestiche;
- mantenimento dell'attuale tariffa BTVE per la ricarica dei veicoli elettrici;
- introduzione di un approccio Totex graduale dal 2024 per i DSO di maggior dimensione.

Mentre, in consultazione lato regolazione *output based* per la distribuzione elettrica, rilevano i punti seguenti:

- avvio incentivi per ripristino per eventi meteo severi ed estesi;
- per la continuità del servizio, la considerazione degli effetti degli eventi climatici nel calcolo dei premi/penalità, la revisione del funzionamento del Fondo eventi eccezionali e l'avvio della sperimentazione della bonifica delle Colonne Montanti.

#### **TELERISCALDAMENTO**

##### **Del 278/2019/R/tlr - Completamento delle disposizioni in materia di esercizio del diritto di recesso nel servizio di teleriscaldamento e teleraffrescamento**

La deliberazione modifica le modalità di esercizio del diritto di recesso previste dal Testo Unico dei corrispettivi di Allacciamento e del diritto di Recesso (TUAR), introducendo una disciplina differenziata sulla base delle caratteristiche dell'utente.

## RIGASSIFICAZIONE

### *Aste per assegnazione capacità*

**Del 168/2019 - Criteri di regolazione delle condizioni, anche economiche, di accesso e di erogazione dei servizi offerti mediante depositi di stoccaggio di GNL e disposizioni in materia di separazione contabile per i servizi *small scale LNG*. Modifiche e integrazioni alla deliberazione dell'Autorità 137/2016/R/com – TIUC**

Il provvedimento definisce i criteri, da applicarsi a partire dal quinto periodo regolatorio.

L'Autorità dispone che:

- nel caso di capacità dedicata ai servizi *small scale LNG* (SSLNG) aggiuntiva rispetto a quella di rigassificazione, l'accesso ai servizi SSLNG avvenga sulla base di procedure definite in autonomia dal gestore dell'infrastruttura, ferma restando l'opportunità che il gettito conseguito attraverso l'erogazione di tali servizi concorra alla copertura dei costi per l'utilizzo della parte dell'infrastruttura condivisa tra servizio di rigassificazione e servizi SSLNG;
- nel caso di servizi SSLNG che impegnino parte della capacità di rigassificazione (capacità concorrente), che gli utenti dei servizi SSNLG partecipino, per la consegna del GNL al terminale, alle procedure di conferimento definite dall'Autorità ai sensi del Testo Integrato in materia di adozione di garanzie di libero accesso al servizio di Rigassificazione del Gas naturale liquefatto (TIRG).

Inoltre, ARERA ha stabilito che, in caso di capacità aggiuntiva e dedicata rispetto a quella autorizzata per la rigassificazione, una quota parte dei ricavi derivanti dalla fornitura dei servizi SSLNG concorra a ridurre il ricavo riconosciuto per il servizio di rigassificazione ai fini della remunerazione dei costi comuni, riducendo conseguentemente anche gli oneri a carico del sistema in caso di applicazione del fattore correttivo dei ricavi; in caso di capacità concorrente con la capacità di rigassificazione, gli utenti dei servizi SSNLG, per la consegna del GNL al terminale, sostengano il corrispettivo risultante in esito alle procedure concorsuali per l'accesso all'infrastruttura di cui al TIRG, a remunerazione della quota di costi comuni.

**Del 234/2019 - Disposizioni in materia di definizione dei prezzi di riserva per il conferimento della capacità di rigassificazione**

ARERA aggiorna i prezzi di riserva relativamente alle aste annuali e pluriennali al fine di renderle più competitive.

## RIFIUTI

Relativamente al settore dei rifiuti occorre evidenziare che l'Autorità di regolazione ARERA ha iniziato ad assolvere attivamente alle proprie funzioni a cavallo tra il 2018 e il 2019. Si presentano di seguito i provvedimenti più significativi emessi nel corso del primo semestre dell'anno.

**DCO 139/2019/A e Del 242/2019/A “Quadro Strategico 2019-2021”**

A seguito di consultazione sono stati approvati i principali obiettivi strategici nel settore dei rifiuti, che riguardano in particolare:

- le regole tariffarie chiare e trasparenti per la copertura dei costi efficienti della gestione dei rifiuti;
- il miglioramento della qualità del servizio e il contenimento della morosità nel ciclo dei rifiuti;
- la promozione di adeguate infrastrutture per la gestione del ciclo dei rifiuti.

Negli obiettivi strategici sono state accolte alcune osservazioni di Iren, presentate in fase di consultazione, su gradualità, peculiarità locali, mantenimento equilibrio economico finanziario e sostegno all'innovazione.

## SERVIZIO IDRICO

### *Regolazione delle procedure di contenimento della morosità*

#### **DCO 158/2019 – Documento di consultazione per il contenimento della morosità nel SII**

Rispetto alle procedure di contenimento delle morosità, ARERA, nel mese di gennaio 2019, ha chiarito che il divieto di disalimentazione della fornitura vige esclusivamente nei confronti delle utenze dirette beneficiarie di bonus e delle utenze classificate ai sensi del Testo Integrato dei Corrispettivi dei Servizi Idrici (TICSI) come “pubbliche non disalimentabili”.

Nel mese di aprile l’Autorità ha pubblicato, con DCO 158/2019, gli orientamenti finali circa le direttive per il contenimento della morosità: tale documento innova profondamente le proposte formulate negli anni precedenti, prevedendo:

- a) circa le categorie di utenze non disalimentabili: inclusione anche delle utenze con disagio fisico;
- b) per le utenze domestiche residenti (non beneficiarie di bonus): tempistiche differenziate per la limitazione e la disalimentazione della fornitura a seconda del rapporto tra ammontare di credito in stato di morosità e controvalore della fornitura del minimo vitale;
- c) per le utenze condominiali: è prevista la possibilità per l’utenza di ottenere dilazioni di pagamento in caso di corresponsione, entro la scadenza indicata nella comunicazione di messa in mora, di almeno il 50% dell’importo dovuto.

La pubblicazione della delibera finale è attesa nel mese di luglio; secondo quanto indicato nel suddetto DCO la regolazione a) dovrebbe diventare efficace a distanza di alcuni mesi da pubblicazione della delibera, al fine di consentire alle imprese di adottare i necessari adeguamenti gestionali e informatici, b) dovrebbe riguardare la sola morosità che si originerà a partire dalla data di efficacia della delibera.

#### **Del 34/2019 – Avvio di procedimento per la definizione del Metodo Tariffario Idrico per il terzo periodo regolatorio**

L’Autorità ha avviato un procedimento per la definizione del Metodo Tariffario Idrico per il terzo periodo regolatorio (MTI 3), disponendo, altresì, la riunione del presente procedimento con quello avviato con deliberazione 518/2018 per il controllo della realizzazione degli investimenti programmati nel servizio idrico integrato, prevedendo la correlata individuazione di un termine unico per la conclusione del procedimento; tale procedimento si concluderà entro il 31 dicembre 2019.

Quale responsabile del procedimento è individuato il Direttore della Direzione Sistemi Idrici.

## ALTRI TEMI TRASVERSALI

### *Incentivi – Certificati bianchi*

#### **Del 487/2018 e Del 273/2019 - Definizione del contributo tariffario a copertura dei costi sostenuti dai distributori di energia elettrica e gas naturale soggetti agli obblighi nell’ambito del meccanismo dei titoli di efficienza energetica, ai sensi del decreto interministeriale 10 maggio 2018**

Si ricorda che l’Autorità ha approvato le nuove regole sul contributo tariffario per i TEE, che, in attuazione del decreto interministeriale “correttivo” del 10 maggio 2018, prevedono, tra le altre cose, la fissazione di un tetto a 250 euro/titolo. La previgente formula di determinazione del contributo ha trovato applicazione fino alla data di pubblicazione della delibera. Il Gestore ha inoltre modificato il testo delle Regole di funzionamento del Mercato dei Titoli di Efficienza Energetica eliminando i passaggi relativi al “prezzo di riferimento rilevante di sessione”, ormai non più necessario dopo l’introduzione del *cap* di 250 €/TEE.

Nel 2019, la Del. 273 in materia ha infine modificato la formula di calcolo di cui alla Del 487/2018 nei termini in cui, per la ponderazione, vengono considerate solo le quantità di bilaterali scambiati a prezzo inferiore al tetto previsto.

## PERSONALE

Al 30 giugno 2019 risultano in forza al Gruppo Iren 8.027 dipendenti, in aumento rispetto ai 7.042 dipendenti al 31 dicembre 2018. Nella tabella seguente si riporta la consistenza degli addetti al 30 giugno 2019, suddivisa per Holding e società di primo livello e relative controllate, confrontata con il dato al 31 dicembre 2018.

Società	Organico al 30.06.2019	Organico al 31.12.2018
Iren S.p.A.	1.048	1.036
IRETI e controllate	2.141	2.120
Iren Ambiente e controllate	3.464	2.550
Iren Energia e controllate	868	832
Iren Mercato e controllate	506	504
<b>Totale</b>	<b>8.027</b>	<b>7.042</b>

Le principali variazioni dell'organico rispetto al 31 dicembre 2018 sono dovute a:

- acquisizione a gennaio 2019, da parte di Iren Ambiente, della Società San Germano e della sua controllata C.M.T. per complessive 770 risorse;
- acquisizione, con efficacia 1° gennaio 2019, da parte di ReCos (controllata da Iren Ambiente) di un ramo d'azienda relativo alle attività di gestione di due impianti di trattamento rifiuti siti in provincia di La Spezia. Afferiscono al ramo trasferito 13 rapporti di lavoro intrattenuti con il personale dipendente operante nell'ambito delle funzioni trasferite;
- acquisizione da parte di IReti S.p.A., sempre a gennaio 2019, dell'intera partecipazione detenuta dal Comune di Busseto nella società Busseto Servizi, comprendente 2 risorse;
- cessione dei rami d'azienda relativi ai servizi di acquedotto in alcuni comuni delle Province di Brescia (decorrenza 1° gennaio) e di Verona (decorrenza 1° maggio). Al riguardo, afferiscono ai rami trasferiti rispettivamente 4 e 5 rapporti di lavoro;
- prosecuzione del piano di ricambio generazionale.

## RICERCA E SVILUPPO

L'innovazione tecnologica nel Gruppo IREN è centrale nelle scelte strategiche e nella definizione dei prodotti e servizi offerti. Il Piano Industriale al 2023, approvato dal Consiglio di Amministrazione di IREN S.p.A. il 27 settembre 2018, conferma la centralità dell'innovazione nella Vision del Gruppo, che si esplicherà nell'arco del piano nello sviluppo di tutti i settori in cui opera, con l'obiettivo di rendere IREN un esempio di eccellenza e innovazione nel settore delle multi-utility.

Le principali linee di ricerca, sviluppo ed innovazione sulle quali il Gruppo sta investendo riguardano:

- efficienza energetica declinata su più livelli e asset (cliente, edificio, agglomerato urbano, asset energetici del Gruppo);
- studio di nuovi sistemi per il recupero dei cascami energetici e incremento dell'efficienza degli impianti;
- sistemi avanzati di telegestione, telelettura, smart metering e multi metering;
- sistemi di accumulo termico e elettrico;
- processi finalizzati a massimizzare il recupero energetico e di materia da differenti frazioni di rifiuti;
- Internet of Things ("IoT") e domotica;
- strumenti ICT di "data intelligence";
- gestione ottimizzata del ciclo idrico integrato (distrettualizzazione, individuazione e riduzione delle perdite di rete) e strumenti a supporto della sensoristica in campo;
- sistemi per la riduzione quantitativa ed il recupero di materia e/o energia da fanghi derivanti da processi di trattamento delle acque reflue;
- mobilità elettrica e guida autonoma;
- soluzioni "industria 4.0" a supporto del personale coinvolto in attività operative e di manutenzione impianti, per la manutenzione predittiva e per il monitoraggio in campo;
- progetti in ottica smart city.

IREN gestisce i processi di innovazione attraverso un modello di *open innovation* e, coerentemente con tale modello, ha in corso proficue collaborazioni con Università, Centri di Ricerca, Poli d'innovazione e *Startup* innovative. Inoltre partecipa attivamente a gruppi di lavoro ed associazioni su temi specifici di ricerca e sviluppo e promuove eventi quali convegni, workshop e *hackathon*.

Il primo semestre 2019 è stato caratterizzato sia dal prosieguo delle attività tecniche relative ai diversi progetti cofinanziati del Gruppo sia dallo sviluppo, anche in partnership con aziende e startup innovative, di progetti tecnologici interni sulla base di una pianificazione che, partendo da un'analisi dello scenario di lungo periodo, è volta a dotare il Gruppo degli strumenti necessari a cogliere le opportunità e a mitigare i rischi derivanti dall'evoluzione dei mercati in cui opera.

"IREN UP", innovativo programma di Corporate Venture Capital con l'obiettivo di affiancare le startup Italiane a più alto potenziale nel settore cleantech, dalle tecnologie pulite all'economia circolare, si è ulteriormente strutturato nel 2019 con una prima operazione con la startup Enerbrain, attiva nel campo dell'efficienza energetica.

Sono inoltre proseguite e si sono rafforzate attività di ricerca di startup che abbiano sviluppato soluzioni innovative in grado di apportare benefici sulle linee di business del Gruppo, anche attraverso la partecipazione ad eventi dedicati a mettere in contatto la domanda e l'offerta di tecnologia.

IREN, nello specifico, mette a disposizione un inedito pacchetto di servizi personalizzato che potrà includere sperimentazione, supporto tecnico, consulenza legale, test di mercato, accordi commerciali e industriali. Il programma prevede investimenti per oltre 20 milioni di euro per i primi tre anni, con ticket di investimento da 100.000 a 2 milioni di euro, a seconda della fase di vita della startup e delle necessità.

Nel corso del 2019, è inoltre continuata la collaborazione tra IREN e il gruppo di studenti "*Up the Frequency*", risultati vincitori della Challenge lanciata da IREN nel 2018 presso il ContaminationLab di Torino, luogo di incontro per studenti di tutte le discipline provenienti dal Politecnico e dall'Università degli Studi di Torino. Nello specifico, i ragazzi stanno supportando IREN nello sviluppo di studi di fattibilità e analisi tecnico-economiche di progetti innovativi in ambito mobilità elettrica.

IREN, anche in questo primo semestre 2019 ha contribuito alla realizzazione di importanti progetti di innovazione. A tale proposito, si riportano nel seguito i principali progetti in corso, per un valore complessivo a carico del Gruppo pari a circa 7,8 milioni di euro, di cui 3,8 milioni oggetto di finanziamento. Relativamente a tali importi, la spesa sostenuta nel primo semestre del 2019 è stata pari a 450.000 euro, di cui circa 300.000 euro coperti da finanziamento.

## PROGETTI DI RICERCA FINANZIATI IN CORSO

### Servizi Idrici

#### ***SmartWaterTech (MIUR)***

Il progetto nasce dalla fusione tra le due idee progettuali WATERTECH e SMART WATER presentate in ambito bando MIUR Smart Cities nell'ottica di offrire una più robusta analisi del sistema idrico integrato, puntando sia alla gestione di problematiche relative alle reti di distribuzione idrica, sia all'applicazione di modelli e tecnologie innovative per il trattamento delle acque reflue.

Partner: IRETI, IREN Acqua, ABC, Acquedotto Pugliese, ASTER, CAE, Digimat, Fast, Foxbit, Icampus, International University College, Università di Bologna, Università di Napoli Federico II, Università di Palermo, Università di Trento, Irea-CNR.

Stato: Il progetto prevede un capitolato tecnico con attività progettuali previste sulla rete acquedottistica a servizio del comprensorio di Rapallo e dell'area metropolitana genovese. Più in dettaglio, la rete acquedottistica asservita alla città di Rapallo è stata modellizzata e calibrata con il supporto dell'Università di Bologna. Il sistema acquedottistico è stato inoltre distrettualizzato mediante l'installazione di valvole di controllo della pressione permettendo importanti risparmi in termini di volumi d'acqua erogata. In area metropolitana genovese è prevista attività simile sulla rete di drenaggio urbana, attività che verrà svolta con il supporto dell'Università di Palermo.

#### ***WATERSPY – High performance, compact, portable photonic device for pervasive water quality analysis (H2020)***

Il progetto WATERSPY intende sviluppare e definire una metodologia per rilevare la presenza di batteri eterotrofi nelle matrici acquose quali eColi, pseudomonas aeruginosa e salmonella. Lo strumento, da sviluppare a livello prototipale per un utilizzo sul campo presso fonti di approvvigionamento del servizio idrico (laghi artificiali) e presso la rete di distribuzione, prevede una fase di pre-concentrazione che permette al bio-sensore di legare i batteri su una superficie che verrà poi analizzata con una tecnologia laser. La messa a punto di uno strumento che funziona nel range indicato potrebbe aprire rilevanti opportunità nel monitoraggio pervasivo della qualità dell'acqua.

Partner: IREN (con IRETI e IREN Laboratori), CyRIC Ltd, Consiglio Nazionale delle Ricerche, Alpes Lasers SA, National Technical University of Athens, ID Quantique SA, AUG Signals Hellas, Cyprus/Italy end-users.

Stato: Durante il primo semestre dell'anno IREN ha partecipato alla attività di integrazione dei moduli previsti ed ha coordinato le attività connesse alla standardizzazione di prodotto e/o delle procedure di validazione delle analisi effettuate. IREN è inoltre coinvolta nelle attività di monitoraggio degli standard emessi dagli enti di unificazione e nel *debugging* della catena di misura compresa nello strumento, che include una filiera dedicata alla concentrazione dei batteri, sviluppata dall'Università di Monaco ed un modulo dedicato all'incubazione del campione. La filiera verrà installata a breve presso le sezioni di un sistema acquedottistico gestito da IRETI in località Prato (Genova).

## Ambiente

### ***Biometh-ER (Life+)***

Il progetto è finalizzato alla creazione dei primi impianti per la produzione e distribuzione di biometano ad utenti finali in Italia. Gli impianti saranno progettati, gestiti e mantenuti in base alle tecnologie più recenti ed innovative; l'intero sistema sarà tenuto sotto controllo per tutta la durata del progetto e i risultati del funzionamento degli impianti pilota verranno successivamente esaminati e comunicati ai partner di progetto interessati. Questi impianti rappresenteranno il punto di partenza per la valutazione dell'estensibilità di questo esperimento in tutta la Regione Emilia Romagna e per la creazione della rete regionale di distribuzione di biometano.

Partner: IRETI, IREN S.p.A., IREN Rinnovabili, Centro Ricerche Produzioni Animali - C.R.P.A., Hera Ambiente, SOL.

Stato: Nel corso del primo semestre del 2019 si sono presi i contatti con i fornitori tecnologici della stazione di compressione, stoccaggio e distribuzione e si è provveduto all'installazione di tali componenti per il rifornimento delle autovetture. Sono proseguite le attività di analisi del biometano prodotto dall'impianto di *upgrading* per la verifica delle conformità secondo normativa.

### ***Recupero di materia da RAEE R1/R2 (Bando Ministero dell'Ambiente)***

Il progetto ha come obiettivo principale lo sviluppo di tecnologie ad elevata replicabilità e rapidamente trasferibili al mondo industriale, finalizzate all'ottimizzazione della gestione dei rifiuti da apparecchiature elettriche ed elettroniche (RAEE).

Le finalità del progetto sono:

- il recupero del poliuretano dai frigoriferi (RAEE R1) come materia prima secondaria, attraverso l'implementazione di un processo di raffinazione del poliuretano generato dalla linea R1 dell'impianto TBD di AMIAT;
- l'ottimizzazione della separazione del cemento dalla carcassa delle lavatrici (RAEE R2), attraverso la realizzazione di un prototipo di macchina di facile industrializzazione che permetta di tagliare, in modo preciso e senza danneggiare i componenti interni, la carcassa dei tipi più diffusi di lavatrice per l'estrazione del cemento stesso.

Partner: IREN Ambiente, AMIAT, Chiaro Macchine Speciali, Politecnico di Torino (DIATI e DIMEAS), APIRAEE.

Stato: Il progetto ha preso ufficialmente avvio a fine gennaio 2019, con la riunione di *kick-off* tra i partner. Nei primi 6 mesi di attività sono state avviate le attività di analisi e caratterizzazione del poliuretano da frigoriferi, con il fine di individuare le principali caratteristiche tecniche e fisico/chimiche che potranno essere sfruttate nel processo di recupero e riciclaggio. Parallelamente, in collaborazione con il Politecnico di Torino e Chiaro, è stata eseguita una valutazione dei principali elementi comuni di un campione di lavatrici e si è proceduto con lo sviluppo degli schemi progettuali e di funzionamento del prototipo per l'afferraggio e il taglio della carcassa per l'estrazione del contrappeso in cemento.

### ***SATURNO (Bando Piattaforma Tecnologica Bioeconomia – Regione Piemonte)***

Il progetto prevede di validare, su piattaforma industriale, la conversione della frazione organica dei rifiuti e della CO<sub>2</sub> di scarico dagli autoveicoli e da produzioni industriali in biocarburanti e biochemicals.

Nello specifico, il progetto prevede di valorizzare la frazione organica dei rifiuti di origine urbana, normalmente convertita in energia termica, elettrica, bio-metano e compost, attraverso l'estrazione di sostanze ad alto valore aggiunto come idrogeno, acidi carbossilici, biofertilizzanti e biostimolanti.

L'idrogeno e gli acidi carbossilici generati dalla prima trasformazione della FORSU verranno utilizzati come "building blocks" per la produzione di alcoli e metanolo.

Le plastiche separate dal rifiuto organico a monte della valorizzazione verranno trattate separatamente, con l'ottica di recuperare frazioni utilizzabili in *compounding* di polimeri o, nel caso delle frazioni biodegradabili, rendere il materiale compatibile con le tempistiche di degradazione previste nelle fasi di fermentazione già presenti.

L'altro flusso di scarto da valorizzare, la CO<sub>2</sub>, catturata dalle emissioni dei veicoli e dai processi industriali, verrà convertita in metanolo e solventi da testare come bio-carburanti per autoveicoli.

Partner: IREN S.p.A, GAIA, NOVAMONT, ACEA Pinerolese Industriale, C.R.F, Cornaglia, Buzzi Unicem, Environment Park, IIT, Politecnico di Torino, Università di Torino, Università del Piemonte Orientale e 11 altre PMI.

Stato: Il progetto è stato valutato positivamente da parte della Regione Piemonte e la riunione di *kick-off* è prevista per luglio 2019.

## **Energia**

### **5G-Solutions (Horizon 2020)**

L'obiettivo del progetto 5G-Solutions è quello di sperimentare, in differenti test di campo, le funzionalità, potenzialità e limiti della rete 5G, con particolare attenzione alla valutazione degli indicatori di performance definiti dagli enti di standardizzazione preposti. Tali test verteranno sulle seguenti verticali: Factories of the Future, Smart Energy, Smart Cities, Smart Ports, Media & Entertainment. IREN parteciperà attivamente alle attività della verticale "Energy", valutando i benefici relativi all'integrazione e sfruttamento della rete 5G (e delle sue caratteristiche principali di velocità, limitata latenza e alta affidabilità) nei casi d'uso del Demand Side Management a livello industriale e dello Smart Charging di veicoli elettrici.

Partner: Telecom Italia, Alcatel-Lucent Israel, Appart Ae New Technologies, Centre Tecnologic de Telecomunicacions de Catalunya, Cyberethics Lab, Ebos Technologies, Elliniki Etairia Tilepikoinonion Kai Tilematikon Efarmogon, Enel X, Glanbia Ingredients Ireland Designated Activity Company, IBM Ireland, Inlecom Group, Institut fur Rundfunktechnik, IREN S.p.A., Iris Technology Solution, Sociedad Limitada Liveu, L.M. Ericsson, Norges Teknisk-Naturvitenskapelige Universitet NTNU, Nurogames, Orbis MES, Panepistimio Patron, Procter&Gamble Services Company, Promozione per l'Innovazione fra Industria e Università Associazione, Tenelor, Waterford Institute of Technology, Yara International.

Stato: Il progetto è ufficialmente iniziato il 1° Giugno 2019 con la *kick-off meeting* organizzato da Telecom Italia, coordinatore del progetto.

### **CHESTER (Horizon 2020)**

Il progetto ha l'obiettivo di sviluppare ed integrare una soluzione innovativa di tipo Power-to-Heat-to-Power che consenta la massimizzazione dello sfruttamento delle RES elettriche non programmabili e RES termiche già abbinate a sistemi di TLR. Il sistema oggetto dello studio, denominato CHEST, sfruttando pompe di calore, accumuli a calore latente e cicli organici rankine (ORC), consentirà di trasformare l'energia elettrica in calore, stoccarlo e successivamente produrre nuovamente energia elettrica.

Partner: IREN S.p.A., IREN Energia, TECNALIA, DLR, University of Stuttgart, PLANENERGI FOND, AIGUASOL, Encontech B.V., University of Ghent, University of Ulster, Universitat Politecnica De Valencia, PNO Innovation, GOIENER.

Stato: Nel corso della prima metà del 2019, il partenariato di progetto ha finalizzato i test sui principali componenti del sistema CHEST e ha definito la documentazione tecnica per proseguire con l'installazione in laboratorio. In parallelo, si sono inoltre definiti in via preliminare i business case di applicazione di tale sistema.

### **ENERGYNIUS (POR-FESR 2014-2020 Emilia Romagna)**

Il progetto ENERGYNIUS (acronimo di Energy Networks Integration for Urban Systems) intende delineare modelli di sviluppo che mettano le Energy Communities e i Distretti Energetici nelle condizioni di effettuare scambi bidirezionali con le reti energetiche, offrendo quindi energia e servizi al sistema regionale/nazionale. In tale ambito, saranno inoltre sviluppati strumenti software basati su algoritmi di gestione ottimizzata, modelli di simulazione real-time e diagnostica dei distretti energetici per identificare le migliori soluzioni tecnologiche e di controllo dei sistemi di produzione, accumulo e distribuzione dell'energia. Alcuni degli algoritmi sviluppati verranno integrati in un dispositivo hardware per il controllo degli impianti energetici.

Strumenti software e hardware saranno validati, sia in ambiente simulato che in ambiente reale, su almeno tre casi studio.

Partner: IREN S.p.A. (in qualità di beneficiario), LEAP, CIDEA, CIRI FRAME, MECHLAV, ENEA. Altri beneficiari sono: BorgWarner Systems Lugo, CPL Concordia, OPTIT, SIRAM.

Stato: Il progetto è stato avviato a fine giugno 2019 con la riunione di *kick-off*. Iren, nell'arco del progetto, collaborerà all'analisi degli aspetti tecnici, economici e regolatori coinvolti nell'accesso al mercato dei servizi di dispacciamento (MSD) da parte dei distretti energetici, allo studio di strategie di partecipazione ottimizzate e, nello specifico, allo sviluppo di algoritmi per la gestione ottimizzata di sistemi energetici complessi in ottica *demand-response*, alla modellazione dinamica delle reti energetiche e, con particolare attenzione, ad algoritmi di controllo di utenza in ottica *prosumer* termico per migliorarne l'efficienza energetica.

#### **ESACOM (Bando regione Piemonte poli di innovazione)**

Il progetto ESACOM (acronimo di Energy SAVING and COMfort optimisation) intende sviluppare una piattaforma di sensori, algoritmi, database e App in grado di fornire uno strumento, scalabile a diversi livelli, di gestione dei dati e di attuazione; si tratta di un supporto per le decisioni di ottimizzazione energetica, al fine di attuare un management energetico che tenga conto dell'effettivo stato di benessere degli utenti di un edificio. Il progetto prevede la sperimentazione della piattaforma su due edifici civili nella città di Torino.

Partner: IREN S.p.A. (coordinatore), IREN Energia, Pro Logic Informatica, Modelway, Screen 99, Eurix.

Stato: Il primo semestre del 2019 è stato caratterizzato dal prosieguo delle sperimentazioni in campo sui due piloti previsti, aggiornando e affinando i *setpoint* in funzione delle esigenze specifiche dei siti. Al termine della stagione termica sono inoltre state impostate le politiche anche per l'attuazione estiva. Infine sono proseguite le attività di progettazione della piattaforma di gestione del sistema e le attività relative alla preparazione all'operatività dei sensori virtuali.

#### **EVERYWHERE (Horizon 2020)**

L'obiettivo del progetto è quello di sviluppare un gruppo elettrogeno a cella combustibile "plug and play", facile da trasportare a livello urbano per alimentazione elettrica temporanea in diversi settori (cantieri, festival musicali, eventi temporanei, centri espositivi).

Il gruppo IREN, in qualità di terza parte di Environment Park, testerà uno skid ad idrogeno per la produzione di energia elettrica durante eventi/fiere (modalità gruppo di continuità/generatore mobile).

Partner: Rina Consulting, VTT, Powercell Sweden AB, Genport, Swiss Hydrogen, Mahytec, FHA, Delta1 gUg, Environment Park, Acciona Construcción, ICLEI, Linde Gas Italia

Stato: Nel corso della prima metà del 2019, IREN ha partecipato al progetto in qualità di supporto ad Environment Park al fine di fornire indicazioni tecnico/normative in merito alla tecnologia da sviluppare.

### ***Evolution2G (EMEurope Call 2016)***

Il progetto “eVolution2G”, iniziato a giugno 2018, vuole approfondire e testare direttamente sul campo il concetto di *Vehicle to Grid* (V2G), ovvero un sistema in cui i veicoli elettrici hanno un ruolo di bilanciamento sulle reti elettriche. Le innovazioni principali del progetto si basano su:

- sviluppo di quadricicli leggeri con un sistema di gestione della batteria innovativo e un sistema di ricarica bidirezionale, in grado di interfacciarsi con la rete elettrica sia per ricaricarsi sia per “cedere” la propria carica;
- sviluppo di un prototipo di EMCS (Energy Management and Control System), per la gestione dei dati a seconda dei diversi soggetti interessati, nell’ottica di migliorare l’equilibrio della rete elettrica;
- test su prototipi di soluzioni di ricarica V2G, sia a livello domestico che a livello pubblico/urbano.

Partner: IREN S.p.A. (coordinatore), Mecaprom, CTC Cartech Company, Aalborg University.

Stato: Nel primo semestre 2019 IREN ha predisposto lo scouting di tecnologie di ricarica V2G per attrezzare l’area pilota su cui sperimentare il Vehicle 2 Grid. Sono inoltre proseguite le attività di progettazione delle specifiche e delle funzionalità della piattaforma di gestione e interfaccia con la rete, l’aggregatore e i mercati.

### ***NEMO- Hyper-Network for electroMobility (Horizon 2020)***

Il progetto NeMo prevede di sviluppare una piattaforma di e-roaming applicata a differenti sistemi di mobilità elettrica (infrastruttura di ricarica e autoveicoli). L’obiettivo principale è la creazione di un “Hyper network”, ovvero una sovra-infrastruttura ICT in grado di omogeneizzare dati provenienti dai vari stakeholders e generare servizi e applicazioni innovativi sulle diverse verticalità. Il ruolo di IREN consiste nella definizione degli use cases, con particolare riferimento alle esigenze dei distributori e dei venditori elettrici, nell’apportare competenze tecniche e regolatorie per la definizione delle esigenze/vincoli di questi ultimi e nel valutare i risultati e le evoluzioni del progetto.

Partner: IREN S.p.A., IRETI, Centro Ricerche Fiat, TecnoSitat, ICOOR, Renault, Verbund, TomTom, altri partner industriali esteri, PMI italiane ed europee.

Stato: Il primo semestre 2019 ha visto IREN partecipare attivamente alle attività di progettazione e test delle funzionalità previste per il pilota italiano, ed in particolare afferenti a soluzioni avanzate di pianificazione di lunghi itinerari da effettuarsi con auto elettriche. IREN ha inoltre partecipato attivamente al test drive europeo finale di progetto per la sperimentazione del roaming a livello di infrastrutture di ricarica.

### ***OTTEMPO (bando regione Piemonte poli di innovazione)***

Il progetto si propone di studiare e testare modalità di distribuzione, attraverso una rete di telecomunicazione in fibra ottica o wireless, del campione di tempo, ossia l’ora esatta, con una precisione nell’ordine dei microsecondi per il settore delle società multiservizi (multiutility). In particolare, le applicazioni operative saranno rivolte a sistemi di monitoraggio e analisi in tempo reale delle reti di distribuzione elettrica e del servizio idrico.

Partner: IREN S.p.A., Consorzio TOP-IX, Hal Service.

Stato: Il primo semestre del 2019 ha visto la pianificazione e l’installazione presso alcune sedi IREN delle infrastrutture di telecomunicazione necessarie per i test sul campo relativi alle performance e all’affidabilità dei sistemi di trasmissione dei segnali di tempo tra aree anche distanti tra loro.

### **PLANET – (Horizon 2020)**

Il progetto mira a sviluppare tecnologie e analisi dei vincoli regolatori per lo sfruttamento sinergico delle reti di distribuzione (elettriche, gas e termiche). Durante il progetto verranno: modellizzate tecnologie di accumulo e conversione; simulati sistemi intelligenti di gestione automatizzata *multigrid*; creati nuovi business model; testati, in un pilota fisico, sistemi di conversione di energia.

Partner: IREN S.p.A., IREN Energia, IRETI, IREN Mercato, Politecnico di Torino, ISMB, Teknologian tutkimuskeskus VTT Oy, HYPERTECH, CERTH, Grindrop, ITM Power (trading), VAASAETT, FGH, Sorea, Merit Consulting House.

Stato: Nel corso della prima metà del 2019, IREN ha proseguito con le attività di scouting dello use case, che hanno portato all'identificazione dell'edificio pilota su cui testare la tecnologia innovativa. E' in corso lo sviluppo della piattaforma informatica di elaborazione dati. Sono state pianificate le attività successive che porteranno alla realizzazione del pilota sperimentale nel corso dell'anno.

### **Pump-Heat – (Horizon 2020)**

Il progetto ha l'obiettivo di aumentare la flessibilizzazione degli impianti convenzionali a fonte fossile, in particolare cicli combinati, al fine di soddisfare le sempre maggiori esigenze della rete per compensare le fluttuazioni di offerta derivanti dalle fonti rinnovabili. Il progetto studierà l'abbinamento di pompe di calore a impianti a ciclo combinato cogenerativi e cicli combinati convenzionali; verrà inoltre analizzato l'abbinamento con sistemi per lo stoccaggio di calore e freddo. In particolare, presso la centrale IREN di Moncalieri (TO) verrà realizzato un impianto pilota nel quale verranno testate le tecnologie studiate e sviluppate nel corso del progetto per quanto riguarda le applicazioni a cicli combinati cogenerativi.

Partner: IREN S.p.A. ed IREN Energia, Università degli Studi di Genova, Rina Consulting, Ansaldo Energia, KTH, Aristotele University, Mitsubishi Hitachi Power Systems Europe, Mayekawa, Siemens, Alfalaval, i-TES, Limmat Scientific, Novener, Orlen.

Stato: E' attualmente in corso la progettazione del pilota. In particolare IREN ha in capo la progettazione preliminare del Balance of Plant per la connessione del pilota con il ciclo combinato cogenerativo (gruppo 3GT) della centrale Iren di Moncalieri. Contemporaneamente, i partner stanno procedendo con la progettazione della pompa di calore innovativa, del sistema di accumulo Phase Change Materials (con materiali a cambiamento di fase) e del sistema di controllo.

### **Store&Go – (Horizon 2020)**

Il progetto STORE&GO dimostrerà 3 innovativi sistemi di Power to Gas (P2G) localizzati in Germania, Svizzera e Italia, al fine di individuarne e superarne le barriere tecniche, economiche, sociali e legali. Il progetto ha l'ambizione di valutare la possibilità di integrazione del sistema di *storage* P2G in sistemi di produzione e distribuzione dell'energia all'avanguardia. Il ruolo di IREN verte sullo studio delle possibilità tecnico/economiche di integrazione della tecnologia P2G in realtà di produzione termoelettrica.

Partner: IREN S.p.A. e IREN Energia, Politecnico di Torino, Hysytech, Atmosstat, Climeworks; Studio BFP, DWGV, HSR, altri partner universitari e industriali.

Stato: È stata completata, in collaborazione con il Politecnico di Torino, l'analisi tecnico-economica relativa all'abbinamento del P2G in cicli combinati al fine di aumentarne la flessibilità e recupero dell'energia persa negli sbilanciamenti e dell'abbinamento del P2G per compensare le fluttuazioni delle fonti rinnovabili non programmabili. Sono stati fatti il commissioning e le inaugurazioni dei tre piloti (Falkenhagen –Germania, Solothurn – Svizzera e Troia – Italia) ed è in corso la fase di esercizio sperimentale in vista della fine del progetto fissata per febbraio 2020.

## **ALTRE ATTIVITA' DI INNOVAZIONE**

Nel corso del 2019, affiancati ai progetti finanziati, IREN ha avviato numerosi progetti autofinanziati, che hanno visto impegnate risorse interne ed esterne all'azienda. In particolare, per quanto riguarda le collaborazioni esterne, IREN ha attivato numerosi contratti di ricerca con Università italiane che hanno riguardato aspetti quali la progettazione e sperimentazione di soluzioni impiantistiche innovative a supporto dei business IREN, la realizzazione di modelli e l'individuazione di nuovi processi e servizi. Si riportano di seguito alcuni progetti autofinanziati significativi.

### ***Trasmissione acustica dei dati***

Dal 2017 è stato progettato e installato un sistema prototipale che ha dimostrato la fattibilità della tecnica di telemetria acustica su tubazioni metalliche, applicata alla gestione del riempimento di una vasca montana. Nel 2018 è stato avviato un ulteriore progetto di ricerca, con l'obiettivo di finalizzare ed ingegnerizzare il sistema prototipale sviluppato, sperimentando la trasmissione acustica dei dati su condotte di materiale plastico rendendo il sistema energeticamente autonomo mediante progettazione e realizzazione di una microturbina. Il nucleo tecnologico sviluppato è stato oggetto di deposito brevettuale, accettato dall'ufficio brevetti del Ministero delle Attività Produttive nel primo semestre 2019. Attualmente sono in corso attività finalizzate a valutarne l'ingegnerizzazione con il fine di produrre e commercializzare i nuclei tecnologici sviluppati.

### ***Monitoraggio dei transitori idraulici nelle reti di distribuzione idrica***

Nel primo semestre del 2019, successivamente a un test effettuato su dispositivi per il monitoraggio dei transitori idraulici nelle reti di distribuzione idrica, IREN ha installato ulteriori loggers sperimentando in prospettiva l'utilizzo delle misure acquisite nella gestione dinamica delle pressioni in un distretto idrico da individuare.

### ***Gestione dei fanghi di depurazione***

Durante il primo semestre del 2019 sono proseguite le attività connesse all'efficientamento dei processi depurativi minimizzando la produzione dei fanghi e migliorando la produzione di sottoprodotti (biogas o biometano), riducendone i costi di gestione complessivi. Le attività comprendono la definizione di indicatori prestazionali e la misurazione *on-line* di parametri di processo che permettono la contabilizzazione di bilanci di massa, l'analisi dei costi, dei benefici e delle implicazioni tecnico-economiche. In particolare, è stata portata a termine un'attività di collaborazione con una startup, con l'obiettivo di valutare rese ed applicabilità di un innovativo processo di conversione idrotermica (HTC) in grado di trasformare fanghi ed altri rifiuti organici ad elevato contenuto di umidità (tra cui digestato) in un biocarbone (biochar) con caratteristiche chimico fisiche paragonabili a quelle della torba o della lignite fossile.

Riguardo al biochar, è stato eseguito uno studio per valutarne le possibili applicazioni, mercati di sbocco e conseguente valorizzazione economica in funzione del processo di trasformazione (pirolisi, gassificazione, HTC) e del substrato di partenza (fanghi, digestato). Sempre sul tema trattamento e riduzione fanghi è stata avviata un'attività di sperimentazione per testare un processo innovativo di cavitazione idrodinamica come pre-trattamento meccanico prima della biodigestione anaerobica del fango.

### ***Progetti inseriti nel programma di ricerca di Fondazione Amga***

Durante il 2019, IREN ha collaborato alla selezione e individuazione di alcuni progetti di ricerca finanziati, inseriti nel programma delle attività di Fondazione AMGA; tali progetti si riferiscono a tematiche economico regolatorie e ad aspetti tecnico-scientifici connessi alle risorse idriche, energetiche e ambientali. Tra di essi si annoverano le ricerche su:

- i. Applicabilità del *Landfill Mining* alle vecchie discariche in Italia;
- ii. MYRAEE - MYco Recupero di Apparecchiature Elettriche ed Elettroniche;
- iii. Nanocatalizzatori a base di ossidi di manganese per la produzione sostenibile di energia (Mn4Energy);
- iv. Valutazione comparativa dei processi di pulizia ed upgrading del biogas;
- v. Mercati in cerca di regolamentazione: le gare per le concessioni di distribuzione del gas;
- vi. Metodi di gestione ottimale dei sistemi di drenaggio urbano basati sul monitoraggio innovativo delle precipitazioni mediante tecnologia *IoT low-power wide-area network*;
- vii. La performance economica, ambientale e organizzativa del settore idrico italiano;
- viii. Riutilizzo dei reflui depurati: analisi dell'impatto igienico-sanitario;
- ix. Regolazione dei servizi idrici e ambientali: analisi dei fattori che determinano i costi operativi e di capitale e possibili riflessi sui modelli di riconoscimento dei costi in tariffa;

- x. Mercati energetici e *switching* da parte dei consumatori: quali sono i driver e quali gli strumenti di intervento potenzialmente efficaci.

## Ambiente

### **Attività di ricerca su cattura e immobilizzazione della CO<sub>2</sub> da processi di combustione**

Nei primi mesi del 2019, è stata avviata un'attività di ricerca con il Dipartimento di Scienze della Terra dell'Università di Torino per lo sviluppo e sperimentazione di una reazione per l'immobilizzazione della CO<sub>2</sub> derivante da processi di combustione in matrici allo stato solido, impiegando reazioni che si avvalgono di acido ascorbico e/o analoghi estraibili da sostanze vegetali, con precipitazione di ossalati di calcio.

Nel primo semestre, dopo la realizzazione del setup sperimentale presso i laboratori dell'Università, sono stati eseguiti i primi test con l'obiettivo di caratterizzare rese e cinetiche di reazione in funzione delle variabili di processo.

### **Attività di ricerca su inertizzazione e riutilizzo di bottom e fly ashes da WtE**

Nel corso del 2019, è proseguita l'attività di ricerca affidata da TRM al Dipartimento di Scienze della Terra dell'Università di Torino riguardante la valorizzazione delle *bottom* e *fly ashes* (ceneri) prodotte dagli impianti di incenerimento del Gruppo. L'attività, iniziata nel 2017, ha previsto una prima caratterizzazione chimico-fisica e suddivisione in sotto-classi delle matrici oggetto di studio, per poi individuare le possibili alternative di trattamento per inertizzarle e dunque permetterne un successivo riutilizzo. Nel corso del 2019, l'attività si è focalizzata sulla validazione, tramite test di laboratorio, delle alternative di trattamento per le classi di ceneri individuate (lavaggio, carbonatazione, utilizzo *inorganic binders*) e l'obiettivo delle prossime azioni sarà quello di definire i parametri ottimali delle singole reazioni per poter determinare gli assetti tecnico-impiantistici su scala pilota del processo.

### **Borsa di ricerca per lo studio di metodi e processi innovativi per il riciclo dei RAEE**

Nel corso dei primi mesi del 2019 è stata affidata una borsa di ricerca per lo studio e sperimentazione di processi e metodi innovativi per il recupero di materia da rifiuti da apparecchiature elettriche ed elettroniche (RAEE). In particolare, lo studio si è concentrato su alcune frazioni dei RAEE che ad oggi non trovano uno sbocco nel mercato del riciclo, ovvero il PVC derivante da caverteria e le plastiche miste non valorizzabili dal trattamento dei piccoli elettrodomestici. Le prime attività hanno riguardato lo studio dello stato dell'arte del riciclo di questi materiali, la loro caratterizzazione chimico-fisica e l'individuazione delle possibili alternative per il loro riutilizzo, per le quali sono stati avviati approfondimenti e test di laboratorio.

### **Ottimizzazione delle tecniche misura della concentrazione di odore da sorgenti puntuali discontinue**

Durante il primo semestre dell'anno, di concerto con IREN Ambiente e IREN Laboratori, è stato definito un progetto finalizzato a correlare concentrazione chimica e concentrazione di odore, attuando un interessante monitoraggio con funzioni di controllo e prevenzione di eventuali emissioni di odore eccessive da impianti gestiti da IREN Ambiente.

Le attività progettuali prevedono la messa a punto di una metodologia in grado di caratterizzare in modo rappresentativo sorgenti di odore puntuali e discontinue riducendo i rischi di contenzioso con l'autorità preposta al controllo, incrementando la rapidità di risposta del valore di soglia olfattiva e di odore ed infine permettendo la valutazione di sistemi di abbattimento degli odori. Le attività progettuali sono in corso di contrattualizzazione.

## Energia

### **Programma Industria 4.0**

Nel corso del 2017, IREN ha portato avanti un'attività di ricerca di soluzioni innovative rientranti nella definizione di "Industria 4.0" applicabili alla Business Unit Energia, con particolare riferimento al settore della manutenzione. L'analisi si è focalizzata su verticali specifiche, ossia la sicurezza dell'operatore, il monitoraggio di infrastrutture ed i big data, concentrandosi sui settori termoelettrico, idroelettrico e teleriscaldamento. Al termine dell'attività di analisi, è stata individuata una ventina di progetti, oggetto di sperimentazione nel corso del 2018 e del 2019.

Le attività in oggetto hanno previsto lo studio e l'adozione di soluzioni a pilotaggio remoto da affiancare alle attuali pratiche aziendali adottate durante le ispezioni. In continuità con quanto già svolto nel 2017, sono proseguite le attività di rilievo sugli invasi con l'impiego di droni, al fine di quantificare i volumi di residui. L'attività di sperimentazione è stata anche estesa all'ispezione di versanti rocciosi sovrastanti gli invasi. Le soluzioni oggetto della collaborazione hanno permesso di ridurre notevolmente le durate delle attività svolte con tecniche convenzionali e aumentato la sicurezza degli addetti coinvolti. È inoltre in fase di ultimazione lo sviluppo di un rover per l'ispezione delle gallerie di derivazione: il robot sarà in grado di percorrere le gallerie acquisendo immagini e mappature 3D, comunicando con l'esterno mediante una rete wireless che dispiegherà durante l'ispezione.

Sempre nel settore idroelettrico, ed in particolare presso gli impianti di Venaus e Telesio, proseguono i test sull'utilizzo, in contesto operativo, di sistemi "smart glasses" al fine di permettere l'interazione tra campo di operatività e sale controllo e consentire una comunicazione di dati in real-time.

Sono state organizzate giornate di formazione indirizzate agli addetti di manutenzione.

L'attività di monitoraggio è stata estesa anche alle reti di teleriscaldamento e grazie all'impiego di una termocamera ad alta risoluzione, montata su un velivolo, è stato possibile sorvolare, in una notte invernale, la città di Torino e identificare attraverso un software di elaborazione delle immagini termiche le perdite di acqua e calore della rete. Tale tecnologia è stata quindi industrializzata nel corso del 2019.

In campo manutenzione predittiva si stanno testando presso i principali impianti del Gruppo modelli che, partendo dai dati di esercizio dell'impianto, sono in grado di predirne il funzionamento, ottimizzando così le attività manutentive e prevenendo eventuali mal funzionamenti e guasti.

In ambito teleriscaldamento è stata conclusa un'attività di sperimentazione che riguarda il monitoraggio da remoto dei parametri ambientali delle camere valvole della rete, considerati spazi confinati, sfruttando una tecnologia di connettività in grado di inviare i dati ad un database centralizzato ed analizzare tali informazioni. Il progetto ha come obiettivo l'incremento della sicurezza degli operatori e fornire informazioni aggiuntive utili per pianificare le attività di manutenzione in detti spazi.

#### ***Installazione di sistemi di accumulo sulla rete di teleriscaldamento***

IREN, nella città di Torino, ha in corso la realizzazione di due nuovi sistemi di accumulo di calore a servizio della rete di teleriscaldamento presso il sito di Mirafiori Nord e presso il quartiere di San Salvario, che, aggiunti agli attuali 15.000 m<sup>3</sup> esistenti nella città, aumenteranno l'attuale capacità complessiva di ulteriori 5.000 m<sup>3</sup>.

#### ***Monitoraggio del ghiacciaio Ciardoney***

Nel corso di giugno 2019 sono proseguite le attività di ricerca sul comportamento dei ghiacciai della Valle Orco, attraverso il monitoraggio del ghiacciaio Ciardoney nel Parco Nazionale del Gran Paradiso. L'iniziativa, avviata negli anni '90, è svolta nell'ambito di una convenzione con la Società Meteorologica Italiana, rinnovata il 28 giugno 2018 durante il 7° Convegno Nazionale "Energia e Territorio" tenutosi a Locana (TO). La ricerca è orientata al monitoraggio della riduzione dei ghiacciai sulle Alpi supportando la programmazione della produzione degli impianti idroelettrici in Valle Orco.

La stagione di alimentazione nevosa è stata caratterizzata da abbondanti nevicate a fine ottobre-novembre 2018 e nell'aprile 2019, intervallate da un lungo periodo di precipitazioni scarse tra dicembre 2018 e marzo 2019. Il freddo inconsueto di maggio 2019 ha poi determinato - rispetto alle calde primavere recenti - un certo ritardo nell'avvio della fusione della neve. La situazione riscontrata alla data del sopralluogo, in giugno, si può dunque considerare rappresentativa del massimo accumulo nivale a fine stagione.

L'equivalente d'acqua mediato sull'intero ghiacciaio (bilancio invernale) era di 1.780 mm, (+45% rispetto alla media 1992-2018, pari a 1.220 mm), e indicativo di una buona disponibilità idrica per gli utilizzi idroelettrici nell'estate 2019.

### **Rete LoRA su Torino**

Nel corso del primo semestre 2019 è stata avviata la seconda fase del progetto LoRa che prevede il completamento della rete di connettività Internet of Things (IoT) basata su protocollo di comunicazione LoRaWan a copertura della Città di Torino. Questa fase è stata caratterizzata dall'approvvigionamento ed installazione di 22 gateway LoRa per garantire la copertura di rete sull'intero territorio cittadino e dal completamento delle funzionalità dei due server (uno per la gestione dei gateway - Network Server; uno per la realizzazione di dashboard e rappresentazione dei dati - Application Server). La scelta del posizionamento dei gateway è stata condotta in coordinamento con molteplici strutture aziendali (IRETI, AMIAT, TRM, IREN Energia) per consentire una copertura di segnale idonea per il territorio della Città di Torino. Durante il 2019 è iniziato inoltre il test di apparecchiature IoT in ottica servizi smart (es. Smart Parking), in collaborazione con 5T. IREN e Comune di Torino hanno quindi siglato una collaborazione per regolare i principi di utilizzo della rete LoRa per differenti stakeholders (enti terzi, Comune di Torino e l'"ecosistema dell'innovazione", un insieme di start-up ed aziende abilitate all'accesso all'infrastruttura).

### **Corporate Venture Capital**

Inoltre, nell'ambito del programma di Corporate Venture Capital, sono state svolte diverse attività; in primis è stato eseguito il primo accordo di investimento con una startup, Enerbrain. Grazie all'accordo siglato a dicembre 2018 il gruppo ha potuto esercitare i suoi diritti di opzione, acquisendo una partecipazione nella società contestualmente all'aumento di capitale in corso.

Parallelamente all'operazione di investimento è stato implementato l'accordo commerciale con la Business Unit Energia; sono stati infatti installati i dispositivi Enerbrain in circa 90 edifici target ottenendo un risparmio energetico secondo le aspettative.

Si sono potenziate le attività di scouting e analisi delle migliori opportunità di startup a livello nazionale; da gennaio ad oggi si sono avviati i contatti con circa 200 startup, 6 delle quali sono in una fase avanzata di approfondimento del dossier.

I programmi di accelerazione relativi alle due startup vincitrici dell'IREN Startup Award 2018 sono stati portati a termine con successo la *call for startup* versione 2019 è in fase di organizzazione.

La collaborazione con queste imprese innovative ha fatto sì che si testassero nuove tecnologie al fine di validarne il funzionamento e valutarne le potenzialità commerciali. In particolare, sono stati organizzati 2 "Proof of Concept": uno, terminato a marzo, nel campo dell'efficienza energetica ed uno, in fase di avvio, nel campo della sicurezza sul posto di lavoro e della tematica "uomo a terra".

Inoltre al fine di valutare al meglio le opportunità d'investimento, sono stati affidati ad Università alcuni studi di settore e campi di applicazione specifici. Con la realizzazione di questi studi non solo si acquisiscono nuovi elementi per prendere decisioni in termini di investimenti, ma si approfondiscono anche tematiche e settori per i quali non sono presenti competenze interne, scoprendo nuovi mercati e opportunità.

In tema di negoziazione e contrattualistica, sono stati elaborati contratti standard di Venture Capital che permetteranno nei prossimi mesi di proseguire più velocemente le trattative accorciando i tempi di investimento.

**Iren S.p.A.**

Via Nubi di Magellano, 30 - 42123 Reggio Emilia - Italy  
Capitale Sociale i.v. Euro 1.300.931.377,00  
Registro Imprese di Reggio Emilia  
Codice Fiscale e Partita IVA n. 07129470014

**Bilancio** Semestrale Abbreviato  
Consolidato e Note Illustrative  
al 30 giugno 2019

## PROSPETTO DELLA SITUAZIONE PATRIMONIALE - FINANZIARIA

		migliaia di euro			
	Note	30.06.2019	di cui parti correlate	31.12.2018	di cui parti correlate
<b>ATTIVITA'</b>					
Attività materiali	(1)	3.546.108		3.471.958	
Investimenti immobiliari	(2)	12.399		12.820	
Attività immateriali a vita definita	(3)	2.050.133		2.009.986	
Avviamento	(4)	162.745		149.713	
Partecipazioni valutate con il metodo del Patrimonio Netto	(5)	140.416		134.594	
Altre partecipazioni	(6)	7.226		7.223	
Crediti commerciali non correnti	(7)	87.122	25.617	69.068	10.286
Attività finanziarie non correnti	(8)	145.154	132.291	147.867	137.329
Altre attività non correnti	(9)	41.711	6.995	43.130	6.944
Attività per imposte anticipate	(10)	382.212		360.298	
<b>Totale attività non correnti</b>		<b>6.575.226</b>	<b>164.903</b>	<b>6.406.657</b>	<b>154.559</b>
Rimanenze	(11)	65.179		73.799	
Crediti commerciali	(12)	912.801	111.272	983.836	112.518
Crediti per imposte correnti	(13)	7.209		11.445	
Crediti vari e altre attività correnti	(14)	251.253	979	241.879	537
Attività finanziarie correnti	(15)	55.702	8.088	78.775	26.889
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	(16)	144.622		369.318	
<b>Totale attività correnti</b>		<b>1.436.766</b>	<b>120.339</b>	<b>1.759.052</b>	<b>139.944</b>
Attività destinate ad essere cedute	(17)	372.424	371.900	402.424	401.900
<b>TOTALE ATTIVITA'</b>		<b>8.384.416</b>	<b>657.142</b>	<b>8.568.133</b>	<b>696.403</b>

	Note	30.06.2019	di cui parti correlate	31.12.2018	di cui parti correlate
migliaia di euro					
<b>PATRIMONIO NETTO</b>					
<b>Patrimonio netto attribuibile agli azionisti</b>					
Capitale sociale		1.300.931		1.300.931	
Riserve e Utili (Perdite) a nuovo		738.815		642.396	
Risultato netto del periodo		150.638		242.116	
<b>Totale patrimonio netto attribuibile agli azionisti</b>		<b>2.190.384</b>		<b>2.185.443</b>	
Patrimonio netto attribuibile alle minoranze		348.099		376.928	
<b>TOTALE PATRIMONIO NETTO</b>	<b>(18)</b>	<b>2.538.483</b>		<b>2.562.371</b>	
<b>PASSIVITA'</b>					
Passività finanziarie non correnti	(19)	3.065.955		3.013.303	
Benefici ai dipendenti	(20)	105.423		108.109	
Fondi per rischi ed oneri	(21)	430.252		439.497	
Passività per imposte differite	(22)	218.410		211.553	
Debiti vari e altre passività non correnti	(23)	476.487	122	474.778	111
<b>Totale passività non correnti</b>		<b>4.296.527</b>	<b>122</b>	<b>4.247.240</b>	<b>111</b>
Passività finanziarie correnti	(24)	221.261	3.870	437.363	6.042
Debiti commerciali	(25)	811.672	27.898	914.938	32.073
Debiti vari e altre passività correnti	(26)	327.599	34	284.285	98
Debiti per imposte correnti	(27)	98.978		32.049	
Fondi per rischi ed oneri quota corrente	(28)	89.896		89.887	
<b>Totale passività correnti</b>		<b>1.549.406</b>	<b>31.802</b>	<b>1.758.522</b>	<b>38.213</b>
Passività correlate ad attività destinate ad essere cedute	(29)	-		-	
<b>TOTALE PASSIVITA'</b>		<b>5.845.933</b>	<b>31.924</b>	<b>6.005.762</b>	<b>38.324</b>
<b>TOTALE PATRIMONIO NETTO E PASSIVITA'</b>		<b>8.384.416</b>	<b>31.924</b>	<b>8.568.133</b>	<b>38.324</b>

# PROSPETTO DI CONTO ECONOMICO

migliaia di euro

	Note	Primo semestre 2019	di cui parti correlate	Primo semestre 2018 Rideterminato (*)	di cui parti correlate
<b>Ricavi</b>					
Ricavi per beni e servizi	(30)	2.153.312	165.956	1.771.999	163.155
Variazione dei lavori in corso	(31)	(9)		27	
Altri proventi	(32)	84.954	3.506	164.930	1.901
<b>Totale ricavi</b>		<b>2.238.257</b>	<b>169.462</b>	<b>1.936.956</b>	<b>165.056</b>
<b>Costi operativi</b>					
Costi materie prime sussidiarie di consumo e merci	(33)	(793.342)	(27.971)	(625.735)	(32.360)
Prestazioni di servizi e godimento beni di terzi	(34)	(723.349)	(16.663)	(598.190)	(15.082)
Oneri diversi di gestione	(35)	(34.831)	(5.842)	(25.344)	(3.852)
Costi per lavori interni capitalizzati	(36)	14.255		13.804	
Costo del personale	(37)	(222.930)		(195.644)	
<b>Totale costi operativi</b>		<b>(1.760.197)</b>	<b>(50.476)</b>	<b>(1.431.109)</b>	<b>(51.294)</b>
<b>MARGINE OPERATIVO LORDO</b>		<b>478.060</b>	<b>118.986</b>	<b>505.847</b>	<b>113.762</b>
<b>Ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni</b>					
Ammortamenti	(38)	(191.510)		(169.237)	
Accantonamenti a fondo svalutazione crediti	(39)	(16.845)		(16.436)	
Altri accantonamenti e svalutazioni	(39)	(12.053)		(5.154)	
<b>Totale ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni</b>		<b>(220.408)</b>		<b>(190.827)</b>	
<b>RISULTATO OPERATIVO</b>		<b>257.652</b>	<b>118.986</b>	<b>315.020</b>	<b>113.762</b>
<b>Gestione finanziaria</b>	<b>(40)</b>				
Proventi finanziari		17.872	9.482	19.305	9.563
Oneri finanziari		(45.843)	(2)	(49.952)	(223)
<b>Totale gestione finanziaria</b>		<b>(27.971)</b>	<b>9.480</b>	<b>(30.647)</b>	<b>9.340</b>
Risultato di partecipazioni contabilizzate con il metodo del patrimonio netto	(41)	4.752		825	
Rettifica di valore di partecipazioni	(42)	-		(329)	
<b>Risultato prima delle imposte</b>		<b>234.433</b>	<b>128.466</b>	<b>284.869</b>	<b>123.102</b>
Imposte sul reddito	(43)	(70.197)		(88.239)	
<b>Risultato netto delle attività in continuità</b>		<b>164.236</b>		<b>196.630</b>	
Risultato netto da attività operative cessate	(44)	-		-	
<b>Risultato netto del periodo</b>		<b>164.236</b>		<b>196.630</b>	
attribuibile a:					
- Utile (perdita) del periodo attribuibile agli azionisti		150.638		184.650	
- Utile (perdita) del periodo attribuibile alle minoranze	(45)	13.598		11.980	
<b>Utile per azione ordinarie e di risparmio</b>	<b>(46)</b>				
- base (euro)		0,12		0,14	
- diluito (euro)		0,12		0,14	

(\*) Come previsto dall'IFRS 3, i saldi economici del primo semestre 2018 sono stati rideterminati per tenere conto, alla data di acquisizione, degli effetti derivanti dal completamento, avvenuto al termine dell'esercizio 2018, dell'allocazione del prezzo di acquisizione al fair value definitivo delle attività e passività acquisite (*Purchase Price Allocation*) delle società del gruppo ACAM e di Re.Cos.. Per ulteriori informazioni si rinvia al paragrafo "Rideterminazione di valori al 30 giugno 2018" del capitolo "Contenuto e forma del bilancio semestrale abbreviato consolidato".

## PROSPETTO DELLE ALTRE COMPONENTI DI CONTO ECONOMICO COMPLESSIVO

		migliaia di euro	
		Primo semestre 2019	Primo semestre 2018 Rideterminato (*)
<b>Utile/(perdita) del periodo - Gruppo e Terzi (A)</b>		<b>164.236</b>	<b>196.630</b>
<b>Altre componenti di conto economico complessivo che saranno successivamente riclassificate a Conto Economico</b>			
- quota efficace delle variazioni di fair value della copertura di flussi finanziari		(44.055)	46
- variazioni di fair value delle attività finanziarie		-	-
- quota degli altri utili/(perdite) delle imprese valutate con il metodo del patrimonio netto		1.719	222
Effetto fiscale delle altre componenti di conto economico complessivo		11.746	(53)
<b>Totale altre componenti di conto economico complessivo che saranno successivamente riclassificate a Conto Economico, al netto dell'effetto fiscale (B1)</b>	<b>(47)</b>	<b>(30.590)</b>	<b>215</b>
<b>Altre componenti di conto economico complessivo che non saranno successivamente riclassificate a Conto Economico</b>			
- 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		-	-
<b>Totale altre componenti di conto economico complessivo che non saranno successivamente riclassificate a Conto Economico, al netto dell'effetto fiscale (B2)</b>	<b>(47)</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
<b>Totale Utile/(perdita) complessiva (A)+(B1)+(B2)</b>		<b>133.646</b>	<b>196.845</b>
attribuibile a:			
- Utile (perdita) del periodo attribuibile agli azionisti		121.333	184.963
- Utile (perdita) del periodo attribuibile alle minoranze		12.313	11.882

(\*) Come previsto dall'IFRS 3, i saldi economici del primo semestre 2018 sono stati rideterminati per tenere conto, alla data di acquisizione, degli effetti derivanti dal completamento, avvenuto al termine dell'esercizio 2018, dell'allocazione del prezzo di acquisizione al fair value definitivo delle attività e passività acquisite (*Purchase Price Allocation*) delle società del gruppo ACAM e di Re.Cos.. Per ulteriori informazioni si rinvia al paragrafo "Rideterminazione di valori al 30 giugno 2018" del capitolo "Contenuto e forma del bilancio semestrale abbreviato consolidato".

## PROSPETTO DELLE VARIAZIONI NELLE VOCI DI PATRIMONIO NETTO

	Capitale sociale	Riserva sovrapprezzo Emissione azioni	Riserva legale
<b>31/12/2017</b>	<b>1.276.226</b>	<b>105.102</b>	<b>49.998</b>
Prima applicazione IFRS 9 e IFRS 15 Utili portati a nuovo			
<b>01/01/2018</b>	<b>1.276.226</b>	<b>105.102</b>	<b>49.998</b>
Aumento capitale	24.705	27.917	
Riserva legale			8.348
Dividendi agli azionisti			
Variazione area di consolidamento			
Cambio interessenze			
Altri movimenti			
Utile complessivo rilevato nel periodo di cui:			
- Utile netto del periodo			
- Altre componenti di Conto Economico complessivo			
<b>30/06/2018 Rideterminato (*)</b>	<b>1.300.931</b>	<b>133.019</b>	<b>58.346</b>
<b>31/12/2018</b>	<b>1.300.931</b>	<b>133.019</b>	<b>58.346</b>
Riserva legale			6.296
Dividendi agli azionisti			
Utili portati a nuovo			
Acquisto azioni proprie			
Variazione area di consolidamento			
Cambio interessenze			
Altri movimenti			
Utile complessivo rilevato nel periodo di cui:			
- Utile netto del periodo			
- Altre componenti di Conto Economico complessivo			
<b>30/06/2019</b>	<b>1.300.931</b>	<b>133.019</b>	<b>64.642</b>

(\*) Come previsto dall'IFRS 3, i saldi patrimoniali al 30 giugno 2018 sono stati rideterminati per tenere conto, alla data di acquisizione, degli effetti derivanti dal completamento, avvenuto al termine dell'esercizio 2018, dell'allocazione del prezzo di acquisizione al fair value definitivo delle attività e passività acquisite (*Purchase Price Allocation*) delle società del gruppo ACAM e di Re.Cos.. Per ulteriori informazioni si rinvia al paragrafo "Rideterminazione di valori al 30 giugno 2018" del capitolo "Contenuto e forma del bilancio semestrale abbreviato consolidato".

migliaia di euro

Riserva copertura flussi finanziari	Altre riserve e Utile (perdite) accumulate	Totale riserve e Utili (perdite) accumulate	Risultato del periodo	Totale patrimonio netto attribuibile agli azionisti	Patrimonio netto attribuibile alle minoranze	Totale Patrimonio netto
<b>(1.729)</b>	<b>454.813</b>	<b>608.184</b>	<b>237.720</b>	<b>2.122.130</b>	<b>376.673</b>	<b>2.498.803</b>
	(133.719)	(133.719)		(133.719)	(4.273)	(137.992)
	237.720	237.720	(237.720)	-		-
<b>(1.729)</b>	<b>558.814</b>	<b>712.185</b>	<b>-</b>	<b>1.988.411</b>	<b>372.400</b>	<b>2.360.811</b>
		27.917		52.622		52.622
	(8.348)	-		-		-
	(91.065)	(91.065)		(91.065)	(21.908)	(112.973)
	-	-		-	59	59
	(445)	(445)		(445)	415	(30)
	(1.409)	(1.409)		(1.409)	190	(1.219)
313		313	184.650	184.963	11.882	196.845
				-		
			184.650	184.650	11.980	196.630
313	-	313		313	(98)	215
<b>(1.416)</b>	<b>457.547</b>	<b>647.496</b>	<b>184.650</b>	<b>2.133.077</b>	<b>363.038</b>	<b>2.496.115</b>
<b>(17.353)</b>	<b>468.384</b>	<b>642.396</b>	<b>242.116</b>	<b>2.185.443</b>	<b>376.928</b>	<b>2.562.371</b>
	(6.296)	-		-		-
	(108.995)	(108.995)		(108.995)	(40.731)	(149.726)
	242.116	242.116	(242.116)	-		-
	(7.959)	(7.959)		(7.959)		(7.959)
	-	-		-	-	-
	490	490		490	(415)	75
	72	72		72	4	76
(29.305)	-	(29.305)	150.638	121.333	12.313	133.646
			150.638	150.638	13.598	164.236
(29.305)	-	(29.305)		(29.305)	(1.285)	(30.590)
<b>(46.658)</b>	<b>587.812</b>	<b>738.815</b>	<b>150.638</b>	<b>2.190.384</b>	<b>348.099</b>	<b>2.538.483</b>

# RENDICONTO FINANZIARIO

	migliaia di euro	
	Primo semestre 2019	Primo semestre 2018 Rideterminato (*)
<b>A. Disponibilità liquide iniziali</b>	<b>369.318</b>	<b>169.086</b>
<b>Flusso finanziario generato dall'attività operativa</b>		
Risultato del periodo	164.236	196.630
Rettifiche per:		
Imposte del periodo	70.197	88.239
Quota del risultato di collegate e joint ventures	(4.752)	(825)
Oneri (proventi) finanziari netti	27.971	30.647
Ammortamenti attività materiali e immateriali	191.510	169.237
Svalutazioni (Rivalutazioni) nette di attività	2.707	1.739
Accantonamenti netti a fondi	63.612	39.284
(Plusvalenze) Minusvalenze	(1.942)	345
Erogazioni benefici ai dipendenti	(6.911)	(4.666)
Utilizzo fondo rischi e altri oneri	(25.236)	(11.784)
Variazione altre attività/passività non correnti	(5.463)	(2.248)
Altre variazioni patrimoniali	(11.493)	(19.106)
Imposte pagate	-	-
<b>B. Cash flow operativo prima delle variazioni di CCN</b>	<b>464.436</b>	<b>487.492</b>
Variazione rimanenze	9.307	(5.668)
Variazione crediti commerciali	55.604	191.060
Variazione crediti tributari e altre attività correnti	3.359	20.236
Variazione debiti commerciali	(123.257)	(266.215)
Variazione debiti tributari e altre passività correnti	37.681	(24.523)
<b>C. Flusso finanziario derivante da variazioni di CCN</b>	<b>(17.306)</b>	<b>(85.110)</b>
<b>D. Cash flow operativo (B+C)</b>	<b>447.130</b>	<b>402.382</b>
<b>Flusso finanziario da (per) attività di investimento</b>		
Investimenti in attività materiali e immateriali	(196.960)	(164.179)
Investimenti in attività finanziarie	(103)	-
Realizzo investimenti e variazione attività destinate ad essere cedute	5.760	13.930
Variazione area di consolidamento	(16.205)	(220.960)
Dividendi incassati	785	1.224
<b>E. Totale flusso finanziario da attività di investimento</b>	<b>(206.723)</b>	<b>(369.985)</b>
<b>F. Free cash flow (D+E)</b>	<b>240.407</b>	<b>32.397</b>
<b>Flusso finanziario da attività di finanziamento</b>		
Aumento capitale	-	52.622
Acquisto azioni proprie	(7.959)	-
Erogazione di dividendi	(145.773)	(112.973)
Nuovi finanziamenti a lungo termine	-	-
Rimborsi di finanziamenti a lungo termine	(331.451)	(120.115)
Variazione debiti finanziari per leasing	(5.618)	(3.176)
Variazione altri debiti finanziari	(16.187)	78.192
Variazione crediti finanziari	57.877	36.146
Interessi pagati	(22.795)	(28.066)
Interessi incassati	6.803	7.325
<b>G. Totale flusso finanziario da attività di finanziamento</b>	<b>(465.103)</b>	<b>(90.045)</b>
<b>H. Flusso monetario del periodo (F+G)</b>	<b>(224.696)</b>	<b>(57.648)</b>
<b>I. Disponibilità liquide finali (A+H)</b>	<b>144.622</b>	<b>111.438</b>

(\*) Come previsto dall'IFRS 3, la rappresentazione dei flussi finanziari del primo semestre 2018 sono stati rideterminati per tenere conto, alla data di acquisizione, degli effetti derivanti dal completamento, avvenuto al termine dell'esercizio 2018, dell'allocatione del prezzo di acquisizione al fair value definitivo delle attività e passività acquisite (*Purchase Price Allocation*) delle società del gruppo ACAM e di Re.Cos.. Per ulteriori informazioni si rinvia al paragrafo "Rideterminazione di valori al 30 giugno 2018" del capitolo "Contenuto e forma del bilancio semestrale abbreviato consolidato".

# 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.

Il Gruppo è strutturato secondo un modello che prevede una holding industriale, con sede legale a Reggio Emilia, e quattro società responsabili delle singole linee di business operanti nelle principali sedi operative a 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 X, Informativa per settori di attività, sono presentate le informazioni richieste dall'IFRS 8.

Il bilancio semestrale abbreviato consolidato della società al 30 giugno 2019 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.

## **I. CONTENUTO E FORMA DEL BILANCIO SEMESTRALE ABBREVIATO CONSOLIDATO**

La Relazione finanziaria semestrale del Gruppo Iren al 30 giugno 2019 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 2019 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 2018 e disponibile presso la sede sociale, la Borsa Italiana S.p.A. e sul sito Internet [www.gruppoiren.it](http://www.gruppoiren.it).

Il bilancio è redatto sulla base del principio del costo storico, fatta eccezione per alcuni strumenti finanziari valutati al fair value. 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 2019 e illustrati dettagliatamente nel successivo paragrafo "Principi contabili, emendamenti ed interpretazioni applicati dal 1° gennaio 2019".

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 2018, ad eccezione del prospetto del Rendiconto Finanziario in cui è stata inserita la voce "Variazione debiti finanziari per leasing".

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 del periodo; 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 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.

Nel presente fascicolo sono stati utilizzati alcuni indicatori alternativi di performance (IAP) che sono differenti dagli indicatori finanziari espressamente previsti dai principi contabili internazionali IAS/IFRS adottati dal Gruppo. Per il dettaglio di tali indicatori si rimanda allo specifico paragrafo "Indicatori Alternativi di Performance".

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.

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

### **INDICATORI ALTERNATIVI DI PERFORMANCE**

Il Gruppo Iren utilizza indicatori alternativi di performance (IAP) al fine di trasmettere in modo più efficace le informazioni sull'andamento della redditività dei business in cui opera, nonché sulla propria situazione

patrimoniale e finanziaria. Tali indicatori sono differenti dagli indicatori finanziari espressamente previsti dai principi contabili internazionali IAS/IFRS adottati dal Gruppo.

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

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

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

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

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

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

**Margine operativo lordo:** determinato sottraendo al totale ricavi il totale dei costi operativi.

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:** determinato sottraendo al Margine operativo lordo gli ammortamenti, gli accantonamenti e le svalutazioni operative.

**Cash flow operativo:** determinato a partire dal risultato netto del periodo, rettificato per la gestione finanziaria e per le voci non monetarie (ammortamenti, accantonamenti, svalutazioni...), a cui si sommano, le variazioni di Capitale circolante netto, gli utilizzi dei fondi e dei benefici ai dipendenti e altre variazioni operative.

Questo IAP è utilizzato dal Gruppo nell'ambito di documenti sia interni al Gruppo sia esterni e misura la capacità di generazione di cassa dell'attività operativa del gruppo e quindi la sua capacità di autofinanziamento.

**Free cash flow:** determinato aggiungendo al cash flow operativo le risorse finanziarie assorbite o generate dall'attività di investimento rappresentata da investimenti in attività materiali, immateriali e finanziarie, dalle dismissioni, dalle variazioni di area di consolidamento e dai dividendi incassati.

**Investimenti:** determinati dalla somma in investimenti in attività materiali, immateriali e finanziarie (partecipazioni) ed esposti al lordo dei contributi in conto capitale.

Questo IAP è utilizzato dal Gruppo nell'ambito di documenti sia interni al Gruppo sia esterni e rappresenta una misura delle risorse finanziarie assorbite in acquisti di beni durevoli nel periodo.

**Margine operativo lordo su ricavi:** determinato facendo una proporzione, in termini percentuali, del margine operativo lordo diviso il valore dei ricavi.

Questo IAP è utilizzato dal Gruppo nell'ambito di documenti sia interni al Gruppo sia esterni e rappresenta un utile strumento per la valutazione della performance operativa del Gruppo (sia nel suo complesso che a livello di singola Business Unit), anche mediante la comparazione con periodi o esercizi precedenti.

**Indebitamento finanziario netto su patrimonio netto:** determinato come rapporto tra l'indebitamento finanziario netto e il patrimonio netto comprensivo delle interessenze di terzi azionisti.

Questo IAP è utilizzato dal Gruppo nell'ambito di documenti sia interni al Gruppo sia esterni e rappresenta un utile strumento per la valutazione della struttura patrimoniale in termini di incidenza relativa delle fonti di finanziamento tra mezzi di terzi e mezzi propri.

## **PRINCIPI CONTABILI, EMENDAMENTI ED INTERPRETAZIONI APPLICATI DAL 1° GENNAIO 2019**

A partire dal 1° gennaio 2019 risultano applicabili obbligatoriamente i seguenti principi contabili e modifiche ai principi contabili, emanati dallo IASB e recepiti dall'Unione Europea:

*IFRS 16 – Leases.* Principio pubblicato dallo IASB in data 13 gennaio 2016, destinato a sostituire il principio IAS 17 "Leasing", nonché le interpretazioni IFRIC 4 "Determinare se un accordo contiene un leasing", SIC 15 "Leasing operativo - Incentivi" e SIC 27 "La valutazione della sostanza delle operazioni nella forma legale del leasing". Il nuovo principio fornisce una nuova definizione di lease, che prescinde dalla forma contrattuale adottata (leasing, affitto o noleggio) e di fatto segna la fine della distinzione tra leasing operativo e leasing finanziario.

L'IFRS 16 introduce un criterio basato sul controllo (*right of use*) di un bene per distinguere i contratti di leasing dai contratti per servizi, individuando quali discriminanti: l'identificazione del bene, il diritto di sostituzione dello stesso, il diritto ad ottenere sostanzialmente tutti i benefici economici rivenienti dall'uso del bene e il diritto di dirigere l'uso del bene sottostante il contratto. Dal lato del locatario, il nuovo principio prevede 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; nel conto economico dovranno essere rilevati separatamente ammortamenti e interessi passivi. Dal lato del locatore l'impatto sul bilancio si sostanzia solo in una maggiore informativa. L'applicazione nel Gruppo Iren ha avuto effetto a partire dal 1° gennaio 2019, pur essendo consentita un'applicazione anticipata per le entità che applicano l'IFRS 15. Sulla base delle analisi svolte i contratti in cui Iren si configura come locatario si riferiscono prevalentemente a leasing immobiliari e noleggi a lungo termine di automezzi e autoveicoli.

In accordo a quanto previsto dall'IFRS16.C3 il Gruppo Iren ha deciso di applicare il principio ai contratti precedentemente classificati come leasing in accordo allo IAS 17 *Leasing* e all'IFRIC 4 *Determinare se un contratto contiene un leasing*, anziché rideterminare se un contratto è o contiene un leasing.

Con riferimento ai leasing precedentemente classificati come leasing operativi, quali espedienti pratici previsti dalle disposizioni transitorie dell'IFRS 16, il Gruppo Iren ha optato per:

- applicare il principio retroattivamente contabilizzando l'effetto cumulativo dell'applicazione iniziale dell'IFRS16 alla data dell'applicazione iniziale, senza rideterminare le informazioni comparative, bensì rilevando l'eventuale effetto cumulativo come rettifica del saldo di apertura degli utili portati a nuovo (IFRS 16.C5 b) e C7);
- valutare la passività del leasing alla data di applicazione iniziale al valore attuale dei restanti pagamenti dovuti attualizzati utilizzando il tasso di finanziamento marginale di Iren alla data di applicazione iniziale (IFRS16.C8 a);
- valutare l'attività consistente nel diritto di utilizzo all'importo pari alla passività iniziale del leasing, al netto di eventuali risconti attivi iscritti nel prospetto della situazione patrimoniale-finanziaria immediatamente prima della data dell'applicazione iniziale (IFRS16.C8 b (ii))
- non rilevare attività e passività relative a leasing la cui durata termina entro 12 mesi dalla data dell'applicazione iniziale. Tali leasing sono trattati come leasing a breve termine in accordo all'IFRS16.C10 c.

Gli effetti della prima applicazione dell'IFRS 16, tenuto conto degli espedienti pratici citati, hanno comportato un incremento delle passività finanziarie per un importo di 104.974 migliaia di euro ed un pari incremento delle attività per Immobilizzazioni materiali. L'impatto sul patrimonio netto è pertanto nullo.

La media ponderata del tasso di finanziamento marginale, applicata alle passività per leasing rilevate nella situazione patrimoniale-finanziaria al 1° gennaio 2019, è pari a 3,20%. Tale tasso è stato determinato ponderando i rendimenti di mercato dei prestiti obbligazionari emessi da Iren diversificati in funzione della durata dei diversi contratti di leasing.

*Modifica all'IFRS9 - Elementi di pagamento anticipato con compensazione negativa.* Le modifiche, omologate con Reg. UE 2018/498 del 22 marzo 2018, introducono un'eccezione per particolari attività finanziarie che prevederebbero flussi di cassa contrattuali rappresentati esclusivamente da pagamenti di capitale e interessi (IFRS 9, par. 4.1.2), ma non soddisfano tale condizione solo per la presenza di una clausola contrattuale di rimborso anticipato. In particolare, gli emendamenti prevedono che le attività finanziarie con clausola contrattuale che consente (o impone) all'emittente di ripagare uno strumento di debito o permette (o impone) al possessore di rimborsare uno strumento di debito all'emittente prima della scadenza possono essere valutate al costo ammortizzato o al fair value con contropartita le Altre componenti di conto economico complessivo, subordinatamente alla valutazione del modello di business in cui sono detenute, se sono soddisfatte le seguenti condizioni:

- la società acquisisce o emette l'attività finanziaria con un premio o a uno sconto rispetto all'importo nominale del contratto;
- l'ammontare del rimborso anticipato rappresenta sostanzialmente l'importo nominale contrattuale e gli interessi contrattuali maturati (ma non pagati), che possono includere un ragionevole compenso aggiuntivo per la risoluzione anticipata del contratto; e
- all'atto della rilevazione iniziale da parte della società, il fair value dell'opzione di pagamento anticipato non è significativo.

*IFRIC 23 – Uncertainty over Income Tax Treatment.* L'interpretazione, emessa a giugno 2017 e omologata con Reg. UE 2018/1595 del 23 ottobre 2018, chiarisce come applicare i requisiti di rilevazione e valutazione dello IAS 12 in caso di incertezza sui trattamenti fiscali relativi alle imposte sul reddito. Qualora vi siano incertezze sull'applicazione della normativa fiscale a una specifica operazione o gruppo di operazioni, l'IFRIC 23 richiede di valutare la probabilità che l'Autorità fiscale accetti la scelta fatta dalla società in merito al trattamento fiscale dell'operazione: in funzione di tale probabilità, la società dovrà iscrivere nel proprio bilancio un ammontare di imposte che potrà corrispondere o differire rispetto a quanto risulta dalla dichiarazione dei redditi.

*Amendments to IAS 28 – Long-term interests in associates and joint ventures.* La modifica, emessa a ottobre 2017 e omologata con Reg. UE 2019/237 dell'8 febbraio 2019, chiarisce che la società deve applicare le disposizioni dell'IFRS 9 a qualsiasi altra interessenza a lungo termine, che nella sostanza rappresenta un'ulteriore componente della partecipazione nella società collegata o nella joint venture, alla quale non è applicato il metodo del patrimonio netto (es. azioni privilegiate, finanziamenti e crediti non commerciali). Le eventuali perdite rilevate in base al metodo del patrimonio netto, in eccesso rispetto alla partecipazione dell'entità in azioni ordinarie della collegata o della joint venture, sono attribuite alle altre componenti della partecipazione in ordine inverso rispetto al loro grado di subordinazione (ossia, priorità di liquidazione) dopo aver applicato l'IFRS 9.

*Annual improvements to IFRSs 2015-2017 cycle.* Emesso a dicembre 2017 ed omologato con Reg. UE 2019/412 del 14 marzo 2019, il documento contiene modifiche formali e chiarimenti a principi già esistenti. Si evidenziano in particolare le seguenti modifiche:

- *IFRS 3 - Aggregazioni aziendali.* L'emendamento precisa che un joint operator, che acquisisce il controllo di un'attività a controllo congiunto che rappresenta un business, deve rimisurare l'interessenza precedentemente detenuta nell'attività a controllo congiunto al fair value alla data di acquisizione.
- *IFRS 11 – Joint Arrangements.* La modifica chiarisce che se una società che partecipa in un'attività a controllo congiunto che rappresenta un business (ai sensi dell'IFRS 3) senza esercitare un controllo congiunto, acquisisce il controllo congiunto, non deve rimisurare l'interessenza precedentemente detenuta.

*IAS 23 – Oneri finanziari.* La modifica stabilisce che il tasso di capitalizzazione applicato al fine di determinare l'ammontare di oneri finanziari capitalizzabili deve corrispondere alla media ponderata dei tassi di interesse relativi a *tutti* i finanziamenti in essere durante l'esercizio, diversi da quelli ottenuti specificamente allo scopo di acquisire un bene. Pertanto la parte dei finanziamenti specifici che rimane in

essere quando il correlato “qualifying asset” è pronto per l’utilizzo o la vendita, deve essere inclusa nell’ammontare dei finanziamenti generici della società.

## **PRINCIPI CONTABILI, EMENDAMENTI ED INTERPRETAZIONI NON ANCORA OMOLOGATI DALL’UNIONE EUROPEA**

Sono in corso di recepimento da parte dei competenti organi dell’Unione Europea i seguenti aggiornamenti ed emendamenti dei principi IFRS (già approvati dallo IASB):

*Amendments to IFRS 3 – Aggregazioni aziendali.* La modifica ha interessato la definizione di *business*, da intendersi come un insieme integrato di attività che è possibile condurre e gestire allo scopo di fornire beni o servizi ai clienti, generare reddito da investimenti (come dividendi o interessi) o generare altri redditi da attività ordinarie. Tale precisazione consente di distinguere se un’acquisizione si riferisce ad un’impresa o ad un gruppo di attività: solo nel primo caso può essere iscritto un avviamento. La nuova definizione di business dovrà essere applicata alle acquisizioni effettuate a decorrere dal 1 gennaio 2020.

*Definition of material - Amendments to IAS 1 e IAS 8.* L’emendamento, emesso in data 31 ottobre 2018, ha lo scopo di precisare meglio la definizione di “significativo”, fornire indicazioni utili all’identificazione delle informazioni rilevanti da inserire in bilancio e rendere omogenea l’applicazione del concetto di materialità all’interno del corpo dei Principi contabili internazionali. La modifica sarà applicabile, previa omologazione, a partire dagli esercizi che hanno inizio il 1° gennaio 2020 o successivamente.

Relativamente ai nuovi principi applicabili a partire dall’esercizio 2020 o successivi sono in corso le valutazioni per la loro corretta applicazione e le analisi sugli impatti presumibili sui prossimi bilanci.

## **UTILIZZO DI VALORI STIMATI**

Nell’ambito della redazione del bilancio semestrale abbreviato in conformità agli IFRS le stime e le relative assunzioni si basano sulle esperienze pregresse e su altri fattori considerati ragionevoli nella fattispecie e sono state adottate per definire il valore contabile delle attività e delle passività a cui si riferiscono. I risultati a posteriori che derivano dal verificarsi degli eventi potrebbero differire da tali stime. Le stime sono state utilizzate per rilevare la competenza di alcuni ricavi di vendita, accantonamenti per rischi su crediti, per obsolescenza di magazzino, per gli ammortamenti e per le svalutazioni di attività, benefici ai dipendenti, per la determinazione del *fair value* degli strumenti derivati e di alcune attività finanziarie, imposte correnti e differite e altri accantonamenti ai fondi rischi. Tali stime e ipotesi sono riviste regolarmente. Le eventuali variazioni derivanti dalla revisione delle stime contabili sono rilevate nel periodo in cui la revisione viene effettuata qualora la stessa interessi solo quel periodo. Nel caso in cui la revisione interessi periodi sia correnti sia futuri, la variazione è rilevata nel periodo in cui la revisione viene effettuata e nei relativi periodi futuri.

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 2019 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

Si segnala inoltre che i risultati di periodo del Gruppo Iren riflettono la stagionalità caratteristica dei settori in cui opera, influenzati soprattutto dall'andamento climatico, conseguentemente non possono essere estrapolati per l'intero esercizio.

## RIDETERMINAZIONE DI VALORI AL 30 GIUGNO 2018

Il Gruppo ad aprile 2018 ha acquisito il controllo del Gruppo ACAM e di RECOS S.p.A.. Per tali acquisizioni il fair value definitivo delle attività identificabili acquisite e delle passività identificabili assunte è stato determinato alla fine dell'esercizio 2018, pertanto nel bilancio semestrale abbreviato consolidato al 30 giugno 2018 era stato iscritto in modo provvisorio, come consentito dall'IFRS 3.

Con il completamento di tutte le valutazioni a fair value richieste dall'IFRS 3, il valore di talune attività identificabili acquisite e di talune passività identificabili assunte iscritto nel bilancio semestrale abbreviato consolidato al 30 giugno 2018 è stato aggiornato per riflettere la migliore conoscenza nel frattempo maturata.

In base a quanto disposto dall'IFRS 3, l'aggiornamento dei valori di fair value è avvenuto con effetto a partire dalla data di acquisizione e, pertanto, tutte le variazioni sono state effettuate sulla situazione patrimoniale delle Società acquisite a tale data. I saldi risultanti nel bilancio semestrale abbreviato consolidato al 30 giugno 2018 sono stati rideterminati per tenere conto dei nuovi valori.

In dettaglio, le variazioni intervenute ai fair value delle attività identificabili acquisite e delle passività identificabili assunte precedentemente iscritte hanno determinato sulla situazione Economica del primo semestre 2018 le seguenti rettifiche:

	migliaia di euro		
	Primo semestre 2018 Pubblicato	Effetto contabilizzazione IFRS3	Primo semestre 2018 Rideterminato
Ammortamenti	(168.972)	(265)	(169.237)
<b>RISULTATO OPERATIVO</b>	<b>315.285</b>	<b>(265)</b>	<b>315.020</b>
Rettifica di valore di partecipazioni	2.061	(2.390)	(329)
<b>Risultato prima delle imposte</b>	<b>287.524</b>	<b>(2.655)</b>	<b>284.869</b>
Imposte sul reddito	(88.314)	75	(88.239)
<b>Risultato netto del periodo</b>	<b>199.210</b>	<b>(2.580)</b>	<b>196.630</b>
attribuibile a:			
- Utile (perdita) del periodo attribuibile agli azionisti	187.152	(2.502)	184.650
- Utile (perdita) del periodo attribuibile alle minoranze	12.058	(78)	11.980

In dettaglio, le variazioni intervenute ai fair value delle attività identificabili acquisite e delle passività identificabili assunte precedentemente iscritte hanno determinato sulla rappresentazione dei flussi finanziari del primo semestre 2018 le seguenti rettifiche:

	migliaia di euro		
	Primo semestre 2018 Pubblicato	Effetto contabilizzazione IFRS3	Primo semestre 2018 Rideterminato
Risultato del periodo	199.210	(2.580)	196.630
Rettifiche per:			
Imposte del periodo	88.314	(75)	88.239
Ammortamenti attività materiali e immateriali	168.972	265	169.237
Svalutazioni (Rivalutazioni) nette di attività	(651)	2.390	1.739
<b>Cash flow operativo</b>	<b>402.382</b>	-	<b>402.382</b>
<b>Flusso monetario del periodo</b>	<b>(57.648)</b>	-	<b>(57.648)</b>

## 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 dirigere le attività rilevanti della partecipata, cioè quelle attività che hanno un'influenza significativa sui risultati della partecipata 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. Qualora l'eventuale quota di pertinenza del Gruppo delle perdite della collegata ecceda il valore contabile della partecipazione in bilancio, si procede ad azzerare il valore della partecipazione e la quota delle ulteriori perdite non è rilevata, ad eccezione e nella misura in cui il Gruppo abbia l'obbligo di risponderne.

#### *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.

1) Iren Ambiente e le società da questa controllate:

- ACAM Ambiente
- AMIAT V e la controllata:
  - AMIAT
- Bonifica Autocisterne
- CMT
- Montequerce
- ReCos
- San Germano
- TRM

2) Iren Energia e le società da questa controllate:

- Iren Rinnovabili e la controllata:
  - Studio Alfa e la controllata
    - Coin Consultech
- Maira e la controllata:
  - Formaira

3) Iren Mercato e le Società da questa controllate:

- Salerno Energia Vendite
- Spezia Energia Trading

4) IRETI e le Società da questa controllate:

- ACAM Acque
- ASM Vercelli e la controllata:
  - ATENA Trading
- Busseto Servizi
- Consorzio GPO
- Iren Laboratori
- Iren Acqua e le controllate:
  - Iren Acqua Tigullio
  - Immobiliare delle Fabbriche

Nel corso del primo semestre 2019 hanno avuto efficacia le fusioni per incorporazione in Iren Ambiente S.p.A. della controllata R.E.I. S.r.l. e in Iren Energia S.p.A. delle controllate Greensource S.p.A., Enia Solaris S.r.l. e Varsi Fotovoltaico S.r.l..

Pur avendo avuto effetto sulla struttura del Gruppo, tali operazioni non hanno comportato variazioni dell'area di consolidamento e sono avvenute nell'ambito del Progetto di razionalizzazione societaria e organizzativa "complessiva" di Gruppo, volto alla semplificazione dell'assetto delle partecipazioni ed alla riduzione del numero delle Società di business detenute integralmente, direttamente o indirettamente, dalla Capogruppo nonché all'integrazione/ottimizzazione dei processi/attività di business aventi caratteristiche operative omogenee.

Per il dettaglio delle società controllate, delle società a controllo congiunto e delle società collegate si rinvia agli elenchi inclusi tra gli Allegati.

#### **VARIAZIONE AREA DI CONSOLIDAMENTO INTEGRALE**

L'area di consolidamento integrale è variata nel corso del periodo a seguito delle acquisizioni, avvenute nel mese di gennaio, di Busseto Servizi S.r.l., operante nel settore della distribuzione gas, di San Germano S.r.l. e CMT S.p.A., attive nell'ambito del ciclo dei rifiuti, oltre che per l'acquisizione di un ramo d'azienda relativo alla gestione di impianti inerenti alla filiera ambiente.

L'ottenimento del controllo di Busseto Servizi è avvenuto mediante l'acquisto da parte di IRETI del 100% del capitale sociale della società per un corrispettivo pari a 4.099 migliaia di euro; Il differenziale positivo tra il corrispettivo trasferito e il fair value delle attività identificabili acquisite e delle passività identificabili assunte, determinato in via provvisoria alla data di acquisizione come consentito dall'IFRS 3 – *Aggregazioni aziendali*, è stato iscritto ad avviamento per 1.641 migliaia di euro.

Per quanto riguarda l'acquisizione di San Germano e di CMT, sempre nell'ambito di quanto consentito dall'IFRS 3 il differenziale positivo tra il corrispettivo trasferito, soggetto a conguaglio, ed il fair value provvisorio delle attività nette acquisite è stato iscritto ad avviamento per 2.352 migliaia di euro.

Infine, il 1° gennaio 2019 ha avuto efficacia l'acquisizione di un ramo d'azienda relativo alle attività di gestione degli impianti di trattamento rifiuti siti in provincia di La Spezia che ha interessato la controllata ReCos; il differenziale positivo tra il prezzo di acquisizione del ramo ed il fair value provvisorio delle attività nette acquisite è stato iscritto ad avviamento per 9.039 migliaia di euro.

## IV. GESTIONE DEI RISCHI FINANZIARI DEL GRUPPO

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 Autodisciplina di Borsa Italiana attribuisce su tale aspetto specifiche responsabilità.

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 infragrupo sui quali vengono contabilizzati anche le spese e gli interessi attivi e passivi infragrupo. 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 nulli.

I flussi di cassa nominali previsti per l'estinzione delle passività relative a mutui e obbligazioni e le condizioni contrattuali dei finanziamenti in essere risultano sostanzialmente invariati rispetto a quanto riportato nelle Note Illustrative al Bilancio Consolidato al 31 dicembre 2018 nel paragrafo "a) Rischio di liquidità" del capitolo "IV. Gestione dei rischi finanziari del Gruppo".

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 al termine del periodo è costituito al 33% da prestiti e al 67% da obbligazioni. Si evidenzia che al 30 giugno 2019 il debito residuo per mutui risulta contrattualizzato per l'80% a tasso fisso e per il 20% a tasso variabile.

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 Enti Locali 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. Anche alcuni contratti di finanziamento a medio lungo termine di società che contribuiscono alla Posizione Finanziaria Netta del Gruppo, in particolare il contratto di Project Finance in capo a TRM, prevedono il rispetto di indici finanziari che risultano soddisfatti.

#### *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.

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, salvo per alcune posizioni con impatti non significativi, soddisfano altresì i requisiti formali per l'applicazione dell'*hedge accounting*.

Il *fair value* complessivo dei suddetti contratti di copertura su tassi di interesse al 30 giugno 2019 è negativo per 88.599 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 circa l'89% dell'indebitamento finanziario lordo, 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 e, se del caso, fatte oggetto di piani di rientro. 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 stati attivati 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 metodi di pagamento attraverso canali digitali.

La politica di gestione dei crediti e gli strumenti di valutazione del merito creditizio, nonché le attività di monitoraggio e recupero, sono differenziate in relazione alle diverse tipologie di clientela e di servizio erogato.

Il rischio di credito è coperto, per alcune tipologie di Clienti business, con opportune forme di garanzie bancarie o assicurative a prima richiesta emesse da soggetti di primario *standing* creditizio.

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, i rischi di credito effettivi e sono determinati basandosi sull'estrazione dalle banche dati degli importi componenti il credito e, in generale, valutando le eventuali variazioni del predetto rischio rispetto alla rilevazione iniziale nonché, in particolare per i crediti commerciali, stimando le relative perdite attese determinate su base prospettica, tenendo in debita considerazione la serie storica.

Il controllo sui rischi di credito è inoltre rafforzato dalle procedure di monitoraggio e reportistica, al fine di individuare in modo tempestivo possibili contromisure.

Inoltre, su base trimestrale, la Direzione Risk Management si occupa di raccogliere ed integrare i principali dati in merito all'evoluzione dei crediti commerciali delle società del Gruppo, in termini di tipologia della clientela, stato del contratto, filiera di business e fascia di *ageing*. La valutazione del rischio credito è effettuata sia a livello consolidato che di Business Unit e società.

Alcune delle suddette valutazioni sono effettuate a intervalli inferiori al trimestre o su specifica esigenza.

In relazione alla concentrazione del credito si segnalano i rapporti tra le controllate Iren Energia e AMIAT ed il Comune di Torino. Per maggiori dettagli si rimanda in particolare alla Nota di commento 8 "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, titoli di emissione ambientale, ecc., dal momento che sia gli acquisti sia le vendite risentono delle oscillazioni dei prezzi di dette commodity direttamente ovvero attraverso formule di indicizzazione. E' presente l'esposizione rischio cambio, tipica delle commodity di derivazione petrolifera, ma in modo attenuato grazie allo sviluppo dei mercati organizzati europei che trattano la commodity gas in valuta Euro e non più indicizzata ai prodotti petroliferi.

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

A tal fine viene eseguita un'attività di pianificazione della produzione per gli impianti del Gruppo, degli acquisti e delle vendite di energia e di gas naturale, sia in relazione ai volumi che alle formule di prezzo.

L'obiettivo è ottenere una sufficiente stabilità dei margini attraverso:

- per la filiera elettrica, l'opportuno bilanciamento dell'autoproduzione e dell'energia dal mercato a termine rispetto alla domanda proveniente dai clienti del Gruppo, con un ricorso al mercato spot adeguato;
- per la filiera del gas naturale la priorità di allineamento delle indicizzazioni della commodity in acquisto e in vendita.

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 10,1 TWh. In merito all'attività sulla piattaforma regolamentata EEX, risultano in essere operazioni di derivato su PUN per un nozionale complessivo pari a 3,9 TWh. Il Fair Value di tali strumenti al 30 giugno 2019 è complessivamente negativo per 60.156 migliaia di euro.

#### **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.

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 è iscritta a conto economico e la sua classificazione avviene in accordo con la natura dello strumento sottostante:

- nel caso di strumenti derivati su commodity, nel margine operativo lordo; in particolare la componente realizzata è contabilizzata a rettifica della componente di costo o ricavo cui si riferisce e quella derivante dalla valutazione del derivato a fine periodo tra gli altri oneri o tra gli altri proventi;
- nel caso di copertura del rischio di tasso, nei proventi ed oneri finanziari.

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

**FAIR VALUE**

Per ogni classe di attività e passività indicate a bilancio occorre riportare, oltre al valore contabile ed il relativo fair value anche i metodi e le principali assunzioni utilizzate per la sua determinazione.

Il fair value 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. Il valore attuale dei flussi futuri è stato determinato applicando la curva dei tassi *forward* alla data di chiusura del periodo.

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

migliaia di euro

	30.06.2019		31.12.2018	
	Valore contabile	Fair Value	Valore contabile	Fair Value
Attività per contratti derivati di copertura	-	-	311	311
Obbligazioni esigibili oltre 12 mesi	(2.187.355)	(2.311.051)	(2.185.550)	(2.174.032)
Obbligazioni esigibili entro 12 mesi	-	-	(89.069)	(91.779)
Mutui quota non corrente	(687.060)	(686.218)	(743.902)	(709.996)
Mutui quota corrente	(88.405)	(70.415)	(274.604)	(285.723)
Passività per contratti derivati di copertura	(88.599)	(88.599)	(75.276)	(75.276)
<b>Totale</b>	<b>(3.051.419)</b>	<b>(3.156.283)</b>	<b>(3.368.090)</b>	<b>(3.336.494)</b>

I valori relativi ad attività e passività per contratti derivati di copertura in tabella si riferiscono esclusivamente a derivati a copertura del rischio tasso.

Per le classi di attività e passività finanziarie non riportate nella tabella precedente il valore contabile coincide con il fair value.

## SCALA GERARCHICA DEL FAIR VALUE

La tabella seguente illustra gli strumenti finanziari contabilizzati al fair value in base alla tecnica di valutazione utilizzata e alla modalità della loro contabilizzazione. I diversi livelli sono stati 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).

	migliaia di euro			
30.06.2019	Livello 1	Livello 2	Livello 3	Totale
Attività finanziarie valutate al fair value rilevato nelle altre componenti di conto economico complessivo				
Attività finanziarie valutate al fair value rilevato a conto economico			7.226	7.226
Attività finanziarie derivate in Cash Flow Hedge		12		12
Attività finanziarie derivate in Fair Vaue Hedge		169		169
Attività finanziarie derivate fuori dall'hedge accounting				
<b>Totale attività</b>		<b>181</b>	<b>7.226</b>	<b>7.407</b>
Passività finanziarie derivate in Cash Flow Hedge		(145.887)		(145.887)
Passività finanziarie derivate in Fair Value Hedge		(148)		(148)
Passività finanziarie derivate fuori dall'hedge accounting		(2.902)		(2.902)
<b>Totale passività</b>		<b>(148.937)</b>		<b>(148.937)</b>
<b>Totale complessivo</b>		<b>(148.756)</b>	<b>7.226</b>	<b>(141.530)</b>

	migliaia di euro			
31.12.2018	Livello 1	Livello 2	Livello 3	Totale
Attività finanziarie valutate al fair value rilevato nelle altre componenti di conto economico complessivo				
Attività finanziarie valutate al fair value rilevato a conto economico			7.223	7.223
Attività finanziarie derivate in Cash Flow Hedge		636		636
Attività finanziarie derivate in Fair Vaue Hedge		1.156		1.156
Attività finanziarie derivate fuori dall'hedge accounting				
<b>Totale attività</b>		<b>1.792</b>	<b>7.223</b>	<b>9.015</b>
Passività finanziarie derivate in Cash Flow Hedge		(91.477)		(91.477)
Passività finanziarie derivate in Fair Value Hedge		(108)		(108)
Passività finanziarie derivate fuori dall'hedge accounting		(3.188)		(3.188)
<b>Totale passività</b>		<b>(94.773)</b>		<b>(94.773)</b>
<b>Totale complessivo</b>		<b>(92.981)</b>	<b>7.223</b>	<b>(85.758)</b>

Tutti gli strumenti finanziari di copertura del Gruppo hanno fair value classificabile di livello 2, cioè 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. Si segnala inoltre che non ci sono stati trasferimenti tra i diversi Livelli della scala gerarchica del fair value.

## **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 ed il livello di dividendi da distribuire ai detentori di azioni 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.

## V. 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 e con FSU S.r.l.**

Si evidenziano, per 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 Iren opera attraverso le suddette Società.

Il Gruppo, attraverso Iren Rinnovabili (subentrata a Iren Energia dal 1° ottobre 2018), 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 Rinnovabili sono regolate da specifici contratti pluriennali.

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

Nel corso dell'ultimo triennio sono stati realizzati alcuni importanti interventi di riqualificazione impiantistica ed efficientamento energetico che hanno riguardato gli impianti cittadini di pubblica illuminazione e le centrali termiche di numerosi edifici di proprietà comunale.

Il Gruppo, per il tramite di AMIAT, assicura inoltre al Comune di Torino i servizi di igiene ambientale, di sgombero neve e di gestione post operativa della discarica di "Basse di Stura" in accordo al Contratto di servizio in essere. Al riguardo si evidenzia che trova applicazione un contratto di conto corrente oneroso tra la Città di Torino e AMIAT per la gestione dei crediti scaduti relativi alle attività di cui sopra.

Il Gruppo Iren, attraverso Iren Mercato, assicura ai Comuni di Genova, Reggio Emilia, Parma e Piacenza forniture di energia elettrica e di calore al Comune di Torino, a condizioni normalmente praticate alla generalità della clientela restante.

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

Iren Ambiente si occupa, nei confronti dei Comuni di Reggio Emilia, Parma e Piacenza, della fornitura del servizio di raccolta e smaltimento rifiuti urbani in base alle condizioni previste negli affidamenti in essere.

Si rimanda inoltre alla seguente "Informativa ex art. 5.8 lett. a) e 5.9 Regolamento Consob – Operazioni di maggiore rilevanza" per ciò che concerne l'accordo intervenuto in merito ai rapporti tra le Società del Gruppo e il Comune di Torino.

Iren S.p.A. fornisce una serie di servizi *corporate* a favore di Finanziaria Sviluppo Utilities S.r.l., veicolo societario attraverso il quale il Comune di Genova detiene la partecipazione in Iren S.p.A., sulla base di uno specifico contratto che prevede una remunerazione delle prestazioni.

### **Rapporti con società *joint ventures* e collegate**

Fra i principali rapporti intrattenuti dal Gruppo Iren con le *joint ventures* e con le società ad esso collegate, si segnalano:

- la fornitura ad Asti Energia e Calore di beni e servizi per la realizzazione di un intervento di riqualificazione ed efficientamento degli impianti di illuminazione pubblica nella Città di Asti;
- il finanziamento concesso ad OLT Offshore LNG Toscana relativo all'impianto di rigassificazione di Livorno;

- le forniture commerciali di energia elettrica, gas metano e teleriscaldamento alla società Global Service Parma;
- la vendita acqua e le prestazioni inerenti al servizio idrico integrato a favore di AMTER;
- il servizio di smaltimento rifiuti, anche speciali, fornito da Iren Ambiente e TRM a favore di GAIA e SETA, operanti nell'ambito del settore raccolta;
- l'approvvigionamento di gas metano da Sinergie Italiane;
- i servizi tra i quali back office, call center, lettura, stampa, postalizzazione e spedizione forniti da So.Sel a favore del Gruppo.

### **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.

In particolare si segnala che al fine di erogare il servizio idrico integrato nelle province di Parma, Piacenza e Reggio Emilia la società IRETI, a fronte della corresponsione di un canone annuo, utilizza gli *asset* di proprietà delle società Parma Infrastrutture, Piacenza Infrastrutture e AGAC Infrastrutture controllate dai Comuni di riferimento.

I restanti rapporti con le società controllate dai predetti Comuni sono prevalentemente di natura commerciale ed attinenti a servizi forniti alla generalità della clientela.

Le informazioni quantitative relative ai rapporti patrimoniali ed economici con le parti correlate sono riportate nel paragrafo "XI. Allegati al Bilancio Semestrale Abbreviato Consolidato", 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.

Qualora sussistano le relative condizioni, 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 IREN.

### **Informativa ex art. 5.8 lett. a) e 5.9 Regolamento Consob**

Nella riunione del 14 febbraio 2019 (con prosecuzione dei lavori in data 18 febbraio 2019), il COPC allora in carica ha espresso, all'unanimità, il proprio parere favorevole con riferimento all'operazione, qualificata quale "di minor rilevanza", avente ad oggetto la presentazione, in RTI con altri soggetti, al Comune di Genova di una proposta di *Project Financing* per l'efficientamento energetico degli impianti di pubblica illuminazione del medesimo Comune.

Si evidenzia che, nel corso del primo semestre 2019, il COPC ha ricevuto una periodica informativa circa lo stato di esecuzione dell'operazione, qualificata quale di maggior rilevanza, avente ad oggetto la stipula di un Accordo tra il Comune di Torino, da una parte, e IREN, quale mandataria delle proprie controllate AMIAT, Iren Energia (cui è subentrata, come anzidetto, Iren Rinnovabili) e Iren Mercato, dall'altra parte, per la disciplina dei rapporti in essere fra le parti – operazione sulla quale il COPC aveva espresso parere favorevole e per la quale si fa rinvio al Documento Informativo pubblicato in data 29 marzo 2018 nonché al Documento Informativo integrativo pubblicato in data 9 luglio 2018, entrambi documenti disponibili sul sito [www.gruppore.it](http://www.gruppore.it).

In data 2 luglio 2019, previa istruttoria svolta dal Comitato per la Remunerazione e le Nomine della Società, anche nell'esercizio delle funzioni di cui alla Procedura OPC, il Consiglio di Amministrazione ha approvato le condizioni economico-contrattuali del nuovo rapporto di lavoro a tempo determinato fra la Società e il dott. Massimiliano Bianco nonché l'adesione dello stesso, quale Amministratore Delegato e Direttore Generale della Società, al Piano di Incentivazione di Lungo Termine Monetario 2019-2021 approvato in data 27 novembre 2018.

## **VI. ALTRE INFORMAZIONI**

### **COMUNICAZIONE CONSOB N. DEM/6064293 del 28 luglio 2006**

#### **Eventi e operazioni significative non ricorrenti**

Nel corso del primo semestre 2019 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 2019 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.

### **PUBBLICAZIONE DEL BILANCIO**

La Relazione Semestrale è stata autorizzata alla pubblicazione dal Consiglio di Amministrazione di Iren S.p.A. nella riunione del 31 luglio 2019.

## VII. 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\_ATTIVITA' MATERIALI

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

	migliaia di euro					
	Costo al 30/06/2019	F.do amm.to al 30/06/2019	Valore netto al 30/06/2019	Costo al 31/12/2018	F.do amm.to al 31/12/2018	Valore netto al 31/12/2018
Terreni	116.978	(3.423)	113.555	110.732	(2.648)	108.084
- di cui per diritto d'uso	6.307	(304)	6.003	-	-	-
Fabbricati	689.948	(235.606)	454.342	584.467	(214.588)	369.879
- di cui per diritto d'uso	95.438	(4.375)	91.063	-	-	-
Impianti e macchinari	5.236.824	(2.464.645)	2.772.179	5.184.276	(2.365.057)	2.819.219
- di cui per diritto d'uso	-	-	-	-	-	-
Attrezzature ind.li e comm.li	129.748	(100.994)	28.754	122.471	(94.856)	27.615
- di cui per diritto d'uso	458	(174)	284	-	-	-
Altri beni	243.478	(164.335)	79.143	184.384	(128.292)	56.092
- di cui per diritto d'uso	11.796	(1.795)	10.001	-	-	-
Attività materiali in corso ed acconti	98.135	-	98.135	91.069	-	91.069
<b>Totale</b>	<b>6.515.111</b>	<b>(2.969.003)</b>	<b>3.546.108</b>	<b>6.277.399</b>	<b>(2.805.441)</b>	<b>3.471.958</b>
- di cui per diritto d'uso	113.999	(6.648)	107.351	-	-	-

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

	migliaia di euro						
	Saldo iniziale	Incrementi	Decrementi	Variazione area di consolida- mento	Riclassifiche	Altri movimenti	Saldo finale
Terreni	110.732	270	(463)	444	-	5.995	116.978
- di cui per diritto d'uso	-	270	(84)	126	-	5.995	6.307
Fabbricati	584.467	1.505	(561)	15.654	934	87.949	689.948
- di cui per diritto d'uso	-	217	-	2.174	5.098	87.949	95.438
Impianti e macchinari	5.184.276	30.914	(1.816)	3.825	19.625	-	5.236.824
- di cui per diritto d'uso	-	-	-	-	-	-	-
Attrezzature industriali e commerciali	122.471	2.949	(1.761)	5.581	105	403	129.748
- di cui per diritto d'uso	-	55	-	-	-	403	458
Altri beni	184.384	15.628	(4.558)	37.099	298	10.627	243.478
- di cui per diritto d'uso	-	420	(2.155)	2.904	-	10.627	11.796
Attività materiali in corso ed acconti	91.069	27.363	(9)	56	(20.344)	-	98.135
<b>Totale</b>	<b>6.277.399</b>	<b>78.629</b>	<b>(9.168)</b>	<b>62.659</b>	<b>618</b>	<b>104.974</b>	<b>6.515.111</b>

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

migliaia di euro

	Saldo iniziale	Ammorta- mento del periodo	Decrementi	Variazione area di consolida- mento	Riclassifiche	Saldo finale
F.do amm.to terreni	(2.648)	(775)	-	-	-	(3.423)
- di cui per diritto d'uso	-	(304)	-	-	-	(304)
F.do amm.to fabbricati	(214.588)	(14.077)	428	(7.297)	(72)	(235.606)
- di cui per diritto d'uso	-	(3.395)	-	-	(980)	(4.375)
F.do amm.to impianti e macchinari	(2.365.057)	(98.596)	669	(1.661)	-	(2.464.645)
- di cui per diritto d'uso	-	-	-	-	-	-
F.do amm.to attrezz. ind.li e comm.li	(94.856)	(3.482)	1.743	(4.399)	-	(100.994)
- di cui per diritto d'uso	-	(174)	-	-	-	(174)
F.do amm.to altri beni	(128.292)	(10.645)	2.830	(28.228)	-	(164.335)
- di cui per diritto d'uso	-	(1.809)	14	-	-	(1.795)
<b>Totale</b>	<b>(2.805.441)</b>	<b>(127.575)</b>	<b>5.670</b>	<b>(41.585)</b>	<b>(72)</b>	<b>(2.969.003)</b>

A partire dal 1° gennaio 2019 viene applicato il principio contabile IFRS 16 – *Leases* che introduce un criterio basato sul controllo (right of use) di un bene per distinguere i contratti di leasing dai contratti per servizi. Dal lato del locatario, il nuovo principio prevede 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. Gli effetti della prima applicazione dell'IFRS 16, tenuto conto degli espedienti pratici descritti nel paragrafo "Principi contabili, emendamenti ed interpretazioni applicati dal 1° gennaio 2019", hanno comportato un incremento delle passività finanziarie per un importo di 104.974 migliaia di euro ed un pari incremento delle attività per Immobilizzazioni materiali che è esposto nella colonna Altri Movimenti.

La colonna variazione area di consolidamento si riferisce ai saldi acquisti nel corso del semestre relativi alle società Busseto Servizi Srl, San Germano e CMT.

Il saldo della colonna riclassifiche si riferisce principalmente ai trasferimenti netti da attività immateriali ad attività materiali 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.

### Incrementi

Gli incrementi del periodo, pari a 78.629 migliaia di euro, si riferiscono principalmente a:

- sviluppo della rete di teleriscaldamento e nuovi allacciamenti alla rete, comprensiva delle sottostazioni di scambio termico, dei misuratori e delle apparecchiature di telelettura, per 11.952 migliaia di euro;
- investimenti sulle reti di distribuzione energia elettrica, incluse le cabine primarie, per 17.398 migliaia di euro;
- investimenti sulle reti gas non in regime di concessione secondo quanto previsto dall'IFRIC 12 per 7.527 migliaia di euro;
- investimenti sulle centrali termoelettriche e idroelettriche per 8.761 migliaia di euro;
- investimenti per la raccolta e lo smaltimento nel settore ambiente per 21.308 migliaia di euro;

### Ammortamenti

Gli ammortamenti ordinari del primo semestre 2019, pari a complessivi 127.575 migliaia di euro sono stati calcolati sulla base delle aliquote indicate nel bilancio annuale 2018 e ritenute rappresentative della residua possibilità di utilizzo delle immobilizzazioni.

Si segnala che, in merito alle concessioni di grandi derivazioni d'acqua per uso idroelettrico ("concessioni idroelettriche"), al concessionario uscente spetta un corrispettivo così determinato:

- per le "opere bagnate" (opere di raccolta, di regolazione, di condotte forzate, e canali di scarico compresi nel ramo d'azienda del concessionario uscente, le cosiddette "opere devolvibili"), sulla base del costo storico rivalutato, calcolato al netto dei contributi pubblici in conto capitale, anch'essi rivalutati, ricevuti dal concessionario per la realizzazione di tali opere, diminuito nella misura dell'ordinario degrado;
- per le "opere asciutte" (beni materiali compresi nel ramo d'azienda del concessionario uscente e non ricadenti nella categoria delle "opere bagnate", le cosiddette opere non devolvibili), sulla base del valore di ricostruzione a nuovo diminuito nella misura dell'ordinario degrado.

In seguito a tale normativa, a partire dall'esercizio 2012, per i beni devolvibili relativi alle concessioni idroelettriche scadute il cui valore contabile residuo è inferiore al presumibile valore spettante al concessionario uscente (determinato in base alle disposizioni di cui sopra) è stato sospeso il relativo ammortamento.

Si segnala, infine, che non vi sono attività materiali concesse a garanzia di passività.

## **NOTA 2\_INVESTIMENTI IMMOBILIARI**

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

	Costo al 30/06/2019	F.do amm.to al 30/06/2019	Valore netto al 30/06/2019	Costo al 31/12/2018	F.do amm.to al 31/12/2018	Valore netto al 31/12/2018
Terreni	2.081	-	2.081	2.859	-	2.859
Fabbricati	13.663	(3.345)	10.318	13.133	(3.172)	9.961
<b>Totale</b>	<b>15.744</b>	<b>(3.345)</b>	<b>12.399</b>	<b>15.992</b>	<b>(3.172)</b>	<b>12.820</b>

Nel corso del primo semestre 2019, in virtù dell'acquisto per 2.460 migliaia di euro della porzione residua, il Gruppo Iren è divenuto proprietario della totalità del complesso immobiliare sito in Piazza Raggi a Genova.

Le risultanze della perizia predisposta da un esperto indipendente volta a determinare il prezzo di acquisto di tale parte d'immobile, commisurate al valore complessivo dell'area immobiliare, hanno

comportato una rettifica in diminuzione del costo per 2.708 migliaia di euro al valore contabile della porzione già detenuta dal Gruppo.

### NOTA 3\_ATTIVITA' IMMATERIALI A VITA DEFINITA

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

	migliaia di euro					
	Costo al 30/06/2019	F.do amm.to al 30/06/2019	Valore netto al 30/06/2019	Costo al 31/12/2018	F.do amm.to al 31/12/2018	Valore netto al 31/12/2018
Costi di sviluppo	4.641	(1.512)	3.129	3.755	(1.176)	2.579
Diritti brevetto industriale e utilizzo opere dell'ingegno	109.547	(69.000)	40.547	106.274	(60.678)	45.596
Concessioni, licenze, marchi e diritti simili	2.751.377	(1.095.482)	1.655.895	2.692.758	(1.057.536)	1.635.222
Altre immobilizzazioni immateriali	291.033	(124.014)	167.019	285.801	(112.249)	173.552
Immobilizzazioni in corso e acconti	183.543	-	183.543	153.037	-	153.037
<b>Totale</b>	<b>3.340.141</b>	<b>(1.290.008)</b>	<b>2.050.133</b>	<b>3.241.625</b>	<b>(1.231.639)</b>	<b>2.009.986</b>

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

	migliaia di euro					
	Saldo iniziale	Incrementi	Decrementi	Variazione area di consolidamento	Riclassifiche	Saldo finale
Costi di sviluppo	3.755	241	-	-	645	4.641
Diritti brevetto industriale e utilizzo opere dell'ingegno	106.274	1.933	(48)	93	1.295	109.547
Concessioni, licenze, marchi e diritti simili	2.692.758	39.915	(9.060)	402	27.362	2.751.377
Altre immobilizzazioni immateriali	285.801	44.185	(39.650)	688	9	291.033
Immobilizzazioni in corso e acconti	153.037	60.438	(3)	-	(29.929)	183.543
<b>Totale</b>	<b>3.241.625</b>	<b>146.712</b>	<b>(48.761)</b>	<b>1.183</b>	<b>(618)</b>	<b>3.340.141</b>

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

migliaia di euro

	Saldo iniziale	Ammortamento del periodo	Decrementi	Variazione area di consolidamento	Riclassifiche	Saldo finale
F.amm.to costi di sviluppo	(1.176)	(336)	-	-	-	(1.512)
F.amm.to dir. brevetto ind.le e utilizzo opere dell'ingegno	(60.678)	(8.314)	9	(89)	72	(69.000)
F.amm.to concessioni, licenze, marchi e diritti simili	(1.057.536)	(44.026)	6.459	(379)	-	(1.095.482)
F. amm.to altre immobilizzazioni immateriali	(112.249)	(11.086)	6	(685)	-	(124.014)
<b>Totale</b>	<b>(1.231.639)</b>	<b>(63.762)</b>	<b>6.474</b>	<b>(1.153)</b>	<b>72</b>	<b>(1.290.008)</b>

La colonna variazione area di consolidamento si riferisce ai saldi acquisti nel corso del semestre relativi alle società Busseto Servizi Srl, San Germano e CMT.

Il saldo della colonna riclassifiche si riferisce principalmente ai trasferimenti netti da attività immateriali ad attività materiali di cespiti non rientranti nell'ambito di applicazione dell'IFRIC 12.

#### 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 e, marginalmente, del teleriscaldamento;
- 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;
- dalle quote di emissione (emission trading) detenute a fronte del proprio fabbisogno;
- 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, Studio Alfa e Spezia Energy Trading.

#### 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, pari a 162.745 migliaia di euro (149.713 migliaia di euro al 31 dicembre 2018), nel corso del primo semestre 2019 presenta una variazione in aumento per 13.022 migliaia di euro a seguito delle acquisizioni (*business combinations*) effettuate dal Gruppo nel corso del semestre, in cui nelle more della valutazione da svolgersi ai sensi dell'IFRS 3 – Aggregazioni aziendali, il differenziale positivo, determinato in via provvisoria, fra il costo di acquisizione ed il fair value provvisorio, alla data di acquisizione, delle attività identificabili acquisite e delle passività assunte identificabili è stato allocato ad avviamento. In

particolare si riferisce all'acquisizione del controllo della società di San Germano S.r.l. e della sua controllata totalitaria CMT S.p.A. (2.352 migliaia di euro), di Busseto Servizi (1.641 migliaia di euro) e di un ramo di azienda relativo alle attività di gestione degli impianti di trattamento rifiuti siti in provincia di La Spezia che ha interessato la controllata ReCos (9.039 migliaia di euro).

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 generatrice di flussi di cassa (Cash Generating Unit) cui gli stessi sono allocabili. Le Unità generatrici di flussi di cassa sono identificate con le singole Business Unit e corrispondono ai settori di attività rappresentati nella premessa delle presenti note e si basano sulla struttura direzionale e sul sistema di reporting interno del Gruppo.

Tale metodologia consente la verifica più efficace degli avviamenti e dei piani di investimento futuri e fornisce un'analisi omogenea alle informazioni comunicate al mercato.

La tabella che segue evidenzia l'allocazione della voce avviamento alle unità generatrici di flussi di cassa (Cash Generating Unit).

	migliaia di euro
	<b>30/06/2019</b>
Ambiente	15.459
Energia	4.686
Mercato	32.460
Reti	110.140
<b>Totale</b>	<b>162.745</b>

#### Cash Generating Unit Ambiente

Il valore dell'avviamento, pari a 15.459 migliaia di euro, si riferisce principalmente:

- all'acquisizione del controllo del un ramo di azienda relativo alle attività di gestione degli impianti di trattamento rifiuti siti in provincia di La Spezia avvenuta a gennaio del 2019 (9.039 migliaia di euro);
- all'acquisizione del controllo di ACAM Ambiente (gruppo ACAM) avvenuta nel mese di aprile del 2018 (2.572 migliaia di euro);
- all'acquisizione del controllo di San Germano S.r.l. e della sua controllata totalitaria CMT S.p.A. avvenuta nel mese di gennaio del 2019 (2.352 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 ReCos S.p.A. avvenuta nel mese di aprile del 2018 (597 migliaia di euro).

#### Cash Generating Unit Energia

Il valore dell'avviamento, pari a 4.686 migliaia di euro, si riferisce principalmente:

- all'acquisizione del controllo di Iren Rinnovabili di fine dicembre 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. L'avviamento pari a 3.544 migliaia di euro euro è stato rilevato come eccedenza tra il fair value del corrispettivo trasferito per l'acquisizione del controllo e il fair value delle attività identificabili acquisite e passività assunte identificabili alla data di acquisizione.
- al ramo d'azienda Gestione Servizi Calore trasferito nel 2017 dalla Cash Generating Unit Mercato alla Cash Generating Unit Energia (948 migliaia di euro).

#### Cash Generating Unit Mercato

Il valore dell'avviamento, pari a 32.460 migliaia di euro, si riferisce principalmente:

- alle quote azionarie di Enia Energia (ora fusa in Iren Mercato) acquisite da Sat Finanziaria S.p.A. e da Edison nel 2008 per un importo di 16.761 migliaia di euro;

- al ramo d'azienda acquisito da ENEL nel 2000 e riferito alle utenze elettriche della città di Parma per un importo di 7.421 migliaia di euro;
- all'acquisizione nel 2012 del ramo d'azienda da ERG Power & Gas relativo alla commercializzazione e la vendita di energia elettrica per un importo di 3.401 migliaia di euro;
- all'acquisizione del controllo di Spezia Energy Trading s.r.l. avvenuta nel mese di settembre del 2018 (2.694 migliaia di euro).

#### Cash Generating Unit Reti

Il valore dell'avviamento, pari a 110.140 migliaia di euro, si riferisce principalmente:

- 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 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;
- all'acquisizione del controllo di ACAM Acque (gruppo ACAM) avvenuta nel mese di aprile del 2018 (15.442 migliaia di euro);
- al ramo d'azienda acquisito da ENEL nel 2000 e riferito alle utenze elettriche della città di Parma per un importo di 3.023 migliaia di euro;
- all'acquisizione del controllo di Busseto Servizi avvenuta nel mese di gennaio del 2019 (1.641 migliaia di euro).

Come anticipato al paragrafo I "Contenuto e forma del bilancio semestrale abbreviato consolidato" della presente relazione, nel corso del primo semestre 2019, conformemente allo IAS 36, il Gruppo ha verificato l'inesistenza di *impairment* trigger specifici con particolare riferimento agli avviamenti.

#### **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 2019 è riportato in allegato.

Le variazioni intervenute nel semestre sono presentate nelle tabelle esposte nel seguito.

#### **Partecipazioni in società a controllo congiunto (joint venture)**

	31/12/2018	Svalutazioni per equity	30/06/2019
Acque Potabili	10.714	(497)	10.217
<b>TOTALE</b>	<b>10.714</b>	<b>(497)</b>	<b>10.217</b>

migliaia di euro

La società Acque Potabili, nel corso dell'esercizio 2018, ha dismesso l'ultima concessione della gestione del servizio idrico di cui era titolare e, al 30 giugno 2019, risulta essere priva di attività operative dirette.

## Partecipazioni in società collegate

	migliaia di euro					
	31/12/2018	Incrementi	Rivalutazioni- svalutazioni per equity	Distribuzione dividendi	Variazioni con effetto a PN	30/06/2019
A2A Alfa	-	-	-	-	-	-
Acos	10.928	-	827	-	-	11.755
Acos Energia	957	-	288	-	-	1.245
Acquaenna	3.219	100	534	-	(132)	3.721
Aguas de San Pedro	10.561	-	1.665	(433)	(705)	11.088
Aiga	-	-	-	-	-	-
Amat	-	-	-	-	-	-
Amter	913	-	136	(68)	-	981
Asa	34.184	-	316	-	1.914	36.414
Astea	23.424	-	852	(319)	17	23.974
Asti Energia Calore	127	-	39	-	-	166
BI Energia	1.009	-	(35)	-	-	974
Campo Base	9	-	-	-	-	9
CSP Innovazione nelle ICT	109	-	2	-	-	111
Domus Acqua	55	-	(6)	-	-	49
Fingas	-	-	-	-	-	-
Fratello Sole Energie Solidali	300	-	(8)	-	-	292
G.A.I.A.	14.705	-	360	(342)	-	14.723
Global Service	6	-	-	-	-	6
Iniziative Ambientali	459	-	6	-	-	465
Mondo Acqua	649	-	15	-	-	664
Nord Ovest Servizi	4.375	-	-	-	-	4.375
Rio Riazzone	146	-	-	-	-	146
SETA	10.800	-	-	-	-	10.800
Sinergie Italiane	-	-	-	-	-	-
Sosel	1.056	-	11	-	-	1.067
STU Reggiane	3.890	-	356	-	1.159	5.405
Tirana Acque	-	-	-	-	-	-
Valle Dora Energia	1.999	-	(109)	(121)	-	1.769
<b>TOTALE</b>	<b>123.880</b>	<b>100</b>	<b>5.249</b>	<b>(1.283)</b>	<b>2.253</b>	<b>130.199</b>

Relativamente alla partecipazione nella società Acquaenna si segnala che nel corso del semestre la quota di possesso è stata incrementata dal 46% al 48,5% con un investimento di 100 migliaia di euro.

Relativamente alla partecipazione in Sinergie Italiane, il cui valore contabile è nullo, si segnala il fondo rischi per 10.000 migliaia di euro stanziato a copertura del rischio di perdite relative alla partecipata.

Gli importi relativi alla colonna Variazioni con effetto a Patrimonio Netto sono dovuti principalmente ai versamenti effettuati in conto capitale dal Comune di Reggio Emilia nella partecipata STU Reggiane, alla differenza cambio (Aguas de San Pedro) e ai movimenti delle riserve di cash flow hedge e di quelle connesse a utili (perdite) attuariali per benefici ai dipendenti.

## 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 2019 è riportato in allegato.

Le variazioni intervenute nel semestre sono presentate nella tabella esposta nel seguito:

	31/12/2018	Incrementi	30/06/2019
A2A Scarl	7		7
Acque Potabili Siciliane	-		-
Aeroporto di Reggio Emilia	2		2
Alpen 2.0	100		100
ASQ Network	6		6
Aurora srl	3		3
Autostrade Centro Padane	1.248		1.248
BT Enia	2.110		2.110
C.R.P.A.	52		52
CIDIU	2.305		2.305
Consorzio C.I.M 4.0	-	3	3
Consorzio Leap	10		10
Consorzio Topix	5		5
Credito cooperativo reggiano	5		5
Emilbanca BCC	1		1
Environment Park	1.243		1.243
Fondo Core Multiutilities	100		100
RE Innovazione	12		12
SDB Società di biotecnologie	10		10
Stadio di Albaro	-		-
T.I.C.A.S.S.	4		4
<b>TOTALE</b>	<b>7.223</b>	<b>3</b>	<b>7.226</b>

## NOTA 7 \_CREDITI COMMERCIALI NON CORRENTI

La voce ammonta a 87.122 migliaia di euro (69.068 migliaia di euro al 31 dicembre 2018) e si riferisce principalmente:

- ai crediti del servizio idrico integrato per conguagli 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 (43.133 migliaia di euro al 30 giugno 2019, 43.323 migliaia di euro al 31 dicembre 2018);
- ai crediti 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 dei relativi crediti (14.452 migliaia di euro al 30 giugno 2019, 13.801 migliaia di euro al 31 dicembre 2018);
- ai 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 (25.617 migliaia di euro al 30 giugno 2019, 10.286 migliaia di euro al 31 dicembre 2018). Per maggiori

informazioni sulla posizione creditoria complessiva del Gruppo Iren nei confronti del Comune di Torino si rimanda alla nota 8 "Attività finanziarie non correnti".

#### NOTA 8\_ATTIVITA' FINANZIARIE NON CORRENTI

La voce pari a 145.154 migliaia di euro (147.867 migliaia di euro al 31 dicembre 2018) è composta da crediti finanziari, dalla valorizzazione degli strumenti derivati con fair value positivo e da titoli diversi dalle partecipazioni. Il dettaglio è evidenziato nella tabella seguente

	migliaia di euro	
	30/06/2019	31/12/2018
Crediti finanziari non correnti vs Collegate	10.199	9.882
Crediti finanziari non correnti vs soci parti correlate	122.092	127.447
Crediti finanziari non correnti vs altri	12.833	10.187
Fair value contratti derivati quota non corrente	9	315
Titoli diversi dalle partecipazioni	21	36
<b>Totale</b>	<b>145.154</b>	<b>147.867</b>

#### Crediti finanziari non correnti verso Collegate

Si riferiscono a crediti verso le società Acos (5.266 migliaia di euro), Acquaenna (3.832 migliaia di euro), Asti Energia Calore (1.080 migliaia di euro) e Campo Base (60 migliaia di euro). È inoltre presente un credito per 429 migliaia di euro verso la collegata AIGA che è stato completamente svalutato.

#### Crediti finanziari non correnti verso soci parti correlate

I crediti verso soci parti correlate, pari a 122.092 migliaia di euro (127.447 migliaia di euro al 31 dicembre 2018), riguardano crediti verso il Comune di Torino e sono relativi:

- alla quota a medio lungo termine dei crediti, comprensivi di interessi, inerenti al conto corrente che regola i rapporti tra le controllate AMIAT S.p.A., Iren Rinnovabili S.p.A. ed il Comune di Torino (104.029 migliaia di euro);
- 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 Rinnovabili S.p.A. nella città di Torino, per la quota a lungo termine (18.063 migliaia di euro). L'iscrizione dell'attività finanziaria 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.

Il trattamento contabile dell'accordo di conto corrente sopra richiamato determina una riduzione dei crediti commerciali rappresentata nel rendiconto finanziario come una generazione di flussi finanziari operativi, ed un corrispondente incremento dei crediti finanziari, rappresentato come un assorbimento di cassa nei flussi da attività di finanziamento.

Tali crediti fanno parte di una posizione complessiva di 205.791 migliaia di euro, ripartita fra diverse voci di bilancio in relazione alla classificazione secondo natura e scadenza: Crediti commerciali non correnti (Nota 7), Attività finanziarie non correnti (Nota 8), Crediti commerciali (Nota 12) ed Attività finanziarie correnti (Nota 15), come evidenziato dalla tabella esposta nel seguito.

La ripartizione dei crediti tra quota corrente e quota non corrente è stata fatta dagli amministratori in base ad una previsione dei tempi di incasso dei crediti stessi determinata 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	
	30/06/2019	31/12/2018
<b>Crediti commerciali non correnti</b>	<b>25.617</b>	<b>10.286</b>
Crediti commerciali per servizi per fatture emesse	22.258	59.841
Crediti commerciali per servizi per fatture da emettere	28.388	6.938
Crediti commerciali per forniture di energia elettrica e altro	4.578	2.086
Fondo svalutazione crediti commerciali	(69)	(62)
<b>Totale crediti commerciali correnti</b>	<b>55.155</b>	<b>68.803</b>
Crediti finanziari in conto corrente quota non corrente	100.132	108.726
Crediti finanziari per interessi quota non corrente	3.897	658
Crediti finanziari per servizi in concessione quota non corrente	18.063	18.063
<b>Totale crediti finanziari non correnti</b>	<b>122.092</b>	<b>127.447</b>
Crediti finanziari in conto corrente quota corrente	-	18.353
Crediti finanziari per interessi quota corrente	2.927	4.403
<b>Totale crediti finanziari correnti</b>	<b>2.927</b>	<b>22.756</b>
<b>Totale</b>	<b>205.791</b>	<b>229.292</b>

#### Crediti finanziari non correnti verso altri

Tra i crediti finanziari non correnti verso altri è compresa la quota a lungo termine del credito derivante dalla cessione del ramo di azienda costituito dalla rete di telecomunicazioni (TLC) presente in Emilia Romagna avvenuta nel corso del 2016 e del ramo d'azienda relativo alla gestione del servizio idrico integrato di due comuni del Bacino dell'ATO Veronese avvenuta nel corso del 2019.

#### 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 prezzi delle commodities.

#### Titoli diversi dalle partecipazioni

Ammontano a 21 migliaia di euro (36 migliaia di euro al 31 dicembre 2018) e si riferiscono a titoli a cauzione che sono valutati al costo ammortizzato (*amortised cost*) in quanto il modello di business prevede che l'attività finanziaria sia detenuta per incassare i relativi flussi di cassa che corrispondono unicamente al pagamento di capitale e interessi.

#### NOTA 9\_ALTRE ATTIVITA' NON CORRENTI

Il dettaglio è evidenziato nella tabella seguente:

	migliaia di euro	
	30/06/2019	31/12/2018
Depositi cauzionali	10.015	9.580
Crediti di natura tributaria oltre 12 mesi	13.985	12.995
Altre attività non correnti	13.790	15.770
Ratei e risconti attivi non correnti	3.921	4.785
<b>Totale</b>	<b>41.711</b>	<b>43.130</b>

I crediti per depositi cauzionali si riferiscono principalmente a somme versate da Iren Mercato alla partecipata Sinergie Italiane in relazione al contratto di fornitura di gas metano stipulato tra le parti.

I crediti di natura tributaria oltre i 12 mesi sono riferiti principalmente a crediti maturati a seguito dell'istanza di deduzione IRAP dalla base imponibile IRES (art. 2 comma 1 quater DL 6 dicembre 2011 n. 201).

Le altre attività non correnti includono crediti verso la CSEA (10.116 migliaia di euro) a titolo di rimborso per la rimodulazione del corrispettivo variabile a copertura dei costi di approvvigionamento del gas naturale sostenuti dagli operatori per servire i clienti finali in tutela negli anni termici 2010-2011 e 2011-2012.

I risconti attivi riguardano principalmente i costi prepagati, per la quota a lungo termine, relativi ai contratti servizio energia in capo alla controllata Iren Rinnovabili S.p.A..

#### NOTA 10\_ATTIVITÀ PER IMPOSTE ANTICIPATE

Ammontano a 382.212 migliaia di euro (360.298 migliaia di euro al 31 dicembre 2018) e si riferiscono alla fiscalità anticipata derivante da componenti di reddito fiscalmente deducibili nei futuri esercizi. Includono, inoltre, l'effetto fiscale anticipato sulle rettifiche effettuate in sede di conversione ai principi contabili internazionali.

#### ATTIVITÀ CORRENTI

#### NOTA 11\_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.

I lavori in corso su ordinazione si riferiscono principalmente ad attività svolte nei confronti del Comune di Torino.

La tabella che segue sintetizza le variazioni intervenute nel periodo di riferimento:

	migliaia di euro	
	<b>30/06/2019</b>	<b>31/12/2018</b>
Materie prime	68.896	78.397
Fondo svalutazione magazzino	(4.500)	(5.390)
<b>Valore netto</b>	<b>64.396</b>	<b>73.007</b>
Lavori in corso su ordinazione	783	792
<b>Totale</b>	<b>65.179</b>	<b>73.799</b>

La variazione delle rimanenze di materie prime di periodo consegue essenzialmente alla riduzione degli stoccaggi gas.

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 2019 non esistono rimanenze di magazzino impegnate a garanzia di passività.

## NOTA 12\_CREDITI COMMERCIALI

Il dettaglio è evidenziato nella tabella seguente:

	migliaia di euro	
	30/06/2019	31/12/2018
Crediti verso clienti	992.939	1.061.471
Fondo svalutazione crediti	(191.411)	(190.152)
<b>Crediti verso clienti netti</b>	<b>801.528</b>	<b>871.319</b>
Crediti commerciali verso joint ventures	463	932
Crediti commerciali verso collegate	15.526	12.810
Crediti commerciali verso soci parti correlate	90.302	90.452
Crediti commerciali verso altre parti correlate	5.051	8.385
Fondo svalutazione crediti verso soci parti correlate	(69)	(62)
<b>Totale</b>	<b>912.801</b>	<b>983.836</b>

Si segnala che al 30 giugno 2019 sono state effettuate operazioni di factoring con derecognition del credito per complessive 22.851 migliaia di euro (19.683 migliaia di euro al 31 dicembre 2018).

I crediti commerciali, al lordo del fondo svalutazione crediti, sono dettagliati per scadenza come segue:

	migliaia di euro	
	30/06/2019	31/12/2018
Non scaduti	770.098	877.269
Scaduti da 0 a 3 mesi	128.160	90.415
Scaduti da 3 a 12 mesi	70.877	68.708
Scaduti oltre 12 mesi	135.146	137.658
<b>Totale</b>	<b>1.104.281</b>	<b>1.174.050</b>

Nei crediti non scaduti sono compresi crediti per fatture da emettere per 489.407 migliaia di euro (481.081 migliaia di euro al 31 dicembre 2018) 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 esercizio.

### Crediti verso clienti

Sono relativi principalmente a crediti per fornitura di energia elettrica, gas, acqua, calore, di servizi ambientali e servizi diversi. Il saldo netto tiene conto del fondo svalutazione crediti, presentato nel seguito, pari a 191.411 migliaia di euro (190.152 migliaia di euro al 31 dicembre 2018).

### Crediti verso Joint venture

Si tratta di crediti che il Gruppo vanta verso le proprie joint ventures, consolidate con il metodo del patrimonio netto. Si riferiscono a normali operazioni commerciali, intrattenute a condizioni di mercato. Per maggiori dettagli si rimanda alla tabella dei rapporti con parti correlate riportata in allegato.

### Crediti verso imprese collegate

Si riferiscono a normali operazioni commerciali, intrattenute a condizioni di mercato. Per maggiori dettagli si rimanda alla tabella dei rapporti con parti correlate riportata in allegato.

### Crediti verso soci parti correlate

I crediti verso soci parti correlate si riferiscono a rapporti di natura commerciale condotti a normali condizioni di mercato con gli enti territoriali proprietari qualificati come parte correlata (Comuni di Genova, Parma, Piacenza, Reggio Emilia e Torino) e, in via marginale, verso la società FSU. Il saldo tiene conto del fondo svalutazione

crediti pari a 69 migliaia di euro (62 migliaia di euro al 31 dicembre 2018). Per maggiori dettagli si rimanda alla tabella dei rapporti con parti correlate riportata in allegato.

#### Crediti verso altre parti correlate

Riguardano 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, intrattenute a condizioni di mercato.

#### Fondo svalutazione crediti

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

	31/12/2018	Variatione area di consolidamento	Accantonamenti del periodo	Decrementi	Riclassifiche	30/06/2019
Fondo svalutazione crediti	190.152	1.911	16.845	(17.490)	(7)	191.411
Fondo svalutazione crediti vs soci parti correlate	62	-	-	-	7	69
<b>Totale</b>	<b>190.214</b>	<b>1.911</b>	<b>16.845</b>	<b>(17.490)</b>	<b>-</b>	<b>191.480</b>

La colonna variazione area di consolidamento si riferisce ai saldi acquisiti nel corso del semestre relativi alle società San Germano, CMT e Busseto Servizi.

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"). La voce "decrementi" si riferisce ad utilizzi per perdite su crediti.

#### NOTA 13\_CREDITI PER IMPOSTE CORRENTI

Ammontano a 7.209 migliaia di euro (11.445 migliaia di euro al 31 dicembre 2018) e comprendono i crediti verso l'erario per IRES e IRAP.

#### NOTA 14\_CREDITI VARI E ALTRE ATTIVITA' CORRENTI

Il dettaglio è evidenziato nella tabella seguente:

	30/06/2019	31/12/2018
Crediti per imposta governativa erariale/UTIF	889	3.640
Credito verso Erario per IVA	37.739	73.546
Altri crediti di natura tributaria	16.763	17.977
<b>Crediti tributari entro 12 mesi</b>	<b>55.391</b>	<b>95.163</b>
Crediti verso Cassa Servizi Energetici e Ambientali (CSEA)	75.495	49.965
Crediti per incentivo ex certificati verdi	36.939	46.558
Crediti per anticipi a fornitori	22.700	19.797
Altre attività correnti	31.657	21.917
<b>Altre attività correnti</b>	<b>166.791</b>	<b>138.237</b>
Ratei e risconti	29.071	8.479
<b>Totale</b>	<b>251.253</b>	<b>241.879</b>

Si segnala che al 30 giugno 2019 sono state effettuate operazioni di factoring con *derecognition* del credito per incentivo ex certificati verdi e per titoli di efficienza energetica per complessivi 19.115 migliaia di euro (46.077 migliaia di euro al 31 dicembre 2018).

Da un punto di vista procedurale, per l'esercizio 2019, la liquidazione dell'IVA di Gruppo ha comportato il trasferimento in capo alla controllante Iren S.p.A. di tutti gli obblighi relativi alle liquidazioni ed ai versamenti periodici IVA. Le società che partecipano alla procedura di liquidazione di gruppo, oltre alla capogruppo Iren S.p.A., sono le seguenti: Iren Energia, IRETI, Iren Mercato, Iren Ambiente, AMIAT, Iren Rinnovabili, Enia Solaris (incorporata in Iren Energia), Iren Acqua Tigullio, Iren Acqua, Greensource (incorporata in Iren Energia), Varsi Fotovoltaico (incorporata in Iren energia), Immobiliare delle Fabbriche, Iren Laboratori, Bonifica Autocisterne, REI (incorporata in Iren Ambiente), ASM Vercelli, Atena Trading, ACAM Ambiente, ACAM Acque, ReCos, Studio Alfa e Coin Consultech.

In relazione ai crediti verso la Cassa Servizi Energetici e Ambientali (CSEA) si segnala che una quota degli importi esposti potrebbe non essere esigibile entro i 12 mesi successivi.

## NOTA 15\_ATTIVITA' FINANZIARIE CORRENTI

Il dettaglio è evidenziato nella tabella seguente:

	migliaia di euro	
	30/06/2019	31/12/2018
Crediti finanziari verso collegate	5.092	4.130
Crediti finanziari verso Comuni soci parti correlate	2.927	22.756
Crediti finanziari verso altri	47.511	50.411
Attività per strumenti derivati correnti	172	1.478
<b>Totale</b>	<b>55.702</b>	<b>78.775</b>

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 collegate

La voce si riferisce principalmente a finanziamenti verso Acquaenna (1.491 migliaia di euro), BI Energia (739 migliaia di euro), STU Reggiane (487 migliaia di euro) e al rapporto di tesoreria accentrata verso Valle Dora Energia (397 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 soci parti correlate

Riguardano crediti per interessi verso il Comune di Torino a favore del Gruppo, e ammontano a 2.927 migliaia di euro (22.756 migliaia di euro al 31 dicembre 2018) e sono relativi ai rapporti tra le controllate AMIAT S.p.A. e Iren Rinnovabili ed il Comune di Torino.

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".

### Crediti finanziari verso altri

Si riferiscono per 39.333 migliaia di euro a depositi bancari vincolati della controllata TRM S.p.A. derivanti dal contratto di finanziamento che prevede di vincolare gli importi a servizio della rata in scadenza, degli oneri inerenti le compensazioni ambientali e delle manutenzioni straordinarie dell'impianto di termovalorizzazione. La restante parte si riferisce a depositi versati a garanzia per operare sui mercati future delle commodities, a ratei e risconti attivi aventi natura finanziaria e a crediti finanziari diversi.

### Attività per strumenti derivati correnti

Si riferiscono al *fair value* positivo dei contratti derivati sulle commodities.

## NOTA 16\_DISPONIBILITÀ LIQUIDE E MEZZI EQUIVALENTI

La voce disponibilità liquide e mezzi equivalenti risulta essere così costituita:

	migliaia di euro	
	30/06/2019	31/12/2018
Depositi bancari e postali	143.459	369.153
Denaro e valori in cassa	1.163	165
<b>Totale</b>	<b>144.622</b>	<b>369.318</b>

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.

## NOTA 17\_ATTIVITÀ DESTINATE AD ESSERE CEDUTE

Le attività destinate ad essere cedute sono valutate al minore tra il loro valore netto contabile e il *fair value* al netto dei costi di vendita e ammontano a 372.424 migliaia di euro (402.424 migliaia di euro al 31 dicembre 2018). La voce si riferisce:

- per 371.900 migliaia di euro (401.900 migliaia di euro al 31 dicembre 2018) al finanziamento concesso alla joint venture OLT Offshore LNG Toscana. A partire dal 31 dicembre 2018 la partecipazione in OLT Offshore LNG Toscana e il relativo finanziamento soci sono stati classificati tra le attività destinate ad essere cedute, come gruppo di attività in dismissione, in quanto il loro valore contabile sarà recuperato principalmente con un'operazione di vendita anziché con il loro uso continuativo. Nel corso dell'esercizio 2018 il Consiglio di Amministrazione si è impegnato in un programma, tuttora in corso, per la dismissione delle attività, attivandosi per individuare un acquirente, e ritiene la vendita altamente probabile. Il valore della partecipazione è stato azzerato nel corso dell'esercizio 2018 in quanto, sulla base di una fairness opinion redatta da esperti indipendenti, si ritiene che il fair value della partecipazione sia nullo. Come specificatamente indicato dall'IFRS 5, il credito finanziario, ancorché classificato tra le attività destinate ad essere cedute, continua ad essere valutato secondo le regole dell'IFRS 9 e in particolare al costo ammortizzato dal momento che il modello di business della società prevede che l'attività finanziaria sia detenuta per incassare i flussi di cassa esclusivamente relativi a capitale ed interessi. L'importo del finanziamento soci si è ridotto rispetto al 31 dicembre 2018 a seguito dei rimborsi effettuati dalla partecipata.
- per 226 migliaia di euro (invariato rispetto al 31 dicembre 2018) alle attività nette inerenti la concessione, scaduta il 31 marzo 2017, del servizio idrico integrato del Comune di Saint Vincent (AO) per la quale è in corso di definizione il subentro del nuovo gestore;
- per 140 migliaia di euro (invariato rispetto al 31 dicembre 2018) alla partecipazione in Plurigas in liquidazione. La partecipazione è stata classificata tra le attività destinate ad essere cedute in quanto nel corso del 2014 si è conclusa l'attività operativa della società;
- per 158 migliaia di euro (invariato rispetto al 31 dicembre 2018) alla società collegata Piana Ambiente.

Inoltre, tra le attività destinate ad essere cedute è presente la partecipazione in Fata Morgana già completamente svalutata in periodi precedenti.

## PASSIVO

### NOTA 18\_PATRIMONIO NETTO

Il patrimonio netto risulta essere così composto:

	migliaia di euro	
	30/06/2019	31/12/2018
Capitale sociale	1.300.931	1.300.931
Riserve e Utili (Perdite) a nuovo	738.815	642.396
Risultato netto del periodo	150.638	242.116
<b>Totale patrimonio netto attribuibile agli azionisti</b>	<b>2.190.384</b>	<b>2.185.443</b>
Capitale e riserve attribuibili alle minoranze	334.501	345.807
Utile (perdita) attribuibile alle minoranze	13.598	31.121
<b>Totale patrimonio netto consolidato</b>	<b>2.538.483</b>	<b>2.562.371</b>

#### Capitale sociale

Il capitale sociale, invariato rispetto al 31 dicembre 2018, 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.

In data 5 aprile 2019 l'Assemblea degli Azionisti di Iren S.p.A. ha autorizzato il Consiglio di Amministrazione ad eseguire il programma di acquisto di azioni proprie della Società finalizzato ad acquistare un numero massimo di azioni pari a n. 26.000.000, tale comunque da non eccedere il 2% del capitale sociale. Il programma è stato avviato in data 14 maggio e fino al 30 giugno sono state acquistate n. 3.567.507 azioni per un corrispettivo complessivo di 7.959 migliaia di euro esposto a riduzione del patrimonio netto all'interno della voce "Riserve e Utili (Perdite) a nuovo".

Per maggiori dettagli sull'operazione si rimanda a quanto riportato nei "Fatti di rilievo del periodo" della Relazione sulla gestione.

#### Riserve e Utili (Perdite) a nuovo

Il dettaglio della voce è riportato nella tabella seguente:

	migliaia di euro	
	30/06/2019	31/12/2018
Azioni proprie	(7.959)	-
Riserva sovrapprezzo azioni	133.019	133.019
Riserva legale	64.642	58.346
Riserva copertura flussi finanziari	(46.658)	(17.353)
Altre riserve e Utile (perdite) accumulate	595.771	468.384
<b>Totale riserve</b>	<b>738.815</b>	<b>642.396</b>

#### 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 primo semestre 2019 sono variate principalmente per il riporto a nuovo degli utili dell'esercizio 2018 non distribuiti (+126.825 migliaia di euro).

Per maggiori dettagli si rimanda al prospetto delle variazioni delle voci di patrimonio netto.

## **PASSIVITA' NON CORRENTI**

### **NOTA 19\_PASSIVITA' FINANZIARIE NON CORRENTI**

Ammontano complessivamente a 3.065.955 migliaia di euro (3.013.303 migliaia di euro al 31 dicembre 2018):

#### **Obbligazioni**

Ammontano a 2.187.355 migliaia di euro (2.185.550 migliaia di euro al 31 dicembre 2018). La voce è interamente costituita da posizioni della Capogruppo riferite ad emissioni di Private Placement e Public Bond, contabilizzate a costo ammortizzato, a fronte di un complessivo importo nominale in circolazione al 30 giugno 2019 di 2.209.340 migliaia di euro (2.209.340 anche al 31 dicembre 2018).

- Private Placement: Notes scadenza 2020, cedola 4,37%, importo di emissione 260 milioni di euro, in circolazione al 30 giugno 2019 per 167.870 migliaia di euro a seguito di riacquisti (Tender Offer) eseguiti nel 2015, 2016 e 2017 (importo a costo ammortizzato 167.806 migliaia di euro).
- Public Bond: a) Notes scadenza 2021, cedola 3%, importo di emissione 300 milioni di euro, in circolazione al 30 giugno 2019 per 181.836 migliaia di euro a seguito delle operazioni di riacquisto sopra esposte (importo a costo ammortizzato 181.053 migliaia di euro); b) Notes scadenza 2022, cedola 2,75%, importo di emissione 500 milioni di euro, in circolazione al 30 giugno 2019 per 359.634 migliaia di euro a seguito di tender offer del 2016 e 2017 (importo a costo ammortizzato 357.684 migliaia di euro); c) Notes scadenza 2024, cedola 0,875%, importo 500 milioni di euro, interamente in circolazione (importo a costo ammortizzato 495.171 migliaia di euro); d) Green Bond scadenza 2027, cedola 1,5%, importo 500 milioni di euro, interamente in circolazione (importo a costo ammortizzato 491.465 migliaia di euro); e) Green Bond scadenza 2025, cedola 1,95%, importo 500 milioni di euro, interamente in circolazione (importo a costo ammortizzato 494.175 migliaia di euro).

I prestiti obbligazionari sono stati sottoscritti da investitori istituzionali italiani ed esteri e sono quotati alla Borsa Irlandese; ai Public Bond è attribuito rating Fitch.

La variazione del complessivo valore contabile rispetto al 31 dicembre 2018 è dovuta all'imputazione degli oneri finanziari di competenza, calcolati sulla base del metodo del costo ammortizzato secondo i principi IAS/IFRS.

### Debiti finanziari non correnti verso istituti di credito

I finanziamenti a medio lungo termine riguardano esclusivamente la quota a lungo dei mutui/linee di finanziamento a scadenza oltre 12 mesi, concessi dagli istituti finanziari ed ammontano a 687.060 migliaia di euro (743.902 migliaia di euro al 31 dicembre 2018).

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, come illustrato nella tabella che segue:

	migliaia di euro		
	a tasso fisso	a tasso variabile	TOTALE
tasso min/max	2,79% - 5,151%	0,00% - 0,529%	
periodo di scadenza	2020-2027	2020-2032	
1.1.2020 – 31.12.2020	18.966	43.226	62.192
1.1.2021 – 31.12.2021	19.580	51.158	70.738
1.1.2022 – 31.12.2022	19.954	82.936	102.890
1.1.2023 – 31.12.2023	20.551	50.186	70.736
successivi	67.237	313.266	380.504
<b>Totale debiti oltre 12 mesi al 30/06/2019</b>	<b>146.288</b>	<b>540.772</b>	<b>687.060</b>
<b>Totale debiti oltre 12 mesi al 31/12/2018</b>	<b>157.093</b>	<b>586.809</b>	<b>743.902</b>

I finanziamenti sono tutti denominati in euro.

Le movimentazioni dei finanziamenti a medio lungo termine avvenute nel corso dell'esercizio sono qui di seguito riepilogate:

	migliaia di euro					
	31/12/2018					30/06/2019
	Totale debiti oltre 12 mesi	Incrementi	Variazione area consolidamento	Riduzioni	Variazione costo ammortizzato	Totale debiti oltre 12 mesi
- a tasso fisso	157.093	750	0	(11.592)	37	146.288
- a tasso variabile	586.809	0	0	(46.125)	88	540.772
<b>TOTALE</b>	<b>743.902</b>	750	0	<b>(57.717)</b>	<b>125</b>	<b>687.060</b>

Il totale dei debiti a medio lungo termine al 30 giugno 2019 risulta in complessiva riduzione rispetto al 31 dicembre 2018, per effetto di:

- erogazione di un finanziamento alla Società consolidata Studio Alfa S.p.A. per 750 migliaia di euro;
- riduzione per 57.717 migliaia di euro per la classificazione a breve termine delle quote dei finanziamenti in scadenza entro i prossimi 12 mesi;
- incremento per 125 migliaia di euro per la contabilizzazione al costo ammortizzato dei finanziamenti.

### Altre passività finanziarie

Ammontano a 191.540 migliaia di euro (83.851 migliaia di euro al 31 dicembre 2018) e si riferiscono:

- per 94.879 migliaia di euro (1.867 migliaia di euro al 31 dicembre 2018) a debiti per contratti di leasing, incrementati a seguito dell'applicazione dell'IFRS 16;
- per 89.314 migliaia di euro (75.500 migliaia di euro al 31 dicembre 2018) 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 dei prezzi delle commodities (per il commento si rinvia al paragrafo "Gestione dei rischi finanziari del Gruppo");
- per 5.364 migliaia di euro (6.228 migliaia di euro al 31 dicembre 2018) alla quota a lungo termine del debito conseguente all'operazione di acquisizione del diritto d'uso del 25% della capacità complessiva della rete TLC ceduta a BT Enia;
- per 1.983 migliaia di euro (256 migliaia di euro al 31 dicembre 2018) a debiti finanziari diversi.

## NOTA 20\_BENEFICI AI DIPENDENTI

Nel corso del primo semestre 2019 hanno avuto la seguente movimentazione:

	migliaia di euro
<b>Valore al 31/12/2018</b>	<b>108.109</b>
Obbligazioni maturate per l'attività prestata nel periodo	819
Oneri finanziari	1.088
Erogazioni dell'esercizio	(6.911)
Variazione area di consolidamento	2.318
<b>Valore al 30/06/2019</b>	<b>105.423</b>

La riga variazione area di consolidamento si riferisce ai saldi acquisti nel corso del semestre relativi alle società San Germano, CMT e Busseto Servizi e al ramo d'azienda relativo alle attività di gestione degli impianti di trattamento rifiuti siti in provincia di La Spezia che ha interessato la controllata ReCos.

Le passività per benefici a dipendenti sono costituite da:

### Trattamento di fine rapporto (TFR)

Nel corso del primo semestre 2019 il TFR ha avuto la seguente movimentazione:

	migliaia di euro
<b>Valore al 31/12/2018</b>	<b>91.534</b>
Obbligazioni maturate per l'attività prestata nel periodo	732
Oneri finanziari	954
Erogazioni dell'esercizio	(3.266)
Variazione area di consolidamento	2.318
<b>Valore al 30/06/2019</b>	<b>92.272</b>

### Altri benefici

Nel seguito viene presentata la composizione e la movimentazione del semestre per i piani a benefici definiti diversi dal TFR analizzato in precedenza.

#### Mensilità aggiuntive (premio anzianità)

	migliaia di euro
<b>Valore al 31/12/2018</b>	<b>2.544</b>
Obbligazioni maturate per l'attività prestata nel periodo	45
Oneri finanziari	25
<b>Valore al 30/06/2019</b>	<b>2.614</b>

#### Premio fedeltà

	migliaia di euro
<b>Valore al 31/12/2018</b>	<b>3.270</b>
Obbligazioni maturate per l'attività prestata nel periodo	42
Oneri finanziari	20
Erogazioni dell'esercizio	(66)
<b>Valore al 30/06/2019</b>	<b>3.266</b>

## Agevolazioni tariffarie

	migliaia di euro
<b>Valore al 31/12/2018</b>	<b>4.828</b>
Oneri finanziari	55
Erogazioni dell'esercizio	(180)
<b>Valore al 30/06/2019</b>	<b>4.703</b>

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.

## Fondo Premungas

	migliaia di euro
<b>Valore al 31/12/2018</b>	<b>2.643</b>
Oneri finanziari	34
Erogazioni dell'esercizio	(250)
<b>Valore al 30/06/2019</b>	<b>2.427</b>

## Fondo benefici ex dipendenti

Il fondo ammonta a 141 migliaia di euro (3.290 migliaia di euro al 31 dicembre 2018) e accoglie gli importi che saranno erogati una tantum ai dipendenti in stato di quiescenza in sostituzione dello sconto energia non più riconosciuto a partire dal 1° ottobre 2017.

## **Ipotesi attuariali**

La valutazione delle passività esposte in precedenza è effettuata da attuari indipendenti in occasione della predisposizione del bilancio consolidato di fine anno 2018.

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	1,20% - 1,60%
Tasso annuo di inflazione	1,50%
Tasso annuo incremento TFR	2,50%

## NOTA 21\_FONDI PER RISCHI ED ONERI

Il dettaglio è esposto nella seguente tabella e si riferisce sia alla quota corrente che alla quota non corrente:

	Saldo iniziale	Variazione area di consolidamento	Incrementi	Decrementi	(Proventi) oneri da attualizzazione	Saldo finale	Quota corrente
Fondo ripristino beni di terzi e opere devolvibili	165.529	-	5.832	(451)	(533)	170.377	2.072
Fondi post mortem	45.152	-	-	(1.484)	666	44.334	7.667
Fondo smantellamento e bonifica area	29.932	-	4.217	(26)	559	34.682	214
Fondo oneri esodo personale	42.602	-	-	(10.862)	-	31.740	676
Fondo rischi su partecipazioni	10.065	-	-	-	-	10.065	10.065
Altri fondi per rischi ed oneri	236.104	6.041	39.887	(53.082)	-	228.950	69.202
<b>Totale</b>	<b>529.384</b>	<b>6.041</b>	<b>49.936</b>	<b>(65.905)</b>	<b>692</b>	<b>520.148</b>	<b>89.896</b>

migliaia di euro

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 3,76%.

La colonna "variazione area di consolidamento" si riferisce ai saldi acquisti nel corso del semestre relativi alle società San Germano e CMT.

### **Fondo ripristino beni di terzi e opere devolvibili**

Il fondo ripristino beni di terzi si riferisce alla passività che, in caso di riassegnazione a terzi delle concessioni del servizio idrico relativo agli ATO di Parma, Piacenza e Reggio Emilia, verrà dedotta dal corrispettivo che dovrà essere versato al Gruppo dal nuovo gestore entrante. Tale passività viene stimata in funzione dell'ammortamento del complesso dei beni e delle dotazioni afferenti il suddetto ciclo idrico integrato, che per effetto delle operazioni di scissione effettuate nel 2005 dalle tre società AGAC, Tesa e AMPS (poi confluite nella ex Enia) sono stati conferiti nei bilanci di tre società patrimoniali di proprietà interamente pubblica, come previsto dall'art. 113, comma 13 del T.U.E.L. Tale complesso di beni viene utilizzato per svolgere il servizio idrico a fronte della corresponsione di un canone e con l'impegno contrattuale a costituire il suddetto fondo.

Il fondo ripristino opere devolvibili rappresenta una stima dell'onere necessario per la restituzione dei beni in concessione del settore idroelettrico in perfette condizioni di funzionamento.

### **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 in particolare agli utilizzi a fronte di costi sostenuti nella fase di post-esercizio fino alla completa mineralizzazione del rifiuto, nonché alla riconversione a "verde" 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 del Gruppo nonché la stima degli oneri da sostenere in relazione alla futura bonifica dei terreni relativi all'area ex-AMNU, su cui era presente un forno inceneritore.

### **Fondo oneri esodo personale**

Il fondo si riferisce agli oneri legati all'esodo di una parte del personale dipendente e trae origine dalle risultanze di accordi fra il Gruppo Iren e le Organizzazioni Sindacali 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, colmando in parte il ritardo nella cessazione del rapporto di lavoro venutosi a determinare dopo la riforma del sistema previdenziale.

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.

#### **Fondi rischi su partecipazioni**

La voce si riferisce principalmente ai rischi di futuri oneri derivanti dalla gestione della partecipata Sinergie Italiane.

#### **Altri fondi per rischi e oneri**

L'ammontare del fondo si riferisce principalmente ai rischi probabili di maggiori oneri inerenti la realizzazione di impianti attualmente già completati o ancora da ultimare, alla stima dell'IMU/ICI da versare sul valore degli impianti delle centrali calcolata come previsto dall'articolo 1-quinquies del Decreto legge n. 44 del 31 marzo 2005, alla stima degli oneri relativi alla restituzione delle quote di emissione, agli oneri per compensazioni ambientali, a rischi di natura regolatoria e a probabili oneri inerenti contenziosi vari.

La parte corrente riferita ai fondi sopra descritti è esposta nella voce "fondi quota corrente" (nota 28).

#### **NOTA 22\_PASSIVITA' PER IMPOSTE DIFFERITE**

Le passività per imposte differite, pari a 218.410 migliaia di euro (211.553 migliaia di euro al 31 dicembre 2018), 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 23\_DEBITI VARI E ALTRE PASSIVITA' NON CORRENTI**

Sono composti come riportato nella tabella seguente:

	migliaia di euro	
	<b>30/06/2019</b>	<b>31/12/2018</b>
Debiti oltre 12 mesi	50.280	49.872
Risconti passivi per contributi c/impianto - non correnti	423.179	421.090
Ratei e risconti passivi non correnti	3.028	3.816
<b>Totale</b>	<b>476.487</b>	<b>474.778</b>

La voce "Debiti oltre 12 mesi" si riferisce ad anticipi versati da utenti a garanzia sulla fornitura di acqua, alle somme relative ad esercizi precedenti da versare per la cassa integrazione guadagni (CIG), per la cassa integrazione guadagni straordinaria (CIGS) e per la mobilità e a debiti di natura tributaria per imposte sostitutive da versare oltre i 12 mesi dalla data del bilancio.

Tra i risconti passivi per contributi in conto impianti sono compresi gli importi relativi ai contributi di allacciamento per un importo pari a 192.919 migliaia di euro e alla componente Fo.N.I. (Fondo Nuovi Investimenti), per un importo pari a 50.237 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 8.413 e 2.497 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 24\_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	
	30/06/2019	31/12/2018
Obbligazioni	-	89.069
Debiti verso istituti di credito	121.774	288.556
Debiti finanziari verso società collegate	-	2.734
Debiti finanziari verso soci parti correlate	3.867	3.308
Debiti finanziari per leasing	11.028	344
Debiti finanziari verso altri	24.970	34.079
Passività per strumenti derivati correnti	59.622	19.273
<b>Totale</b>	<b>221.261</b>	<b>437.363</b>

#### Obbligazioni

Non presenti al 30 giugno 2019, mentre l'importo al 31 dicembre 2018 si riferiva ad un Private Placement rimborsato alla scadenza contrattuale di febbraio 2019.

#### Debiti finanziari verso istituti di credito

I debiti verso istituti di credito a breve termine sono così suddivisi:

	migliaia di euro	
	30/06/2019	31/12/2018
Mutui – quota a breve	88.405	274.604
Altri debiti verso banche a breve	240	44
Ratei e risconti passivi finanziari	33.129	13.908
<b>Totale</b>	<b>121.774</b>	<b>288.556</b>

#### Debiti finanziari verso collegate

Non presenti al 30 giugno 2019, mentre al 31 dicembre 2018 si riferivano a debiti verso la società Valle Dora Energia per il rapporto di tesoreria accentrata in capo ad Iren S.p.A..

#### 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

Riguardano debiti verso società di factoring per le quote incassate dai clienti e da versare al factor (19.724 migliaia di euro), debiti per dividendi ad azionisti (4.831 migliaia di euro) ed importi singolarmente meno significativi.

### 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 25\_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	
	30/06/2019	31/12/2018
Debiti verso fornitori	761.523	860.574
Debiti commerciali verso joint venture	306	349
Debiti commerciali verso collegate	7.198	14.237
Debiti commerciali verso soci parti correlate	16.288	13.054
Debiti commerciali verso altre parti correlate	4.106	4.426
Acconti esigibili entro 12 mesi	6.339	5.506
Depositi cauzionali entro 12 mesi	15.902	16.782
Vincoli da rimborsare entro 12 mesi	10	10
<b>Totale</b>	<b>811.672</b>	<b>914.938</b>

La diminuzione dei debiti commerciali rispetto al 31 dicembre 2018 è dovuta principalmente alla riduzione dei debiti verso fornitori conseguente all'andamento della stagionalità termica.

### NOTA 26\_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	
	30/06/2019	31/12/2018
Debito per IVA	2.335	4.242
Debito per imposta governativa erariale/UTIF	23.922	6.355
Debiti per IRPEF	1.527	1.230
Altri debiti tributari	28.451	28.945
<b>Debiti tributari entro 12 mesi</b>	<b>56.235</b>	<b>40.772</b>
Debiti verso dipendenti	50.697	42.620
Debiti verso Cassa Servizi Energetici e Ambientali (CSEA)	92.160	51.964
Debiti verso istituti previdenziali entro 12 mesi	26.132	22.072
Altre passività correnti	83.080	105.985
<b>Altri debiti entro 12 mesi</b>	<b>252.069</b>	<b>222.641</b>
Ratei e Risconti passivi	19.295	20.872
<b>Totale</b>	<b>327.599</b>	<b>284.285</b>

L'incremento dei debiti per imposta governativa erariale è dovuto alle dinamiche dei versamenti in acconto e in saldo che sono influenzate dai volumi di fatturazione dell'esercizio di competenza e dell'esercizio precedente.

L'incremento 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 canoni di depurazione e ai debiti per canone RAI riscosso in bolletta.

#### NOTA 27\_DEBITI PER IMPOSTE CORRENTI

La voce “Debiti per imposte correnti”, che risulta pari a 98.978 migliaia di euro (32.049 migliaia di euro al 31 dicembre 2018), è composta da debiti IRES e IRAP che includono la stima delle imposte del semestre corrente.

#### NOTA 28\_FONDI PER RISCHI ED ONERI QUOTA CORRENTE

La voce ammonta a 89.896 migliaia di euro (89.887 migliaia di euro al 31 dicembre 2018) e si riferisce alla quota a breve dei fondi, così suddivisa:

- fondo oneri per compensazioni ambientali per 15.421 migliaia di euro;
- fondo oneri relativi all’obbligo di restituzione delle quote di emissione per 35.718 migliaia di euro;
- fondo rischi partecipazioni per 10.000 migliaia di euro, riferito alla collegata Sinergie Italiane;
- fondo ripristino opere devolvibili per 2.072 migliaia di euro;
- fondo smantellamento e bonifica aree e fondi post-mortem per 7.881 migliaia di euro, che si prevedono di utilizzare entro i 12 mesi successivi;
- altri fondi rischi per 18.804 migliaia di euro.

Per maggiori dettagli sulla composizione e movimentazione dei fondi per rischi ed oneri si rimanda alla nota 21.

#### NOTA 29\_PASSIVITA' CORRELATE AD ATTIVITA' DESTINATE AD ESSERE CEDUTE

Non sono presenti passività correlate ad attività destinate ad essere cedute al 30 giugno 2019.

#### 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	
	<b>30/06/2019</b>	<b>31/12/2018</b>
Attività finanziarie a medio e lungo termine	(145.154)	(147.867)
Indebitamento finanziario a medio e lungo termine	3.065.955	3.013.303
<b>Indebitamento finanziario netto a medio e lungo termine</b>	<b>2.920.801</b>	<b>2.865.436</b>
Attività finanziarie a breve termine	(572.224)	(849.993)
Indebitamento finanziario a breve termine	221.261	437.363
<b>Indebitamento finanziario netto a breve termine</b>	<b>(350.963)</b>	<b>(412.630)</b>
<b>Indebitamento finanziario netto</b>	<b>2.569.838</b>	<b>2.452.806</b>

### Dettaglio Posizione Finanziaria Netta verso parti correlate

Le attività finanziarie a lungo termine sono relative per 122.092 migliaia di euro a crediti verso il Comune di Torino e per 10.198 migliaia di euro a crediti verso società collegate.

Le attività finanziarie a breve termine sono relative per 2.927 migliaia di euro a crediti verso il Comune di Torino, per 371.900 migliaia di euro a crediti verso la joint venture OLT Offshore e per 4.592 migliaia di euro a crediti verso società collegate.

Le passività finanziarie a breve termine sono relative per 3.867 migliaia di euro a debiti verso il Comune di Torino.

Si riporta di seguito la posizione finanziaria netta secondo la struttura proposta dalla raccomandazione ESMA del 10 febbraio 2005 recepita con comunicazione Consob del 28 luglio 2006 che non include le attività finanziarie a lungo termine.

	migliaia di euro	
	30/06/2019	31/12/2018
A. Cassa	(144.622)	(369.318)
B. Altre disponibilità liquide (dettagli)	-	-
C. Titoli detenuti per la negoziazione	-	-
<b>D. Liquidità (A) + (B) + (C)</b>	<b>(144.622)</b>	<b>(369.318)</b>
<b>E. Crediti finanziari correnti</b>	<b>(427.602)</b>	<b>(480.675)</b>
F. Debiti bancari correnti	33.369	13.952
G. Parte corrente dell'indebitamento non corrente	88.405	363.673
H. Altri debiti finanziari correnti	99.487	59.738
<b>I. Indebitamento finanziario corrente (F)+(G)+(H)</b>	<b>221.261</b>	<b>437.363</b>
<b>J. Indebitamento finanziario corrente netto (I) – (E) – (D)</b>	<b>(350.963)</b>	<b>(412.630)</b>
K. Debiti bancari non correnti	687.060	743.902
L. Obbligazioni emesse	2.187.355	2.185.550
M. Altri debiti non correnti	191.540	83.851
<b>N. Indebitamento finanziario non corrente (K) + (L) + (M)</b>	<b>3.065.955</b>	<b>3.013.303</b>
<b>O. Indebitamento finanziario netto (J) + (N)</b>	<b>2.714.992</b>	<b>2.600.673</b>

Nella tabella seguente viene riportata la movimentazione del semestre delle passività finanziarie correnti e non correnti.

	migliaia di euro
<b>Passività finanziari correnti e non correnti 31.12.2018</b>	<b>3.450.666</b>
Rimborso di finanziamenti a medio lungo termine	(331.451)
Passività acquisite a seguito di variazione area di consolidamento	7.290
Variazione debiti per leasing	104.109
Variazione di fair value strumenti derivati	54.163
Altre variazioni	2.439
<b>Passività finanziari correnti e non correnti 30.06.2019</b>	<b>3.287.216</b>

## VIII. INFORMAZIONI SUL CONTO ECONOMICO

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

A partire dal 1° gennaio 2019 il conto economico consolidato del Gruppo accoglie le grandezze economiche delle società San Germano, CMT e Busseto Servizi; i risultati economici del primo semestre 2019 sono quindi influenzati dall'inclusione di tali grandezze nel perimetro di consolidamento.

Si segnala inoltre che le voci di conto economico comprendono, lungo l'intero arco temporale in oggetto, i risultati delle società del Gruppo ACAM, di ReCos S.p.A., di Maira, di Formaira e di Spezia Energia Trading. Nel primo semestre 2018 le voci di conto economico del Gruppo ACAM e di ReCos S.p.A. erano incluse a partire dal 1° aprile, mentre quelle di Maira, di Formaira e di Spezia Energia Trading non erano presenti in quanto consolidate a partire da settembre 2018.

### RICAVI

#### NOTA 30\_RICAVI PER BENI E SERVIZI

La voce in questione risulta pari a 2.153.312 migliaia di euro (1.771.999 migliaia di euro nel primo semestre 2018). Per maggiori dettagli sull'andamento dei ricavi per settori di attività si rimanda alle tabelle del paragrafo X "Informativa per settori di attività".

#### NOTA 31\_VARIAZIONE DEI LAVORI IN CORSO

La voce, negativa, ammonta a 9 migliaia di euro (+27 migliaia di euro di euro nel primo semestre 2018) e si riferisce prevalentemente alla contabilizzazione dell'avanzamento lavori svolti per il Comune di Torino.

#### NOTA 32\_ALTRI PROVENTI

Gli altri proventi ammontano complessivamente a 84.954 migliaia di euro (164.930 migliaia di euro nel primo semestre 2018) 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 2019	I semestre 2018
Contributi c/impianto	5.566	4.917
Contributi allacciamento	4.405	3.417
Altri contributi	1.385	354
<b>Totale</b>	<b>11.356</b>	<b>8.688</b>

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 2019	I semestre 2018
Ricavi titoli ETS	-	1.276
Ricavo incentivo ex-Certificati Verdi	31.049	46.580
Ricavi Titoli di Efficienza Energetica (Certificati Bianchi)	24.842	96.452
<b>Totale</b>	<b>55.891</b>	<b>144.308</b>

Si segnala che nel primo semestre 2018 erano presenti ricavi da Certificati Bianchi per 59.735 migliaia di euro derivanti dal riconoscimento di titoli di efficienza energetica per periodi pregressi.

## Proventi diversi

	migliaia di euro	
	I semestre 2019	I semestre 2018
Ricavi da contratti di servizio	1.177	2.828
Ricavi da affitti attivi e noleggi	766	635
Plusvalenze da alienazione di beni	952	814
Recuperi assicurativi	342	156
Rimborsi diversi	3.128	2.944
Altri ricavi e proventi	11.342	4.557
<b>Totale</b>	<b>17.707</b>	<b>11.934</b>

## COSTI

### NOTA 33\_COSTI MATERIE PRIME, SUSSIDIARIE, DI CONSUMO E MERCI

La voce in oggetto si compone delle seguenti voci:

	migliaia di euro	
	I semestre 2019	I semestre 2018
Acquisto energia elettrica	286.065	164.390
Acquisto gas	410.545	391.625
Acquisto calore	120	105
Acquisto altri combustibili	-	41
Acquisto Acqua	1.899	1.508
Altre materie prime e materiali magazzino	44.356	35.449
Titoli ETS	35.718	15.404
Certificati bianchi	5.342	22.525
Variazione delle rimanenze	9.297	(5.312)
<b>Totale</b>	<b>793.342</b>	<b>625.735</b>

I costi per materie prime, sussidiarie, di consumo e merci si incrementano di 167.607 migliaia di euro. L'aumento dei costi di acquisto di energia elettrica è dovuto principalmente all'incremento dei volumi. La variazione dei costi per Emission trading rispetto al semestre precedente consegue all'incremento dei prezzi di tali titoli.

La variazione dei costi per Certificati bianchi è dovuta sia alla riduzione delle quantità acquistate, sia alla contrazione dei prezzi di tali titoli.

La variazione delle rimanenze è influenzata dalla riduzione degli stoccaggi gas.

#### NOTA 34\_PRESTAZIONI DI SERVIZI E GODIMENTO BENI DI TERZI

I costi per prestazioni di servizi ammontano a 705.752 migliaia di euro e (576.619 migliaia di euro nel primo semestre 2018) e sono dettagliati nella tabella seguente.

	migliaia di euro	
	I semestre 2019	I semestre 2018
Trasporto energia elettrica e oneri sistema elettrico	377.166	286.158
Vettoriamiento gas	40.197	41.482
Lavori di terzi, manutenzioni e prestazioni industriali	100.898	91.906
Raccolta e smaltimento, spazzamento neve, verde pubblico	96.447	82.976
Costi relativi al personale (mensa, formazione, trasferte)	5.566	4.978
Consulenze tecniche, amministrative commerciali e spese pubblicitarie	25.748	18.472
Spese legali e notarili	922	1.388
Assicurazioni	7.223	7.186
Spese bancarie	3.876	3.784
Spese telefoniche	3.619	3.084
Spese per informatica	17.615	14.989
Servizi di lettura e bollettazione	6.865	5.640
Compensi Collegio Sindacale	416	387
Altri costi per servizi	19.194	14.189
<b>Totale costi per servizi</b>	<b>705.752</b>	<b>576.619</b>

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.

I costi per godimento beni di terzi ammontano a 17.597 migliaia di euro (in diminuzione rispetto ai 21.571 migliaia di euro nel primo semestre 2018). Nel periodo in analisi la voce comprende principalmente i canoni corrisposti al gestore unico dell'Ambito Genovese, canoni corrisposti alle società proprietarie degli assets del servizio idrico integrato dei comuni di Parma, Piacenza e Reggio Emilia.

Nel primo semestre 2018 la voce comprendeva inoltre canoni per leasing immobiliare (comprensivi dell'affitto dei fabbricati dal Fondo Core Multiutilities), noleggi a lungo termine (inclusi quelli riferiti ad automezzi) e affitti vari. Tali oneri, a partire dal 1° gennaio 2019, e senza rideterminazione del periodo comparativo, non vengono più rilevati a conto economico e, in applicazione dell'IFRS 16 le passività e i diritti d'uso inerenti ai beni a cui essi si riferiscono sono rilevati nello stato patrimoniale.

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 35\_ONERI DIVERSI DI GESTIONE

Gli oneri diversi di gestione ammontano a 34.831 migliaia di euro (25.344 migliaia di euro nel primo semestre 2018) e sono dettagliati nella tabella seguente:

	migliaia di euro	
	I semestre 2019	I semestre 2018
Spese generali	7.089	7.360
Canoni e sovraccanoni di derivazione	8.881	8.024
Imposte e tasse	11.265	9.867
Minusvalenze da alienazione di beni	29	20
Altri oneri diversi di gestione	7.567	73
<b>Totale</b>	<b>34.831</b>	<b>25.344</b>

Le spese generali ricomprendono fra l'altro contributi di funzionamento ad enti vari e penalità da fornitori di servizi. La voce "imposte e tasse" afferisce principalmente agli oneri per IMU su impianti e fabbricati del Gruppo ed i canoni per occupazione e ripristino del suolo pubblico.

La significativa variazione degli altri oneri diversi di gestione deriva principalmente dall'imputazione nel semestre corrente di costi di competenza di periodi precedenti.

### NOTA 36\_COSTI PER LAVORI INTERNI CAPITALIZZATI

I costi per lavori interni capitalizzati ammontano a 14.255 migliaia di euro (13.804 migliaia di euro nel primo semestre 2018) e riguardano gli incrementi dell'attivo patrimoniale realizzati con risorse e fattori produttivi interni.

	migliaia di euro	
	I semestre 2019	I semestre 2018
Manodopera capitalizzata	(11.633)	(10.999)
Materiali di magazzino capitalizzati	(2.622)	(2.805)
<b>Totale</b>	<b>(14.255)</b>	<b>(13.804)</b>

### NOTA 37\_COSTO DEL PERSONALE

I costi per il personale si attestano a 222.930 migliaia di euro (195.644 migliaia di euro nel primo semestre 2018) e sono così dettagliati:

	migliaia di euro	
	I semestre 2019	I semestre 2018
Retribuzioni lorde	157.531	137.715
Oneri sociali	51.551	44.934
TFR	732	576
Altri benefici a lungo termine dipendenti	87	171
Altri costi per il personale	12.416	11.551
Compensi amministratori	613	697
<b>Totale</b>	<b>222.930</b>	<b>195.644</b>

Si segnala che, come riportato in nota 36, sono stati capitalizzati 11.633 migliaia di euro di costi relativi al personale dipendente.

Gli altri costi del personale comprendono inoltre 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.

	30.06.2019	31.12.2018	Media del periodo
Dirigenti	97	93	96
Quadri	308	296	301
Impiegati	3.445	3.304	3.400
Operai	4.177	3.349	4.097
<b>Totale</b>	<b>8.027</b>	<b>7.042</b>	<b>7.894</b>

L'incremento del numero dei dipendenti è dovuto principalmente al consolidamento, a partire da gennaio 2019, delle società San Germano e CMT, per complessivi 770 dipendenti, ed alla prosecuzione del piano di rinnovo generazionale delle risorse umane del Gruppo.

### NOTA 38\_ AMMORTAMENTI

Gli ammortamenti del periodo ammontano a 191.510 migliaia di euro (169.237 migliaia di euro nel primo semestre 2018).

	migliaia di euro	
	I semestre 2019	I semestre 2018
Attività materiali e investimenti immobiliari	127.748	113.364
Attività immateriali	63.762	55.873
<b>Totale</b>	<b>191.510</b>	<b>169.237</b>

Per un maggior dettaglio sugli ammortamenti si rimanda ai prospetti dei movimenti delle immobilizzazioni materiali e immateriali.

### NOTA 39\_ ACCANTONAMENTI E SVALUTAZIONI

La voce si attesta complessivamente a 28.898 migliaia di euro (21.590 migliaia di euro nel primo semestre 2018) ed è dettagliata nella tabella seguente:

	migliaia di euro	
	I semestre 2019	I semestre 2018
<b>Accantonamenti a fondo svalutazione crediti</b>	<b>16.845</b>	<b>16.436</b>
Accantonamenti a fondi rischi e ripristino beni di terzi	10.619	7.756
Rilascio fondi	(1.274)	(4.012)
Svalutazioni	2.708	1.410
<b>Totale altri accantonamenti netti e svalutazioni</b>	<b>12.053</b>	<b>5.154</b>
<b>Totale</b>	<b>28.898</b>	<b>21.590</b>

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”).

L’andamento degli accantonamenti a fondi rischi e ripristino beni di terzi è riferibile alla valutazione di rischi di passività in ambito elettrico ed idrico, oltre che ad onerosità emergenti nel settore ambiente, mentre i rilasci fondi del periodo si riferiscono alla revisione di stime di oneri accantonati in precedenti esercizi.

Il dettaglio della consistenza e della movimentazione dei fondi è riportato nel commento della voce “Fondi per rischi e oneri” dello Stato Patrimoniale.

Le svalutazioni del periodo si riferiscono alla rettifica in diminuzione del valore contabile del complesso immobiliare situato in Piazza Raggi a Genova, effettuata per allinearlo al fair value emerso dalla perizia predisposta da un esperto indipendente.

## NOTA 40\_GESTIONE FINANZIARIA

### Proventi finanziari

I proventi finanziari ammontano a 17.872 migliaia di euro (19.305 migliaia di euro nel primo semestre 2018). Il dettaglio è riportato nella tabella seguente:

	migliaia di euro	
	I semestre 2019	I semestre 2018
Dividendi	68	604
Interessi attivi verso banche	300	174
Interessi attivi su crediti/finanziamenti	9.560	10.097
Interessi attivi da clienti	2.326	1.487
Proventi fair value contratti derivati	3.896	5.522
Proventi realizzati su contratti derivati	-	862
Utili su cambi	4	10
Altri proventi finanziari	1.718	549
<b>Totale</b>	<b>17.872</b>	<b>19.305</b>

Gli interessi attivi su crediti/finanziamenti si riferiscono principalmente a interessi attivi verso la joint venture OLT Offshore (6.752 migliaia di euro) e ad interessi su crediti maturati sui rapporti di conto corrente tra il Gruppo e il Comune di Torino (2.419 migliaia di euro).

I proventi da fair value su contratti derivati si riferiscono alla quota non efficace di strumenti di copertura e alla variazione di fair value di strumenti di copertura che non soddisfano i requisiti formali per l’applicazione dell’*hedge accounting*.

Gli altri proventi finanziari sono costituiti principalmente da proventi finanziari per l’attualizzazione dei fondi.

### Oneri finanziari

La voce ammonta a 45.843 migliaia di euro (49.952 migliaia di euro nel primo semestre 2018). Il dettaglio degli oneri finanziari è riportato nella tabella seguente:

	migliaia di euro	
	I semestre 2019	I semestre 2018
Interessi passivi su mutui	7.344	16.657
Interessi passivi su prestiti obbligazionari	24.114	19.930
Interessi passivi su c/c bancari	69	14
Interessi passivi verso altri	414	459
Oneri da fair value contratti derivati	368	357
Oneri realizzati su contratti derivati	8.749	9.840
Minusvalenza da cessione di attività finanziarie	-	219
Interest cost - Benefici ai dipendenti	1.088	833
Oneri finanziari su passività per leasing	1.637	22
Altri oneri finanziari	2.060	1.621
<b>Totale</b>	<b>45.843</b>	<b>49.952</b>

Gli interessi su mutui e prestiti obbligazionari comprendono gli oneri relativi alla valutazione al costo ammortizzato.

Gli oneri da fair value su contratti derivati accolgono il riversamento a conto economico di una quota di riserva di cash flow hedge relativa ad alcune posizioni di copertura che non soddisfano i requisiti formali per l'applicazione dell'hedge accounting.

Il dettaglio degli oneri finanziari per benefici ai dipendenti è riportato nella nota di commento "Benefici ai dipendenti" dello Stato Patrimoniale.

Gli altri oneri finanziari sono costituiti principalmente da oneri finanziari per l'attualizzazione dei fondi.

### NOTA 41\_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 4.752 migliaia di euro (positivo per 825 migliaia di euro nel primo semestre 2018). Per maggiori dettagli si rimanda alla nota 5 "Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto".

### NOTA 42\_RETTIFICA DI VALORE DI PARTECIPAZIONI

Non presente nel primo semestre 2019, mentre nel primo semestre 2018 era negativa per 329 migliaia di euro e si riferiva:

- alla ripresa di valore di Acquanna alla luce del venir meno dei presupposti di una svalutazione operata in esercizi precedenti (+1.380 migliaia di euro);
- alla rideterminazione al fair value, alla data di acquisizione delle quote di controllo, dell'interessenza di minoranza detenuta al 31 marzo 2018 in ReCos. (-1.706 migliaia di euro);
- alla svalutazione della partecipazione in Consorzio Italiano Compostatori (-3 migliaia di euro).

### NOTA 43\_IMPOSTE SUL REDDITO

Le imposte sul reddito del primo semestre 2019 sono stimate pari a 70.197 migliaia di euro (88.239 migliaia di euro nel primo semestre 2018) e sono il risultato della migliore stima dell'aliquota media attesa per l'intero esercizio.

Si segnala che, a partire dall'esercizio 2010 la società Iren S.p.A., ha optato per il regime fiscale del Consolidato domestico di cui agli artt. 117 e seguenti del nuovo TUIR. Detto regime consiste nella determinazione dell'IRES sulla base imponibile di Gruppo corrispondente alla somma algebrica degli

imponibili positivi e negativi delle singole società che partecipano al consolidato, opportunamente rettificato per le variazioni di consolidamento.

Il perimetro di consolidamento fiscale, per il 2019, oltre alla consolidante Iren S.p.A., include le seguenti società: Ireti, Iren Mercato, Iren Energia, Iren Acqua, Immobiliare delle Fabbriche, Iren Ambiente (incorporante di TRM V e TRM Holding), Iren Rinnovabili, Greensource (incorporata in Iren Energia), Enia Solaris (incorporata in Iren Energia), Varsi Fotovoltaico (incorporata in Iren Energia), AMIAT, AMIAT V, ACAM Acque, ACAM Ambiente, Maira, Formaira, Studio Alfa, Coin Consultech e Recos.

#### **NOTA 44\_RISULTATO NETTO DA ATTIVITA' OPERATIVE CESSATE**

Non è presente sia nel primo semestre 2019 che nel periodo comparativo.

#### **NOTA 45\_UTILE (PERDITA) DEL PERIODO ATTRIBUIBILE ALLE MINORANZE**

L'utile di terzi, pari a 13.598 migliaia di euro (11.980 migliaia di euro nel primo semestre 2018), si riferisce alla quota di pertinenza degli azionisti di minoranza delle società consolidate integralmente, ma non possedute al 100% dal Gruppo.

#### **NOTA 46\_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 2019 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 e di risparmio, pertanto l'utile per azione diluito è uguale all'utile per azione base.

	<b>I semestre 2019</b>	<b>I semestre 2018</b>
Utile (perdita) netto (migliaia di euro)	150.638	184.650
Numero medio ponderato di azioni in circolazione durante l'esercizio (migliaia)	1.300.258	1.283.187
<b>Utile (perdita) per azione base (euro)</b>	<b>0,12</b>	<b>0,14</b>

#### **NOTA 47\_ALTRE COMPONENTI DI CONTO ECONOMICO COMPLESSIVO**

Le altre componenti di conto economico complessivo sono negative per 30.590 migliaia di euro (+215 migliaia di euro nel primo semestre 2018) e si riferiscono alle altre componenti di conto economico complessivo che saranno successivamente riclassificate a conto economico. In particolare comprendono i seguenti elementi:

- la quota efficace delle variazioni di *fair value* di strumenti di copertura di flussi finanziari, negativa per 44.055 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 gas).
- la quota degli altri utili/(perdite) delle imprese valutate con il metodo del patrimonio netto, positiva per 1.719 migliaia di euro, che si riferisce alle variazioni di *fair value* di strumenti di copertura di flussi finanziari di società collegate.
- l'effetto fiscale delle altre componenti di conto economico complessivo, per +11.746 migliaia di euro.

## IX. GARANZIE E PASSIVITÀ POTENZIALI

Le garanzie prestate riguardano:

- a) Fideiussioni per impegni propri per 491.519 migliaia di euro (403.780 migliaia di euro al 31 dicembre 2018); le voci più significative si riferiscono a fideiussioni emesse a favore:
- di Provincia Torino/Città Metropolitana per 99.744 migliaia di euro a fronte conferimento rifiuti e gestione post-mortem impianti soggetti ad A.I.A.;
  - di ARPAE per 78.140 migliaia di euro a fronte conferimento rifiuti e gestioni operative e post-mortem di impianti soggetti ad A.I.A.;
  - del GME per 48.590 migliaia di euro a garanzia del contratto di adesione al mercato;
  - di ATO-R per 44.335 migliaia di euro come garanzie definitive procedura AMIAT/TRM;
  - di CONSIP per 31.519 migliaia di euro per contratti fornitura energia elettrica;
  - di Comune Città di Torino per 27.478 migliaia di euro come garanzie definitive procedura AMIAT/TRM ;
  - di SEI Energia per 21.500 migliaia di euro quali oneri in capo all'Assuntore per la relativa procedura di concordato preventivo;
  - di Agenzie Dogane per euro 20.352 migliaia di euro a garanzia del regolare versamento dell'imposte erariali e addizionali comunali e provinciali sui consumi di energia elettrica ed accise gas;
  - di SNAM Rete Gas per 17.000 migliaia di euro a garanzie contratti e codici di rete;
  - di ATERSIR per 14.306 migliaia di euro per convenzioni e gare in corso S.I.I. e S.G.R.U.;
  - di INPS per 13.040 migliaia di euro per procedura esodo programmato dei dipendenti del gruppo;
  - del Ministero dell'Ambiente per 12.187 migliaia di euro ;
  - di Agenzia delle Entrate per 9.039 migliaia di euro per procedure rimborsi crediti IVA annuali;
  - di SETA Spa per 5.850 migliaia di euro a garanzia regolare esecuzione attività post-mortem discarica Chivasso 0;
  - di Provincia di La Spezia per 5.322 migliaia di euro per conferimenti e gestione impianti;
  - di Terna per 4.772 migliaia di euro a garanzia di contratti di dispacciamento in immissione ed in prelievo ed a garanzia della convenzione per il servizio di trasporto energia elettrica;
  - di Comune di Parma per 3.678 migliaia di euro a garanzia impianto di Cornocchio e per contratti manutenzione;
  - di FCT Holding per 2.000 migliaia di euro come garanzia definitiva procedura AMIAT/TRM;
  - di REAM Sgr SpA per 1.931 migliaia di euro a garanzia dei canoni di locazione degli immobili conferiti al fondo immobiliare denominato Fondo Core Multiutilities;
- b) Garanzie prestate per conto di società controllate e collegate per 354.824 migliaia di euro, principalmente a garanzia affidamenti bancari e contratti commerciali/Parent Company Guarantee per conto Iren Mercato Spa.

Si segnala che gli importi più rilevanti, relativi alle garanzie prestate per conto di società collegate, attengono alla società collegata Sinergie Italiane in liquidazione e in particolare riguardano garanzie per affidamenti bancari e patronage per 25.332 migliaia di euro (invariato rispetto al 31 dicembre 2018). I liquidatori hanno condotto a termine i principali contratti di approvvigionamento e dal 1° ottobre 2012 l'attività operativa della società è quindi unicamente costituita dall'acquisto di gas dal fornitore russo Gazprom e dalla vendita dello stesso ai soci o loro controllate, tra i quali Iren Mercato.

### IMPEGNI

Relativamente alla controllata Iren Acqua (già Mediterranea delle Acque), si segnala l'esistenza di un impegno all'interno dell'Accordo quadro con il Socio F2i rete idrica S.p.A. che prevede al paragrafo 15 un obbligo di indennizzo da parte di Ireti in caso di passività, perdite o danni subiti da F2i o da Iren Acqua stessa o dalle sue partecipate, derivanti da non veridicità o non correttezza delle dichiarazioni espresse nell'accordo stesso.

## X. 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.

### SETTORI DI ATTIVITÀ

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).

Al fine di una più omogenea rappresentazione delle attività ricomprese nei settori di operatività del Gruppo, si segnala che la linea di business "Smart solutions" (efficienza energetica, gestione calore e illuminazione pubblica) è stata riallocata dal settore "Servizi e altro" al settore "Energia".

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.

Le grandezze patrimoniali ed economiche di seguito riportate, per i periodi comparativi del 2018, sono state rideterminate in coerenza con la struttura settoriale sopra esposta.

Nei prospetti seguenti vengono esposti il capitale investito netto per settore di attività comparato ai valori al 31 dicembre 2018 e il conto economico (fino al risultato operativo) per settore di attività, raffrontato ai dati del primo semestre 2018.

### Situazione patrimoniale riclassificata per settori di attività al 30 giugno 2019

	milioni di euro						
	Reti	Ambiente	Energia	Mercato	Altri servizi	Non allocabili	Totale
Capitale immobilizzato	2.699	983	1.881	169	39	148	5.919
Capitale circolante netto	(9)	127	(25)	(25)	2	-	70
Altre attività e passività non correnti	(605)	(164)	(118)	6	(0)	-	(881)
<b>Capitale investito netto (CIN)</b>	<b>2.085</b>	<b>946</b>	<b>1.738</b>	<b>150</b>	<b>41</b>	<b>148</b>	<b>5.108</b>
<b>Patrimonio netto</b>							2.538
<b>Posizione Finanziaria netta</b>							2.570
<b>Mezzi propri ed indebitamento finanziario netto</b>							<b>5.108</b>

## Situazione patrimoniale riclassificata per settori di attività al 31 dicembre 2018

milioni di euro

	Reti	Ambiente	Energia	Mercato	Altri servizi	Non allocabili	Totale
Capitale immobilizzato	2.609	946	1.884	146	59	142	5.786
Capitale circolante netto	(21)	70	66	41	(24)		132
Altre attività e passività non correnti	(610)	(156)	(124)	(7)	(6)		(903)
<b>Capitale investito netto (CIN)</b>	<b>1.978</b>	<b>860</b>	<b>1.826</b>	<b>180</b>	<b>29</b>	<b>142</b>	<b>5.015</b>
<b>Patrimonio netto</b>							2.562
<b>Posizione Finanziaria netta</b>							2.453
<b>Mezzi propri ed indebitamento finanziario netto</b>							<b>5.015</b>

## Conto Economico per settori di attività del primo semestre 2019

milioni di euro

	Reti	Ambiente	Energia	Mercato	Altri servizi	Elisioni e rettifiche	Totale
Totali ricavi e proventi	482	352	785	1.512	10	(903)	2.238
Totale costi operativi	(310)	(268)	(619)	(1.457)	(9)	903	(1.760)
<b>Margine Operativo Lordo (EBITDA)</b>	<b>172</b>	<b>84</b>	<b>166</b>	<b>55</b>	<b>1</b>	<b>-</b>	<b>478</b>
Amm.ti, acc.ti netti e svalutazioni	(82)	(47)	(64)	(26)	(1)		(220)
<b>Risultato operativo (EBIT)</b>	<b>90</b>	<b>37</b>	<b>102</b>	<b>29</b>	<b>0</b>	<b>-</b>	<b>258</b>

## Conto Economico per settori di attività del primo semestre 2018

milioni di euro

	Reti	Ambiente	Energia	Mercato	Altri servizi	Elisioni e rettifiche	Totale
Totali ricavi e proventi	443	294	644	1.241	18	(703)	1.937
Totale costi operativi	(283)	(220)	(438)	(1.178)	(15)	703	(1.431)
<b>Margine Operativo Lordo (EBITDA)</b>	<b>160</b>	<b>74</b>	<b>206</b>	<b>63</b>	<b>3</b>	<b>-</b>	<b>506</b>
Amm.ti, acc.ti netti e svalutazioni	(72)	(38)	(60)	(20)	(1)		(191)
<b>Risultato operativo (EBIT)</b>	<b>88</b>	<b>36</b>	<b>146</b>	<b>43</b>	<b>2</b>	<b>-</b>	<b>315</b>



## **XI. ALLEGATI AL BILANCIO SEMESTRALE ABBREVIATO CONSOLIDATO**

ELENCO DELLE IMPRESE CONSOLIDATE INTEGRALMENTE

ELENCO DELLE IMPRESE VALUTATE CON IL METODO DEL PATRIMONIO NETTO

ELENCO DELLE PARTECIPAZIONI IN ALTRE IMPRESE

RICONCILIAZIONE PROSPETTI DI BILANCIO IAS/IFRS CON I PROSPETTI DI BILANCIO  
RICLASSIFICATI (Comunicazione Consob n. 6064293 del 26 luglio 2006)

DETTAGLIO RAPPORTI CON PARTI CORRELATE

## ELENCO DELLE IMPRESE CONSOLIDATE INTEGRALMENTE

Società	Sede	Valuta	Capitale sociale	% possesso	Società partecipante
Iren Ambiente S.p.A.	Piacenza	Euro	63.622.002	100,00	Iren
Iren Energia S.p.A.	Torino	Euro	918.767.148	100,00	Iren
Iren Mercato S.p.A.	Genova	Euro	61.356.220	100,00	Iren
Ireti S.p.A.	Genova	Euro	196.832.103	100,00	Iren
Acam Acque S.p.A.	La Spezia	Euro	24.260.050	100,00	Ireti
Acam Ambiente S.p.A.	La Spezia	Euro	6.313.620	100,00	Iren Ambiente
AMIAT S.p.A.	Torino	Euro	46.326.462	80,00	AMIAT V
AMIAT V S.p.A.	Torino	Euro	1.000.000	93,06	Iren Ambiente
ASM Vercelli S.p.A.	Vercelli	Euro	120.812.720	59,97	Ireti
Atena Trading S.r.l	Vercelli	Euro	556.000	100,00	ASM Vercelli
Bonifica Autocisterne S.r.l.	Piacenza	Euro	595.000	51,00	Iren Ambiente
Busseto Servizi S.r.l.	Parma	Euro	3.990.000	100,00	Ireti
CMT S.p.A.	Torino	Euro	500.000	100,00	Iren Ambiente
Coin Consultech S.r.l.	Reggio Emilia	Euro	10.000	72,87	Studio Alfa
Consorzio GPO	Reggio Emilia	Euro	20.197.260	62,35	Ireti
Formaira S.r.l.	San Damiano Macra (CN)	Euro	10.000	100,00	Maira
Immobiliare delle Fabbriche S.r.l.	Genova	Euro	90.000	100,00	Iren Acqua
Iren Acqua S.p.A.	Genova	Euro	19.203.420	60,00	Ireti
Iren Acqua Tigullio S.p.A.	Chiavari (GE)	Euro	979.000	66,55	Iren Acqua
Iren Laboratori S.p.A.	Genova	Euro	2.000.000	90,89	Ireti
Iren Rinnovabili S.p.A.	Reggio Emilia	Euro	2.596.721	60,00	Iren Energia
				20,00	Iren Ambiente
				20,00	Iren Mercato
Maira S.p.A.	San Damiano Macra (CN)	Euro	596.442	66,23	Iren Energia
Monte Querce S.c.a.r.l.	Reggio Emilia	Euro	100.000	60,00	Iren Ambiente
ReCos S.p.A.	La Spezia	Euro	12.466.000	98,60	Iren Ambiente
Salerno Energia Vendite S.p.A.	Salerno	Euro	3.312.060	50,00	Iren Mercato
San Germano S.p.A.	Torino	Euro	1.425.000	100,00	Iren Ambiente
Spezia Energy Trading S.r.l.	La Spezia	Euro	60.000	100,00	Iren Mercato
Studio Alfa S.p.A.	Reggio Emilia	Euro	100.000	86,00	Iren Rinnovabili
TRM S.p.A.	Torino	Euro	86.794.220	80,00	Iren Ambiente

## ELENCO DELLE IMPRESE A CONTROLLO CONGIUNTO

Società	Sede	Valuta	Capitale sociale	% possesso	Società partecipante
Acque Potabili S.p.A.	Torino	Euro	7.633.096	44,92	Ireti
Olt Offshore Toscana LNG S.p.A. (1)	Milano	Euro	40.489.544	46,79	Iren Mercato

(1) Società classificata nelle attività destinate ad essere cedute

## ELENCO DELLE IMPRESE COLLEGATE

Società	Sede	Valuta	Capitale sociale	% possesso	Società partecipante
A2A Alfa S.r.l.	Milano	Euro	100.000	30,00	Iren Mercato
Acos Energia S.p.A.	Novi Ligure	Euro	150.000	25,00	Iren Mercato
Acos S.p.A.	Novi Ligure	Euro	17.075.864	25,00	Ireti
Acquaenna S.c.p.a.	Enna	Euro	3.000.000	48,50	Ireti
Aguas de San Pedro	S.Pedro Sula (Honduras)	Lempiras	159.900	39,34	Ireti
Aiga S.p.A. in concordato preventivo	Ventimiglia	Euro	104.000	49,00	Ireti
Amat S.p.A.	Imperia	Euro	5.435.372	48,00	Ireti
Amter S.p.A.	Cogoleto (GE)	Euro	404.263	49,00	Iren Acqua
ASA S.p.A.	Livorno	Euro	28.613.406	40,00	Ireti
ASTEA S.p.A.	Recanati	Euro	76.115.676	21,32	Consorzio GPO
Asti Energia e Calore S.p.A.	Asti	Euro	120.000	34,00	Iren Energia
BI Energia S.r.l.	Reggio Emilia	Euro	100.000	47,50	Iren Energia
Campo Base S.r.l.	Cuneo	Euro	20.000	49,00	Maira
CSP Innovazione nelle ICT S.c.r.l.	Torino	Euro	600.000	25,00	Iren Energia
Domus Acqua S.r.l.	Domusnovas	Euro	96.000	29,00	Ireti
Fata Morgana S.p.A. (2)	Reggio Calabria	Euro	2.225.694	25,00	Ireti
Fin Gas S.r.l.	Milano	Euro	10.000	50,00	Iren Mercato
Fratello Sole Energie Solidali Impresa Sociale S.r.l.	Genova	Euro	350.000	40,00	Iren Energia
G.A.I.A. S.p.A.	Asti	Euro	5.539.700	45,00	Iren Ambiente
Global Service Parma S.c.a r.l.	Parma	Euro	20.000	30,00	Ireti
Iniziative Ambientali S.r.l.	Novellara (RE)	Euro	100.000	40,00	Iren Ambiente
Mondo Acqua S.p.A.	Mondovì (CN)	Euro	1.100.000	38,50	Ireti
Nord Ovest Servizi S.p.A.	Torino	Euro	7.800.000	10,00	Ireti
				15,00	AMIAT
Piana Ambiente S.p.A. (2)	Gioia Tauro	Euro	1.719.322	25,00	Ireti
Plurigas S.p.A. (2)	Milano	Euro	800.000	30,00	Iren
Rio Riazzone S.p.A. (1)	Castellarano (RE)	Euro	103.292	44,00	Iren Ambiente
Seta Spa	Torino	Euro	12.378.237	48,85	Iren Ambiente
Sinergie Italiane S.r.l. (1)	Milano	Euro	1.000.000	30,94	Iren Mercato
So. Sel. S.p.A.	Modena	Euro	240.240	24,00	Ireti
STU Reggiane S.p.A.	Reggio Emilia	Euro	6.587.558	30,00	Iren Rinnovabili
Tirana Acque S.c. a r.l. (1)	Genova	Euro	95.000	50,00	Ireti
Valle Dora Energia S.r.l.	Torino	Euro	537.582	49,00	Iren Energia

(1) Società in liquidazione

(2) Società in liquidazione classificata nelle attività destinate ad essere cedute

## ELENCO DELLE PARTECIPAZIONI IN ALTRE IMPRESE

Società	Sede	Valuta	Capitale sociale	% possesso	Società partecipante
Acque Potabili Siciliane in fallimento	Palermo	Euro	5.000.000	9,83	Iren Acqua
Aeroporto di Reggio Emilia	Reggio Emilia	Euro	2.177.871	0,11	Studio Alfa
Alpen 2.0	Torino	Euro	70.000	14,29	Maira
ASQ Network	Roma	Euro	75.000	6,00	Studio Alfa
ATO2ACQUE S.c.a.r.l.	Biella	Euro	48.000	16,67	ASM Vercelli
Aurora S.r.l.	S. Martino in Rio (RE)	Euro	514.176	0,10	Studio Alfa
Autostrade Centro Padane	Cremona	Euro	30.000.000	1,46	Ireti
BT ENIA Telecomunicazioni	Parma	Euro	4.226.000	12,01	Ireti
C.R.P.A.	Reggio Emilia	Euro	2.201.350	2,27	Ireti
CIDIU SPA	Collegno (TO)	Euro	4.335.314	4,82	AMIAT
CNA Servizi Scrl	Reggio Emilia	Euro			Studio Alfa
Consorzio CIM 4.0	Torino	Euro	75.000	4,00	Iren
Consorzio L.E.A.P.	Piacenza	Euro	150.000	8,57	Iren Ambiente
Consorzio Topix	Torino	Euro	1.600.000	0,30	Iren Energia
Credito Cooperativo Reggiano	S.Giovanni di Querciola (RE)	Euro			Studio Alfa
Enerbrain s.r.l.	Torino	Euro	21.851	1,00	Iren Rinnovabili
Emilbanca BCC	Bologna	Euro			Studio Alfa
Environment Park S.p.A.	Torino	Euro	11.406.780	3,39	Iren Energia
Reggio Emilia Innovazione (1)	Reggio Emilia	Euro	871.956	0,99	Iren Ambiente
Società di Biotecnologie S.p.A.	Torino	Euro	536.000	1,00	Iren Rinnovabili
Stadio Albaro (1)	Genova	Euro	1.230.000	2,00	Iren Mercato
T.I.C.A.S.S.	Genova	Euro	176.000	3,13	Ireti

(1) Società in liquidazione

**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	
Attività materiali	3.546.108	Attività materiali	3.546.108
Investimenti immobiliari	12.399	Investimenti immobiliari	12.399
Attività immateriali	2.050.133	Attività immateriali	2.050.133
Avviamento	162.745	Avviamento	162.745
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	140.416	Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	140.416
Altre partecipazioni	7.226	Altre partecipazioni	7.226
<b>Totale (A)</b>	<b>5.919.027</b>	<b>Attivo Immobilizzato (A)</b>	<b>5.919.027</b>
Altre attività non correnti	41.711	Altre attività non correnti	41.711
Debiti vari e altre passività non correnti	(476.487)	Debiti vari e altre passività non correnti	(476.487)
<b>Totale (B)</b>	<b>(434.776)</b>	<b>Altre attività (Passività) non correnti (B)</b>	<b>(434.776)</b>
Rimanenze	65.179	Rimanenze	65.179
Crediti commerciali non correnti	87.122	Crediti commerciali non correnti	87.122
Crediti commerciali	912.801	Crediti commerciali	912.801
Crediti per imposte correnti	7.209	Crediti per imposte correnti	7.209
Crediti vari e altre attività correnti	251.253	Crediti vari e altre attività correnti	251.253
Debiti commerciali	(811.672)	Debiti commerciali	(811.672)
Debiti vari e altre passività correnti	(327.599)	Debiti vari e altre passività correnti	(343.020)
Debiti per imposte correnti	(98.978)	Debiti per imposte correnti	(98.978)
<b>Totale (C)</b>	<b>85.315</b>	<b>Capitale circolante netto (C)</b>	<b>69.894</b>
Attività per imposte anticipate	382.212	Attività per imposte anticipate	382.212
Passività per imposte differite	(218.410)	Passività per imposte differite	(218.410)
<b>Totale (D)</b>	<b>163.802</b>	<b>Attività (Passività) per imposte differite (D)</b>	<b>163.802</b>
Benefici ai dipendenti	(105.423)	Benefici ai dipendenti	(105.423)
Fondi per rischi ed oneri	(430.252)	Fondi per rischi ed oneri	(430.252)
Fondi per rischi ed oneri quota corrente	(89.896)	Fondi per rischi ed oneri quota corrente	(74.475)
<b>Totale (E)</b>	<b>(625.571)</b>	<b>Fondi e Benefici ai dipendenti (E)</b>	<b>(610.150)</b>
Attività destinate ad essere cedute	372.424	Attività destinate ad essere cedute	524
<i>di cui crediti finanziari verso OLT Offshore</i>	<i>371.900</i>		
Passività correlate ad attività destinate ad essere cedute	-	Passività correlate ad attività destinate ad essere cedute	-
<b>Totale (F)</b>	<b>372.424</b>	<b>Attività (Passività) destinate a essere cedute (F)</b>	<b>524</b>
		<b>Capitale investito netto (G=A+B+C+D+E+F)</b>	<b>5.108.321</b>
<b>Patrimonio Netto (H)</b>	<b>2.538.483</b>	<b>Patrimonio Netto (H)</b>	<b>2.538.483</b>
Attività finanziarie non correnti	(145.154)	Attività finanziarie non correnti	(145.154)
Passività finanziarie non correnti	3.065.955	Passività finanziarie non correnti	3.065.955
<b>Totale (I)</b>	<b>2.920.801</b>	<b>Indeb. finanziario a medio e lungo termine (I)</b>	<b>2.920.801</b>
Attività finanziarie correnti	(55.702)	Attività finanziarie correnti	(457.602)
		<i>di cui crediti finanziari verso OLT Offshore</i>	<i>(371.900)</i>
Cassa e altre disponibilità liquide equivalenti	(144.622)	Cassa e altre disponibilità liquide equivalenti	(144.622)
Passività finanziarie correnti	221.261	Passività finanziarie correnti	221.261
<b>Totale (L)</b>	<b>20.937</b>	<b>Indeb. finanziario a breve termine (L)</b>	<b>(350.963)</b>
		<b>Indebitamento finanziario netto (M=I+L)</b>	<b>2.569.838</b>
		<b>Mezzi propri e indeb. finanziario netto (H+M)</b>	<b>5.108.321</b>

## DETTAGLIO RAPPORTI CON PARTI CORRELATE

	migliaia di euro				
	Crediti Commerciali	Crediti Finanziari	Crediti di altra natura	Debiti Commerciali	Debiti Finanziari
<b>SOCI PARTI CORRELATE</b>					
Comune Genova	996	-	-	8.833	-
Comune Parma	26.143	-	-	987	-
Comune Piacenza	2.016	-	-	2.631	-
Comune Reggio Emilia	5.886	-	38	1.300	-
Comune Torino	80.773	125.019	248	2.537	3.867
Finanziaria Sviluppo Utilities	31	-	41	-	-
Finanziaria Città di Torino Holding	4	-	-	-	-
<b>JOINT VENTURES</b>					
OLT Offshore LNG	177	371.900	-	-	-
Acque Potabili	286	-	-	306	-
<b>SOCIETA' COLLEGATE</b>					
A2A Alfa	2	-	-	-	-
ACOS	76	5.554	-	17	-
ACOS Energia	4	-	-	18	-
Acquaenna	418	5.323	-	384	-
Aguas de San Pedro	2	856	-	-	-
AIGA	562	-	-	47	-
AMAT	43	-	-	18	-
AMTER	5.705	68	-	341	-
ASA	915	-	-	1	-
ASTEA	7	640	-	-	-
Asti Energia e Calore	554	1.167	-	-	-
BI Energia	32	742	-	-	-
Campo Base	8	60	-	-	-
CSP - Innovazione nelle ICT	-	-	-	28	-
Domus Acqua	72	-	-	-	-
Fratello Sole Energie Solidali	73	-	50	-	-
GAIA	650	-	-	1.400	-
Global Service Parma	3.248	-	-	1.963	-
Iniziative Ambientali	6	-	-	-	-
Mondo Acqua	748	-	-	-	-
Nord Ovest Servizi	-	66	-	-	-
Piana Ambiente in liquidazione	70	-	-	-	-
Plurigas in liquidazione	6	-	-	(259)	-
Rio Riazzone in liquidazione	-	-	-	2	-
SETA	2.183	-	-	181	-
Sinergie Italiane in liquidazione	26	-	6.901	71	-
So. Sel.	7	-	-	2.771	-
STU Reggiane	74	487	525	-	-
Valle Dora Energia	102	397	-	215	-
<b>ALTRE PARTI CORRELATE</b>					
Controllate Comune di Torino	1.307	-	95	1.731	-
Controllate Comune di Genova	1.513	-	-	963	3
Controllate Comune di Parma	2.078	-	76	1.333	-
Controllate Comune di Piacenza	18	-	-	1	-
Controllate Comune di Reggio Emilia	68	-	-	78	-
Altre	-	-	-	-	-
<b>TOTALE</b>	<b>136.889</b>	<b>512.279</b>	<b>7.974</b>	<b>27.898</b>	<b>3.870</b>

	migliaia di euro				
	Debiti di altra natura	Ricavi e proventi	Costi e altri oneri	Proventi finanziari	Oneri finanziari
<b>SOCI PARTI CORRELATE</b>					
Comune Genova	1	671	3.574	-	-
Comune Parma	-	18.230	851	2	-
Comune Piacenza	-	9.256	1.005	-	-
Comune Reggio Emilia	-	17.510	307	1	-
Comune Torino	-	108.613	1.347	2.419	-
Finanziaria Sviluppo Utilities	-	16	-	-	-
Finanziaria Città di Torino Holding	-	4	-	-	-
<b>JOINT VENTURES</b>					
OLT Offshore LNG	-	38	-	6.725	-
Acque Potabili	-	39	(8)	-	-
<b>SOCIETA' COLLEGATE</b>					
A2A Alfa	-	2	-	-	-
ACOS	-	35	-	-	-
ACOS Energia	2	6	2	-	-
Acquaenna	-	35	-	39	-
Aguas de San Pedro	-	-	-	-	-
AIGA	-	6	-	9	-
AMAT	-	14	-	-	-
AMTER	-	1.592	168	-	-
ASA	-	172	52	193	-
ASTEA	-	7	1	-	-
Asti Energia e Calore	-	40	-	11	-
BI Energia	-	2	-	7	-
Campo Base	-	1	1	1	-
CSP - Innovazione nelle ICT	-	-	108	-	-
Domus Acqua	-	-	-	-	-
Fratello Sole Energie Solidali	-	148	-	-	-
GAIA	-	807	1.229	-	-
Global Service Parma	-	812	-	-	-
Iniziative Ambientali	-	2	-	-	-
Mondo Acqua	-	129	-	-	-
Nord Ovest Servizi	-	-	-	66	-
Piana Ambiente in liquidazione	-	-	-	-	-
Plurigas in liquidazione	-	-	-	-	-
Rio Riazzone in liquidazione	-	-	33	-	-
SETA	-	3.753	244	-	-
Sinergie Italiane in liquidazione	-	43	27.536	-	-
So. Sel.	6	14	3.586	-	-
STU Reggiane	25	36	-	7	-
Valle Dora Energia	-	159	44	-	-
<b>ALTRE PARTI CORRELATE</b>					
Controllate Comune di Torino	-	1.813	3.177	-	2
Controllate Comune di Genova	-	3.369	1.399	2	-
Controllate Comune di Parma	118	1.320	1.798	-	-
Controllate Comune di Piacenza	4	154	572	-	-
Controllate Comune di Reggio Emilia	-	614	3.450	-	-
Altre	-	-	-	-	-
<b>TOTALE</b>	<b>156</b>	<b>169.462</b>	<b>50.476</b>	<b>9.482</b>	<b>2</b>

## Attestazione del bilancio semestrale abbreviato ai sensi dell'art. 154-bis del D.Lgs. 58/1998

1. I sottoscritti Massimiliano Bianco, Amministratore Delegato, e Massimo Levrino, Direttore Amministrazione, Finanza, Controllo e M&A e 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 2019.
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.

31 luglio 2019

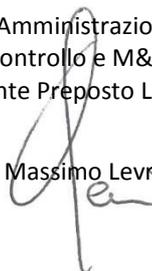
L'Amministratore Delegato

Dr. Massimiliano Bianco



Il Direttore Amministrazione, Finanza,  
Controllo e M&A  
e Dirigente Preposto L. 262/05

Dr. Massimo Levrino



## RELAZIONE DI REVISIONE CONTABILE LIMITATA SUL BILANCIO SEMESTRALE ABBREVIATO CONSOLIDATO

Agli Azionisti di  
Iren SpA

### Introduzione

Abbiamo svolto la revisione contabile limitata dell'allegato bilancio consolidato semestrale abbreviato, costituito dal prospetto della situazione patrimoniale-finanziaria, dal prospetto di conto economico, dal prospetto delle altre componenti di conto economico complessivo, dal prospetto delle variazioni delle voci di patrimonio netto, dal rendiconto finanziario e dalle relative note illustrative di Iren SpA e sue controllate ("Gruppo Iren") al 30 giugno 2019. 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) adottato dall'Unione Europea. È 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 da 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 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.

### 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 2019 non sia stato redatto, in tutti gli aspetti significativi, in conformità al principio contabile internazionale applicabile per l'informativa finanziaria infrannuale (IAS 34) adottato dall'Unione Europea.

Genova, 1 agosto 2019

PricewaterhouseCoopers SpA



Andrea Manchelli  
(Revisore legale)

---

#### *PricewaterhouseCoopers SpA*

Sede legale e amministrativa: Milano 20149 Via Monte Rosa 91 Tel. 0277851 Fax 027785240 Cap. Soc. Euro 6.890.000,00 i.v., C.F. e P.IVA e Reg. Imp. Milano 12970880155 Iscritta al n° 110644 del Registro dei Revisori Legali - Altri Uffici: **Ancona** 60131 Via Sandro Totti 1 Tel. 0712132311 - **Bari** 70122 Via Abate Gimma 72 Tel. 0805640211 - **Bologna** 40126 Via Angelo Finelli 8 Tel. 0516186211 - **Brescia** 25123 Via Borgo Pietro Wuhler 23 Tel. 0303697501 - **Catania** 95129 Corso Italia 302 Tel. 0957532311 - **Firenze** 50121 Viale Gramsci 15 Tel. 0552482811 - **Genova** 16121 Piazza Piccapietra 9 Tel. 01029041 - **Napoli** 80121 Via dei Mille 16 Tel. 08136181 - **Padova** 35138 Via Vicenza 4 Tel. 049873481 - **Palermo** 90141 Via Marchese Ugo 60 Tel. 091349737 - **Parma** 43121 Viale Tanara 20/A Tel. 0521275911 - **Pescara** 65127 Piazza Ettore Troilo 8 Tel. 0854545711 - **Roma** 00154 Largo Fochetti 29 Tel. 06570251 - **Torino** 10122 Corso Palestro 10 Tel. 011556771 - **Trento** 38122 Viale della Costituzione 33 Tel. 0461237004 - **Treviso** 31100 Viale Felissent 90 Tel. 0422696911 - **Trieste** 34125 Via Cesare Battisti 18 Tel. 0403480781 - **Udine** 33100 Via Poscolle 43 Tel. 043225789 - **Varese** 21100 Via Albuzzi 43 Tel. 0332285039 - **Verona** 37135 Via Francia 21/C Tel. 0458263001 - **Vicenza** 36100 Piazza Pontelandolfo 9 Tel. 0444393311



**Iren S.p.A.**  
Via Nubi di Magellano, 30  
42123 Reggio Emilia - Italy  
[www.grupporen.it](http://www.grupporen.it)