

Relazione Finanziaria Semestrale

al 30 giugno 2018



Sommario

Cariche sociali	2
Azionariato	3
Missione e Visione del Gruppo Iren.....	4
Il Gruppo Iren in cifre: Highlights Primo semestre 2018	6
L'assetto societario del Gruppo Iren.....	8
Informazioni sul titolo Iren nel Primo semestre 2018	12
RELAZIONE SULLA GESTIONE AL 30 GIUGNO 2018	15
Scenario di mercato	16
Fatti di rilievo del periodo.....	26
Situazione economica, patrimoniale e finanziaria del Gruppo Iren	29
Analisi per settori di attività	36
Fatti di rilievo intervenuti dopo la chiusura del periodo ed evoluzione prevedibile della gestione	46
Gestione finanziaria	48
Rischi e incertezze	50
Rapporti con parti correlate	54
Quadro normativo	56
Personale e formazione.....	80
Organizzazione e Sistemi Informativi	82
Qualità, Ambiente e Sicurezza	86
Ricerca e Sviluppo.....	87
Iren e la Sostenibilità	95
BILANCIO SEMESTRALE ABBREVIATO CONSOLIDATO E NOTE ILLUSTRATIVE AL 30 GIUGNO 2018.....	97
Prospetto della situazione patrimoniale-finanziaria.....	98
Prospetto di conto economico	100
Prospetto delle altre componenti di conto economico complessivo	101
Prospetto delle variazioni nelle voci di patrimonio netto	102
Rendiconto finanziario.....	104
Note illustrative	105
I. Contenuto e forma del bilancio semestrale abbreviato consolidato	106
II. Principi di consolidamento	115
III. Area di consolidamento	116
IV. Gestione dei rischi finanziari del Gruppo	118
V. Informativa sui rapporti con parti correlate.....	124
VI. Altre informazioni.....	127
VII. Informazioni sulla situazione patrimoniale-finanziaria	128
VIII. Informazioni sul conto economico	156
IX. Garanzie e passività potenziali	164
X. Informativa per settori di attività	165
XI. Allegati al bilancio semestrale abbreviato consolidato.....	167
Attestazione del bilancio semestrale abbreviato ai sensi dell'art. 154-bis del D.Lgs. 58/1998.....	174
Relazione di revisione contabile limitata sul bilancio semestrale abbreviato consolidato	175

CARICHE SOCIALI

Consiglio Amministrazione ⁽¹⁾

Presidente	Paolo Peveraro ⁽²⁾
Vice Presidente	Ettore Rocchi ⁽³⁾
Amministratore Delegato	Massimiliano Bianco ⁽⁴⁾
Consiglieri	Moris Ferretti ⁽⁵⁾
	Lorenza Franca Franzino ⁽⁶⁾
	Alessandro Ghibellini ⁽⁷⁾
	Fabiola Mascardi
	Marco Mezzalama ⁽⁸⁾
	Paolo Pietrogrande ⁽⁹⁾
	Marta Rocco ⁽¹⁰⁾
	Licia Soncini ⁽¹¹⁾
	Isabella Tagliavini ⁽¹²⁾
	Barbara Zanardi ⁽¹³⁾

Collegio Sindacale ⁽¹⁴⁾

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. ⁽¹⁵⁾

⁽¹⁾ Nominato dall'Assemblea dei Soci del 9 maggio 2016 per il triennio 2016-2017-2018.

⁽²⁾ Nominato Presidente dall'Assemblea dei Soci del 9 maggio 2016.

⁽³⁾ Nominato Vice Presidente nel corso della seduta del Consiglio di Amministrazione del 9 maggio 2016.

⁽⁴⁾ Nominato Amministratore Delegato nel corso della seduta del Consiglio di Amministrazione del 9 maggio 2016.

⁽⁵⁾ Componente del Comitato per la Remunerazione e le Nomine, nominato in data 12 maggio 2016.

⁽⁶⁾ Componente del Comitato per le Operazioni con Parti Correlate, nominata in data 12 maggio 2016.

⁽⁷⁾ Componente del Comitato Controllo, Rischi e Sostenibilità, nominato in data 12 maggio 2016.

⁽⁸⁾ Componente del Comitato Controllo, Rischi e Sostenibilità, nominato in data 12 maggio 2016.

⁽⁹⁾ Componente del Comitato Controllo, Rischi e Sostenibilità, nominato in data 12 maggio 2016. L'ing. Pietrogrande è stato altresì nominato Presidente del predetto Comitato nel corso della seduta del Comitato tenutasi in data 18 maggio 2016.

⁽¹⁰⁾ Componente del Comitato per la Remunerazione e le Nomine, nominata in data 12 maggio 2016. L'avv. Rocco è stata altresì nominata Presidente del Comitato per la Remunerazione e le Nomine nel corso della seduta del Comitato tenutasi in data 24 maggio 2016.

⁽¹¹⁾ Componente del Comitato per le Operazioni con Parti Correlate, nominata in data 12 maggio 2016.

⁽¹²⁾ Componente del Comitato per la Remunerazione e le Nomine, nominata in data 12 maggio 2016.

⁽¹³⁾ Componente del Comitato per le Operazioni con Parti Correlate, nominata in data 12 maggio 2016. La dott.ssa Zanardi è stata altresì nominata Presidente del Comitato per le Operazioni con Parti Correlate nel corso della seduta del Comitato tenutasi in data 24 maggio 2016.

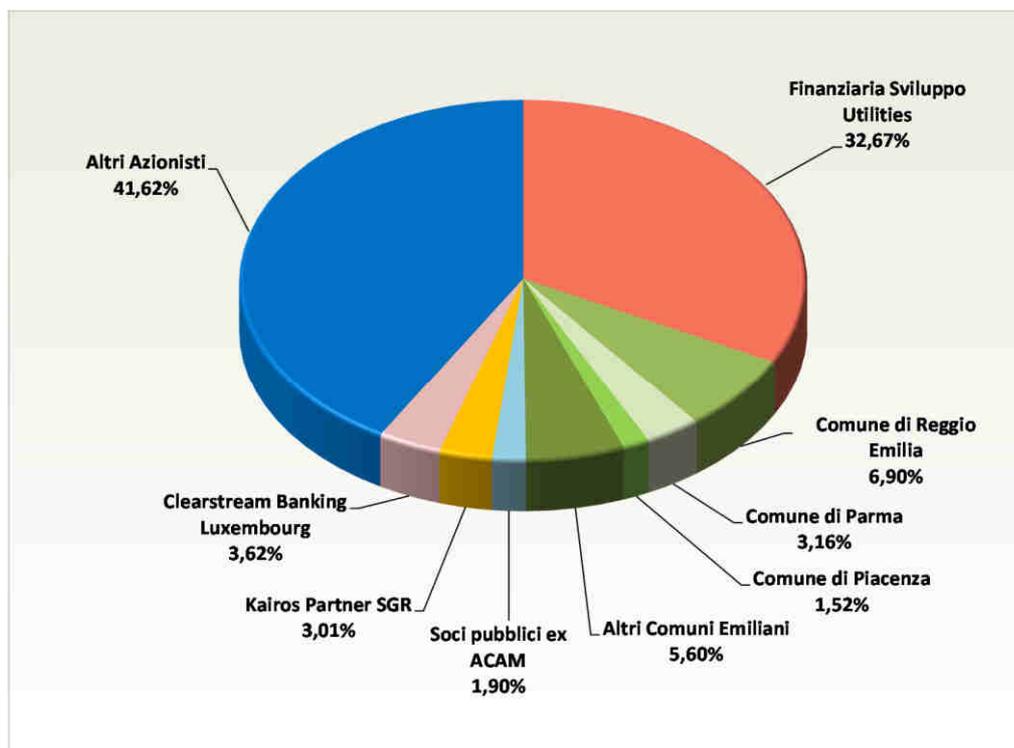
⁽¹⁴⁾ Nominato dall'Assemblea dei Soci del 19 aprile 2018 per il triennio 2018-2019-2020.

⁽¹⁵⁾ Nominata dall'Assemblea dei Soci del 14 maggio 2012 per il novennio 2012-2020.

AZIONARIATO

Nel corso del periodo, a seguito del perfezionamento dell'aggregazione tra Iren e il Gruppo ACAM, avvenuta nel mese di aprile, il capitale di Iren S.p.A. si è incrementato per l'emissione di 24.705.700 nuove azioni ordinarie oggetto di sottoscrizione da parte di 27 soggetti pubblici già appartenenti alla compagine sociale di ACAM stessa.

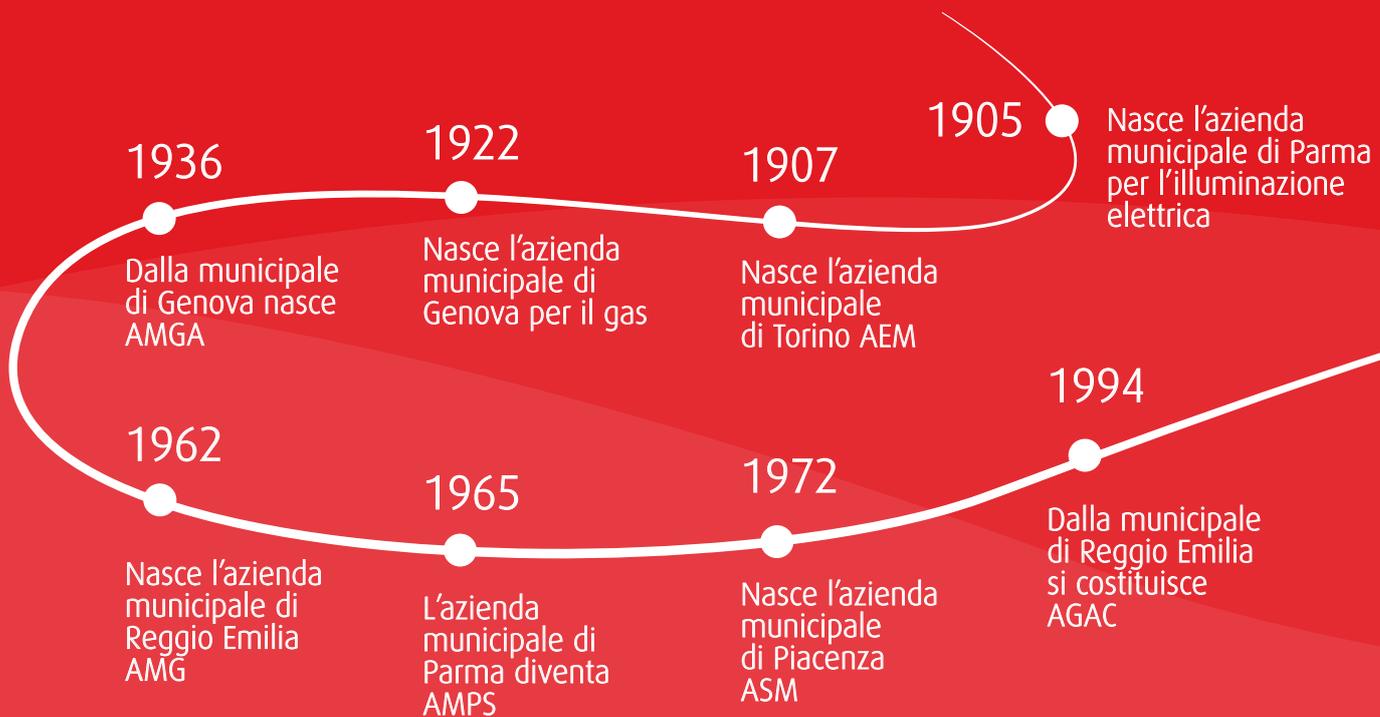
Al 30 giugno 2018 il Capitale Sociale si attesta dunque a 1.300.931.377 euro interamente versati, ed è totalmente costituito da azioni ordinarie del valore nominale di 1 euro ciascuna. Alla stessa data, sulla base delle informazioni disponibili alla società, l'azionariato Iren è di seguito rappresentato.



Si segnala che, a seguito della scissione parziale non proporzionale di Finanziaria Sviluppo Utilities (al 30 giugno 2018 partecipata pariteticamente dal Comune di Genova e da Finanziaria Città di Torino Holding – FCT-), avente efficacia dal 27 luglio 2018, la stessa risulta interamente partecipata dal Comune di Genova e detentrica di una quota di partecipazione in Iren S.p.A. pari al 16,335%, corrispondente alla metà delle quote precedentemente possedute. All'altro socio FCT, in qualità di beneficiario della scissione, vengono assegnate azioni Iren per la stessa quota percentuale (16,335%).

Per maggiori dettagli si rimanda al capitolo "Fatti di rilievo intervenuti successivamente alla chiusura del periodo".

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.

1996

AMGA Genova
viene quotata
in Borsa

2000

AEM Torino viene
quotata in Borsa e
ASM Piacenza
diventa TESA

2005

AMPS,
TESA e AGAC
costituiscono
ENIA

2006

AEM Torino
e AMGA Genova
costituiscono
IRIDE

2010

IRIDE ed ENIA
costituiscono IREN

2007

ENIA viene
quotata in Borsa

Una azienda da oltre **110 anni**
attenta allo **sviluppo dei territori**
e alle esigenze dei **clienti**.

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 2018

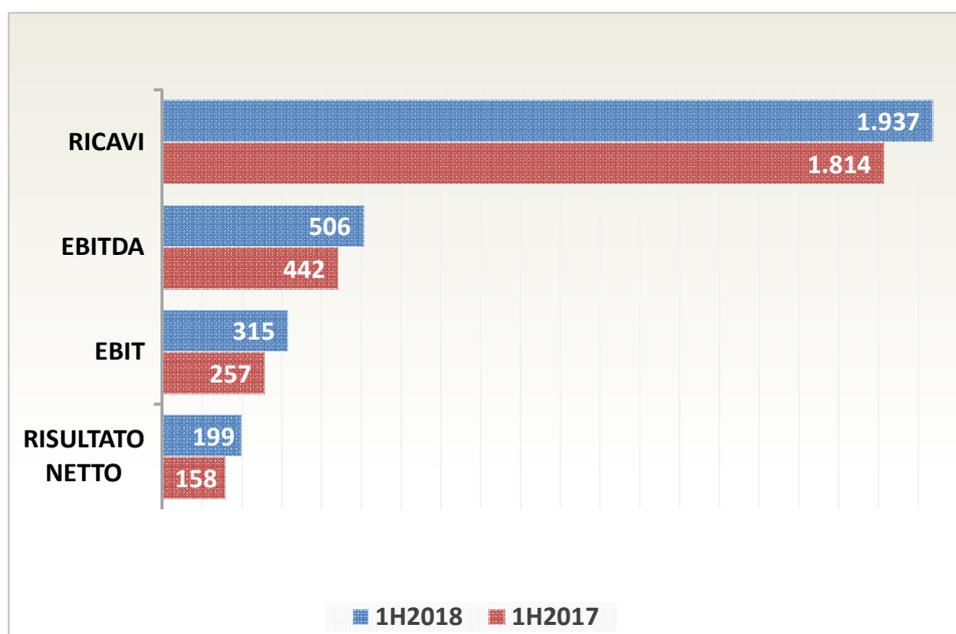
Dati economici

milioni di euro

	Primo semestre 2018	Primo semestre 2017 Rideterminato (*)	Variaz. %
Ricavi	1.937	1.814	6,8
EBITDA	506	442	14,4
EBIT	315	257	22,7
Risultato netto	199	158	26,4
<hr/>			
EBITDA Margin (EBITDA/Ricavi)	26,1%	24,4%	

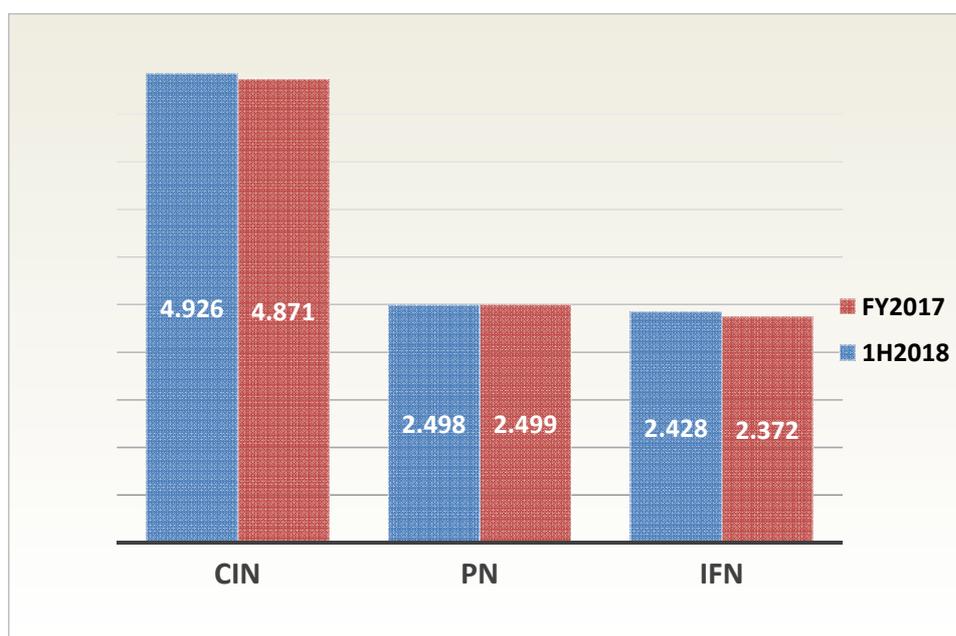
(*) Come previsto dall'IFRS 3, i saldi economici del primo semestre 2017 sono stati rideterminati per tenere conto degli effetti derivanti dal completamento, avvenuto al termine dell'esercizio 2017, dell'allocazione del prezzo di acquisizione al fair value definitivo delle attività e passività acquisite (*Purchase Price Allocation*) di REI – Ricupero Ecologici Industriali e Salerno Energia Vendite.

Per ulteriori informazioni si rinvia al paragrafo "Rideterminazione di valori al 30 giugno 2017" del capitolo "Contenuto e forma del bilancio semestrale abbreviato consolidato".



Dati patrimoniali

	milioni di euro		
	30.06.2018	31.12.2017	Variaz. %
Capitale Investito Netto (CIN)	4.926	4.871	1,1
Patrimonio Netto del Gruppo e di terzi (PN)	2.498	2.499	(0,0)
Indebitamento Finanziario Netto (IFN)	2.428	2.372	2,4
Debt/Equity (Indebitamento Finanziario Netto / Patrimonio Netto)	0,97	0,95	

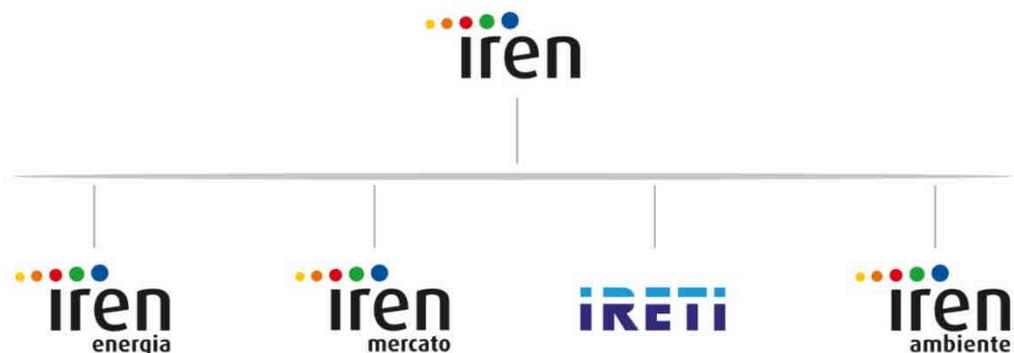


Dati tecnici e commerciali

	Primo semestre 2018	Primo semestre 2017	Variaz. %
Energia elettrica prodotta (GWh)	4.426	5.128	(13,7)
Energia termica prodotta (GWht)	1.680	1.657	1,4
Energia elettrica distribuita (GWh)	1.861	2.023	(8,0)
Gas distribuito (mln m ³)	789	736	7,2
Acqua distribuita (mln m ³)	90	87	3,4
Energia elettrica venduta (GWh)	7.263	8.034	(9,6)
Gas venduto (mln m ³)*	1.434	1.558	(8,0)
Volumetria teleriscaldata (mln m ³)	87	85	2,4
Rifiuti gestiti (ton)	1.098.005	941.017	16,7

* di cui per usi interni 734 mln m³ nel primo semestre 2018 (871 mln m³ nel primo semestre 2017, -15,7%)

L'ASSETTO SOCIETARIO DEL GRUPPO IREN



Si precisa che si tratta della struttura organizzativa a fini gestionali.

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 operanti nelle principali sedi operative di Genova, Parma, Piacenza, Reggio Emilia, Torino, Vercelli e, dallo scorso aprile, anche 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:

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

Il Gruppo dispone di un importante portafoglio clienti e di una rilevante dotazione impiantistica a supporto delle attività operative; con riferimento all'ultimo bilancio approvato si riportano alcuni indicatori del dimensionamento del gruppo:

Produzione energia elettrica e termica: consistente parco di impianti di produzione di energia elettrica e termica a scopo teleriscaldamento urbano con una potenza installata complessiva in assetto elettrico di circa 2.850 MW.

Distribuzione Gas: attraverso circa 7.984 chilometri di rete Iren serve più di 742.000 clienti.

Distribuzione Energia Elettrica: con 7.654 chilometri di reti interrate ed aeree in alta, media e bassa tensione il Gruppo distribuisce l'energia elettrica a quasi 854.000 clienti a Torino, Parma e Vercelli.

Ciclo idrico integrato: con circa 18.954 chilometri di reti acquedottistiche, quasi 10.393 km di reti fognarie e 1.171 impianti di depurazione, Iren fornisce più di 2.640.000 abitanti.

Ciclo ambientale: con 145 stazioni ecologiche attrezzate, 3 termovalorizzatori, 5 discariche, 18 impianti di trattamento, selezione, stoccaggio e recupero e 2 impianti di compostaggio, il Gruppo serve 145 comuni per un totale di circa 2.100.000 abitanti e più di 2.000.000 tonnellate gestite nel 2017.

Teleriscaldamento: grazie a 923 chilometri di reti interrate di doppia tubazione il Gruppo Iren fornisce il calore ad una volumetria di circa 87 milioni di metri cubi, pari ad una popolazione servita di oltre 871.000 abitanti.

Vendita gas, energia elettrica e termica: il Gruppo ha commercializzato nel corso del 2017 quasi 2,8 miliardi di metri cubi di gas, poco meno di 16.000 GWh di energia elettrica e circa 3.000 GWh_t 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 206 mila abitanti attraverso poco meno di 2.000 chilometri di rete idrica e 857 chilometri di rete fognaria.

La società ACAM Ambiente S.p.A. è invece il principale gestore del ciclo integrato dei rifiuti nella provincia della Spezia e fornisce i servizi di igiene urbana a un bacino di circa 200.000 abitanti (raccolta porta a porta, raccolta stradale e spazzamento e decoro urbano) e di trattamento dei rifiuti attraverso la gestione dei 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.

BU ENERGIA

Produzione di energia elettrica e termica cogenerativa

La BU Energia dispone complessivamente di circa 2.850 MW di potenza installata (in assetto elettrico). In particolare ha la disponibilità diretta di 23 impianti di produzione di energia elettrica: 17 idroelettrici, 5 termoelettrici in cogenerazione e 1 termoelettrico convenzionale, per una potenza complessiva di circa 2.700 MW in assetto elettrico e 2.300 MW termici, di cui 900 MW in cogenerazione. 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; l'energia idroelettrica consente di ridurre il ricorso ad altre forme di produzione a più elevato impatto ambientale. Iren Energia considera il rispetto dell'ambiente un valore aziendale e da sempre ritiene che lo sviluppo del sistema di produzione idroelettrico, in cui investe annualmente notevoli risorse, sia uno degli strumenti principali per la salvaguardia del territorio. 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 le attività di programmazione e dispacciamento delle produzioni di energia elettrica e termica del Gruppo.

Teleriscaldamento

Iren Energia dispone della rete di teleriscaldamento più estesa a livello nazionale con 923 km di rete a doppia tubazione. L'estensione della rete di doppia tubazione ammonta a circa 568 km nel territorio Torinese, 10 km nel Comune di Genova, 220 Km nel Comune di Reggio Emilia, 102 Km nel Comune di Parma e 23 km nel Comune di Piacenza.

Il totale della volumetria riscaldata al 30 giugno 2018 ammonta a 87 milioni di metri cubi, in aumento rispetto al primo semestre 2017 del 2,4%.

Servizi di efficienza energetica

Iren Energia opera anche nel campo dell'illuminazione pubblica e monumentale, degli impianti semaforici, della gestione, in global service tecnologico, degli impianti termici ed elettrici degli edifici pubblici della Città di Torino e delle energie rinnovabili ed alternative. La società si occupa inoltre della gestione calore e conduzione e manutenzione di impianti di riscaldamento e condizionamento nei confronti dei clienti privati e della gestione operativa degli impianti termici di alcuni edifici pubblici siti nella provincia di Genova.

BU MERCATO

Il Gruppo, tramite IREN Mercato, opera nella commercializzazione dell'energia elettrica, del gas, 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 16 maggio 2017 è avvenuta la fusione per incorporazione della società GEA Commerciale già controllata al 100% da Iren Mercato, in Salerno Energia Vendite con una conseguente estensione del bacino di vendita del gas.

Iren Mercato è presente su tutto il territorio nazionale con una maggiore concentrazione di clientela servita nella zona del centro nord dell'Italia e presiede 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 dei capoluoghi di Reggio Emilia, Parma, Piacenza e Genova e lo sviluppo commerciale sulle aree di nuovo insediamento del teleriscaldamento.

Nel corso del primo semestre 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.

Nel corso del primo semestre 2018 è partita "IrenGO a zero emissioni" l'innovativa offerta per la mobilità elettrica rivolta a clienti privati, corporate, 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 2018 sono stati pari a 1.540 Mmc di cui 700 Mmc commercializzati a clienti finali esterni al Gruppo, e 734 Mmc 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 2018 i clienti gas retail gestiti dalla Business Unit Mercato sono circa 898.000 e comprendono principalmente i clienti sul bacino storico 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 e Calabria.

Commercializzazione energia elettrica

I volumi commercializzati nel corso del primo semestre 2018 dalla BU Mercato sono stati pari a 3.876 GWh. I clienti retail di energia elettrica gestiti al 30 giugno 2018 superano gli 839.000 distribuiti principalmente sul bacino tradizionalmente servito, corrispondente a Torino e Parma, e sulle altre aree presidiate commercialmente da Iren Mercato e da Atena Trading.

Vendita calore tramite rete di teleriscaldamento

Iren Mercato gestisce la vendita del calore, acquistato da Iren Energia, ai clienti teleriscaldati del Comune di Genova, del Comune di Torino, di Nichelino e delle province di Reggio Emilia, Piacenza e Parma. Il totale della volumetria teleriscaldata al 30 giugno 2018 ammonta a 87,1 milioni di metri cubi.

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, e ASM Vercelli, 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 diversi comuni siti nelle regioni Piemonte, Valle d'Aosta, Lombardia e Veneto.

Complessivamente negli Ambiti Territoriali Ottimali (ATO) gestiti il servizio è svolto in 242 comuni per oltre 2,6 milioni di abitanti serviti.

Nel corso del primo semestre 2018 la BU Reti ha distribuito circa 90 milioni di metri cubi di acqua, attraverso una rete di distribuzione di circa 19.000 km. Per quanto riguarda le acque reflue gestisce una rete fognaria complessiva di quasi 10.400 Km.

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 7.984 km di rete in alta, media e bassa pressione, serve un bacino di circa 742.000 clienti. IRETI nel corso del primo semestre 2018 ha immesso in rete circa 789 milioni di metri cubi di gas.

Distribuzione di energia elettrica

Con circa 7.654 km di rete in media e bassa tensione IRETI svolge il servizio di distribuzione dell'energia elettrica nelle città di Torino e Parma. ASM Vercelli distribuisce l'energia elettrica nella città di Vercelli. L'energia elettrica distribuita nel corso del primo semestre 2018 è stata pari a 1.861 GWh.

BU AMBIENTE

La Business Unit Ambiente svolge le attività di raccolta e smaltimento di rifiuti principalmente attraverso cinque società: IREN Ambiente operativa in area Emilia, AMIAT, TRM e ASM Vercelli e REI operative in area Piemonte. Il network impiantistico della BU è stato integrato con l'acquisto della società REI, situata in area Piemonte, e con la partecipazione in ReCos, operante in area Liguria.

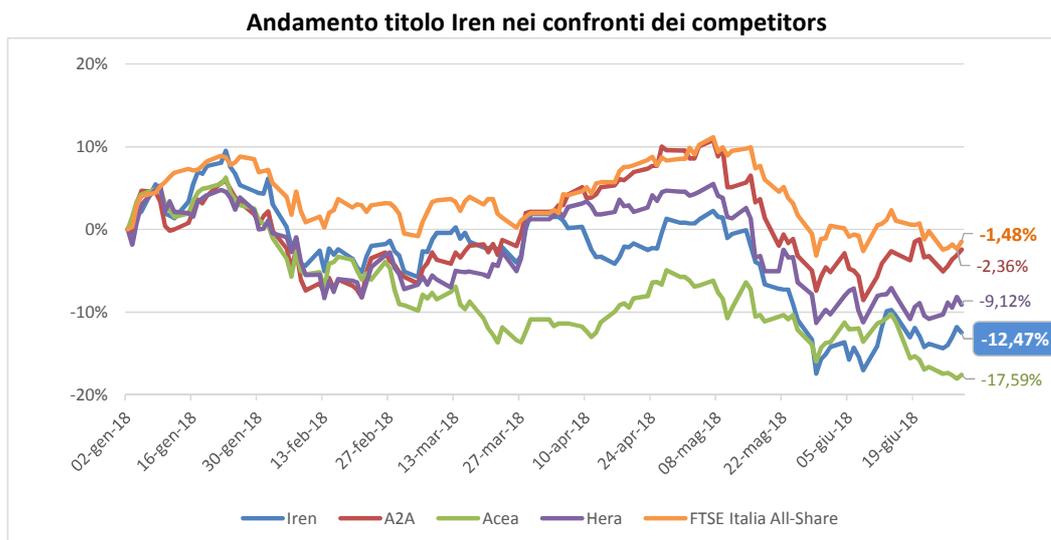
Nel corso del primo semestre 2017 lo stesso è stato ulteriormente ampliato con l'acquisizione, a seguito dell'aggiudicazione della gara per la gestione del servizio rifiuti dei comuni aderenti al Consorzio di Bacino dei Rifiuti dell'Astigiano, della partecipazione del 45% in GAIA Asti S.p.A., che sta procedendo alla realizzazione di 2 impianti di trattamento dei rifiuti.

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. In particolare, attraverso TRM S.p.A., la Business Unit gestisce l'impianto di termovalorizzazione di Torino, dotato di una capacità di termovalorizzazione di circa 500 mila tonnellate/anno di rifiuti con recupero di energia. Invece, la società mono-impianto REI è stata costituita per la realizzazione di una nuova discarica per rifiuti anche pericolosi, ad esclusione di rifiuti urbani, con sede a Pianezza (TO); la società ha iniziato la propria attività operativa nel secondo trimestre 2017.

INFORMAZIONI SUL TITOLO IREN NEL PRIMO SEMESTRE 2018

Andamento del titolo IREN in Borsa

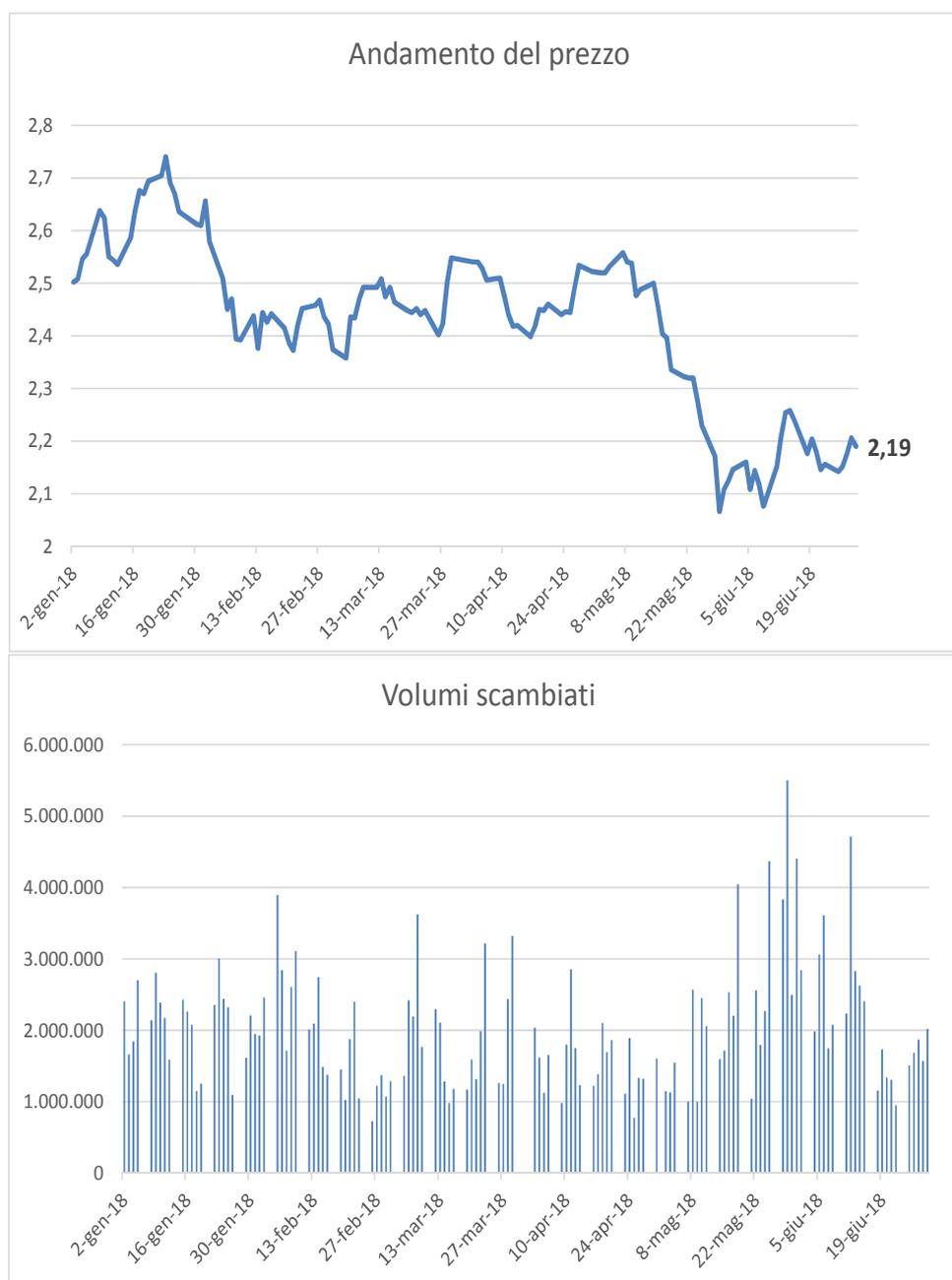
Nel corso del primo semestre del 2018, il FTSE Italia All-Share (il principale indice di Borsa Italiana) ha riportato una riduzione pari a circa l'1,48%, dovuta principalmente al contesto di incertezza politica venutosi a creare nel periodo e, più in generale, ai timori di un rallentamento della crescita globale legati alle aspettative di potenziale inasprimento dei dazi doganali. Tale contesto negativo si è riflesso anche sulle performance del titolo IREN, interrompendo il trend di costante crescita che aveva caratterizzato il prezzo dell'azione negli ultimi quattro anni (in particolare nel 2017 con la miglior performance rispetto ai competitors diretti), e causando una contrazione pari al 12,47% nei primi sei mesi del 2018.



Il titolo IREN al 29 giugno 2018, ultimo giorno di contrattazioni di Borsa del primo semestre dell'anno, si è attestato a 2,19 euro per azione, con volumi medi scambiati durante il periodo pari a circa 2,0 milioni di pezzi giornalieri.

Il prezzo medio nel semestre è stato di 2,42 euro per azione avendo toccato il massimo dalla nascita di IREN (2,74 euro per azione) il 23 gennaio ed il minimo del periodo, 2,066 euro per azione, il 29 maggio.

Nei due grafici sottoriportati si evidenzia l'andamento del prezzo e dei volumi scambiati del titolo Iren nell'arco del primo semestre 2018.



Il coverage del titolo

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



Relazione sulla gestione

al 30 giugno **2018**

SCENARIO DI MERCATO

LO SCENARIO MACROECONOMICO

La crescita globale continua a seguire il trend positivo registrato negli ultimi due anni, guidata dall'espansione dell'economia degli Stati Uniti.

Per quanto concerne l'eurozona la crescita resta solida e nel primo trimestre ha registrato un +0,4%, sostenuta dai maggiori consumi di beni finali, dalle politiche fiscali maggiormente espansive rispetto agli ultimi anni e dagli investimenti privati. Segnali positivi provengono anche dal mercato del lavoro, con il numero di disoccupati che scende a maggio di ulteriori 124 mila unità, ed un tasso di disoccupazione ai minimi da 10 anni e pari all'8,4%.

Il Consiglio direttivo della BCE, dopo la riunione svoltasi a Riga il 14 giugno, ha annunciato che l'acquisto straordinario di titoli di Stato tramite il *Quantitative Easing (QE)* cesserà il 31 dicembre dell'anno in corso. Le reazioni dei mercati a seguito della diffusione della notizia, comunque già attesa da tempo, non sono state tuttavia negative. Già da marzo 2017 i capitali ottenuti dalla BCE dai titoli rimborsati a scadenza, vengono infatti reinvestiti ed è ragionevole aspettarsi che quest'attività di reinvestimento nell'economia europea si protragga per diverso tempo.

Nel primo trimestre dell'anno la fase espansiva è proseguita anche per l'economia italiana, sebbene abbia mostrato i primi rallentamenti rispetto allo scorso anno: +0,3% su base congiunturale rispetto al +0,4% del trimestre precedente. La crescita economica è stata sostenuta dalle variazioni delle scorte e dal consumo dei beni finali, mentre è stata rallentata dall'andamento della domanda estera e dagli investimenti, sebbene queste componenti abbiano fornito impulsi positivi all'economia negli ultimi due trimestri. Nel periodo considerato il valore aggiunto dell'industria in senso stretto è diminuito (-0,1%) e le aspettative per i prossimi mesi risultano in ribasso, considerata la contrazione degli ordinativi per l'industria del 2%.

Al termine del semestre 2018 l'indice dei prezzi al consumo ha registrato un forte aumento su base tendenziale (+1% a maggio e +1,6% a giugno). L'inflazione, mostra dunque segni di ripresa dopo la fase di debolezza rilevata ad inizio anno, sebbene la recente accelerazione sia dipesa particolarmente dalle componenti più volatili: i prezzi energetici, in aumento a causa del rincaro delle materie prime e del deprezzamento dell'euro rispetto al dollaro e i beni alimentari. L'inflazione di fondo, ossia l'indicatore che esclude dal computo i prezzi dei beni ad alta volatilità (energetici ed alimentari, appunto) si attesta invece su base tendenziale allo 0,8%.

Le spese delle famiglie

Nel corso del periodo si registrano ulteriori notizie positive sul fronte occupazionale, dopo l'aumento registrato già dal primo trimestre e guidato principalmente dai contratti a tempo determinato e, in misura minore, da quelli a tempo indeterminato e dagli indipendenti. Ad aprile e maggio, infatti, l'occupazione è aumentata rispettivamente dello 0,3% e 0,2% su base congiunturale. Anche l'indice di disoccupazione mostra leggeri segnali di miglioramento, attestandosi a maggio al 10,7%, in calo di 0,3 punti percentuali rispetto ad aprile.

Nel primo trimestre dell'anno l'aumento di spesa delle famiglie per consumi finali è stato marcato, registrando un +0,8% su base congiunturale, in accelerazione rispetto al trimestre precedente. Per le famiglie italiane questa espansione della spesa è stata accompagnata da un aumento dei redditi disponibili dello 0,2%, un tasso di crescita inferiore a quello dei consumi; di conseguenza, la propensione marginale al consumo delle famiglie è scesa attestandosi al 7,6%, in lieve flessione (0,5 punti percentuali) rispetto all'ultimo trimestre del 2017. Nello stesso periodo, il potere d'acquisto delle famiglie italiane riporta una flessione dello 0,2%. Per quanto riguarda, invece, la fiducia dei consumatori, si registra a fine semestre una sostanziale invarianza rispetto al termine del 2017.

Gli investimenti

Sebbene il 2017 si sia chiuso con un netto incremento della spesa per investimenti, nel 2018 tale espansione sembra in fase di esaurimento, probabilmente a causa sia dell'approssimarsi al termine degli incentivi fiscali (2019) che ad una situazione di *overcapacity*. Inoltre, gioca un ruolo importante la flessione della fiducia delle imprese dipesa dall'incertezza politica e dalle attese di inasprimento delle tariffe doganali statunitensi per i beni provenienti da paesi dell'Unione Europea.

Nel primo trimestre del 2018, i margini delle imprese del comparto industria sono rimasti su livelli al di sopra di quelli pre-crisi, assicurando maggiore stabilità in un contesto di generale difficoltà di accesso al credito bancario. Sotto questo aspetto, un fattore di rischio potrebbe essere quello legato ai tassi ufficiali

della BCE, attesi risalire con la fine del QE dopo l'estate 2019, fatte salve ulteriori valutazioni legate al mantenersi dei tassi di inflazione europei sotto la soglia del 2%.

Le esportazioni

Nei primi mesi dell'anno si è assistito ad un significativo rallentamento del commercio internazionale, sebbene esso non sembri indicativo della fine del ciclo di espansione globale. I rischi di una contrazione dell'export globale, però, sono elevati a causa delle politiche protezionistiche statunitensi nei confronti di Cina, UE, Canada e Messico, con potenziali rischi sul piano delle relazioni internazionali e di forti ripercussioni sull'economia globale.

Per quanto concerne l'Italia, dopo un 2017 particolarmente positivo per l'export (+5,4%), il 2018 si è aperto con una contrazione del volume delle esportazioni italiane ma, soprattutto fino ad ora, è stato caratterizzato da una tendenza ben precisa: le merci italiane trovano sempre maggiori sbocchi nei mercati europei e sempre meno in quelli extra-UE. Nei confronti di questi ultimi, infatti, le esportazioni sono progressivamente diminuite da gennaio a maggio, con una forte contrazione nel trimestre febbraio-aprile del 3,1% su base congiunturale. I rischi relativi al commercio internazionale ovviamente riguardano anche le attività italiane ed è probabile che il progressivo inasprimento delle relazioni commerciali al di fuori dei mercati europei sia stato già scontato dalle imprese.

IL MERCATO PETROLIFERO

La media delle quotazioni *spot* del Brent del primo semestre del 2018 si è attestata a 70,73 \$/bbl, in rialzo rispetto allo stesso periodo del 2017 del 40%.

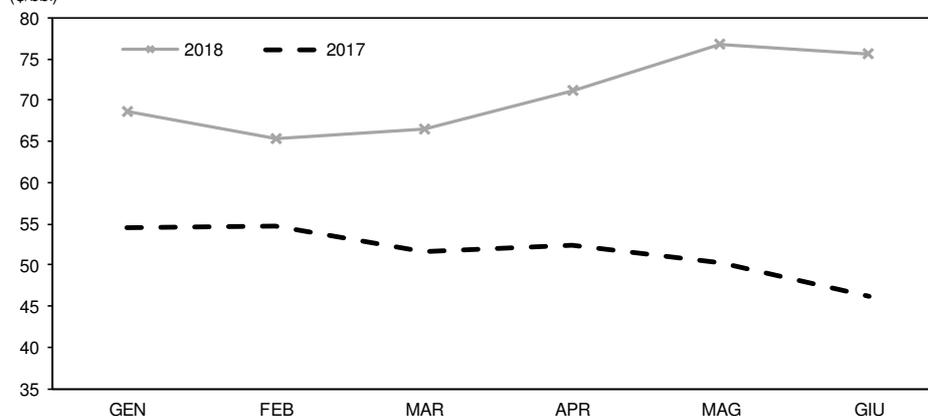
Dopo la discesa registrata nel mese di febbraio, le quotazioni del Brent sono state oggetto di un notevole *trend* rialzista cominciato alla fine del primo trimestre dell'anno e perdurato lungo tutto il secondo trimestre, con picchi di prezzo alle soglie degli 80 \$/bbl. Il mese di aprile si è chiuso con una media di 71,11 \$/bbl (4,58 \$/bbl in più rispetto alla media di marzo), che è aumentata a 76,86 \$/bbl in maggio per poi declinare lievemente durante il mese di giugno, a quota 75,55 \$/bbl.

L'incremento dei prezzi è stato causato, oltre che dalla povertà di scorte di molti paesi consumatori, specialmente dalle tensioni geopolitiche che hanno visto e vedono tuttora protagonisti il Venezuela e l'Iran, peraltro atteso da sanzioni statunitensi. Si segnala che l'organizzazione OPEC Plus ha varato, con effetto a partire da luglio, un incremento di produzione di circa un milione di barili al giorno, ai fini di sopperire all'accennato calo produttivo.

La produzione americana ha raggiunto, in giugno, le soglie record degli 11 Mbbbl/g: la salita dei prezzi del petrolio ha incentivato l'attivazione di numerosi siti produttivi, dando un forte impulso alla produzione di petrolio proveniente dagli scisti bituminosi (*shale oil*). Il WTI, *benchmark* di prezzo americano, ha visto inoltre crescere il differenziale negativo nei confronti del Brent fino a quota 11 \$/bbl nei primi sei mesi dell'anno. La maggiore competitività del greggio americano è però limitata, oltre che dalla minor qualità della materia prima, anche dalla mancanza di una rete interna di oleodotti e di infrastrutture di esportazione, che sta comportando un accumulo notevole di scorte e una situazione di eccesso di offerta all'interno del paese stesso.

DINAMICHE PREZZO BRENT

(\$/bbl)



Fonte: elaborazioni REF-E su dati Reuters

IL MERCATO DELL'ENERGIA ELETTRICA

Domanda e offerta

Nel primo semestre 2018 la produzione netta di energia elettrica in Italia è stata pari a 135,7 TWh in calo del 3,3% rispetto allo stesso periodo del 2017. La richiesta di energia elettrica, pari a 156,4 TWh, è stata soddisfatta per l'86% dalla produzione nazionale, e per il restante 14% dalle importazioni dall'estero.

La generazione termoelettrica italiana è stata pari a 84,6 TWh, in calo del 12,7% rispetto al 2017, e ha rappresentato il 62,3% della produzione netta nazionale; la generazione da fonte idroelettrica è stata pari a 27,8 TWh (+45,8% su base tendenziale) ed ha rappresentato il 20,5% di quella nazionale, mentre da fonte geotermica, eolica e fotovoltaica sono stati prodotti 23,3 TWh (-4,7% rispetto al 2017), cioè il 17,2% dell'offerta totale.

I consumi del primo semestre 2018, pur mostrando una lieve flessione (-0,2%), sono stati pressoché in linea con quelli dei primi sei mesi dell'anno precedente. Questa riduzione è dipesa dalla contrazione dei consumi verificatasi nelle zone Centro (-2,7%), Sud (-7,1%) e Isole (-0,7%), attenuata dall'incremento della domanda nella zona Nord (+3,4%).

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

	fino a 30/06/2018	fino a 30/06/2017	Var. %
Domanda	156.376	156.732	-0,2%
Produzione netta	135.718	140.404	-3,3%
<i>Idroelettrico</i>	<i>27.810</i>	<i>19.074</i>	<i>45,8%</i>
<i>Termoelettrico</i>	<i>84.616</i>	<i>96.879</i>	<i>-12,7%</i>
<i>Geotermoelettrico</i>	<i>2.861</i>	<i>2.899</i>	<i>-1,3%</i>
<i>Eolico e fotovoltaico</i>	<i>20.432</i>	<i>21.552</i>	<i>-5,2%</i>
Consumo Pompaggi	-1.458	-1.290	13,0%
Saldo estero	22.115	17.618	25,5%

Fonte: Terna

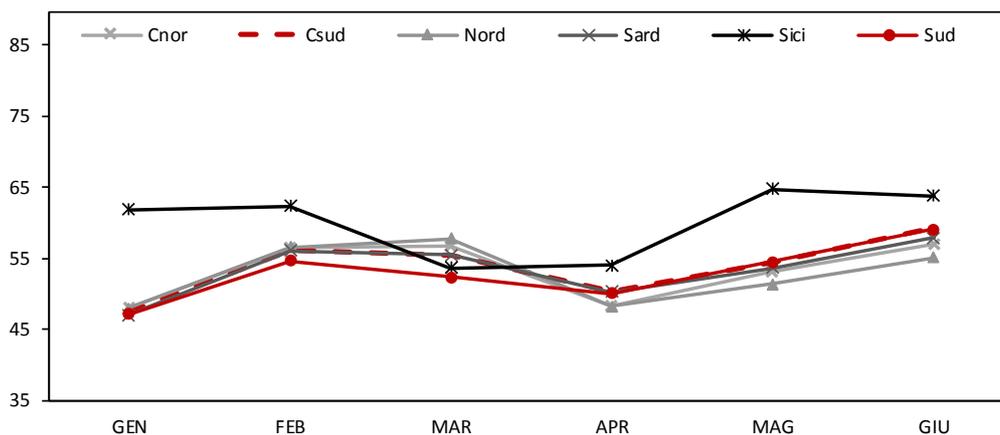
Prezzi Mercato del Giorno Prima (MGP)

Il Prezzo Unico Nazionale (PUN) medio del primo semestre 2018 si è attestato a 53,84 €/MWh (51,17 €/MWh nello stesso periodo del 2017). Nel semestre, il PUN è aumentato in media del 5% su base tendenziale, riportando nel secondo trimestre un rialzo del 15% ad aprile, del 24% a maggio e del 17% nel mese di giugno.

Nel primo semestre del 2018 i prezzi zionali hanno riportato in media un aumento dell'8% su base tendenziale, sebbene questo sia stato più accentuato in alcune zone che in altre: Nord (+3%), Centro Nord (+5%), Centro Sud (+11%), Sud (+12%), Sardegna (+10%), Sicilia (+6%). Tale aumento è stato riscontrato in particolar modo nel mese di marzo, dove il rialzo rispetto all'anno precedente è stato del 28%. Nel secondo trimestre, l'aumento maggiore si è riscontrato nel mese di maggio, dove il rialzo è stato del 24%.

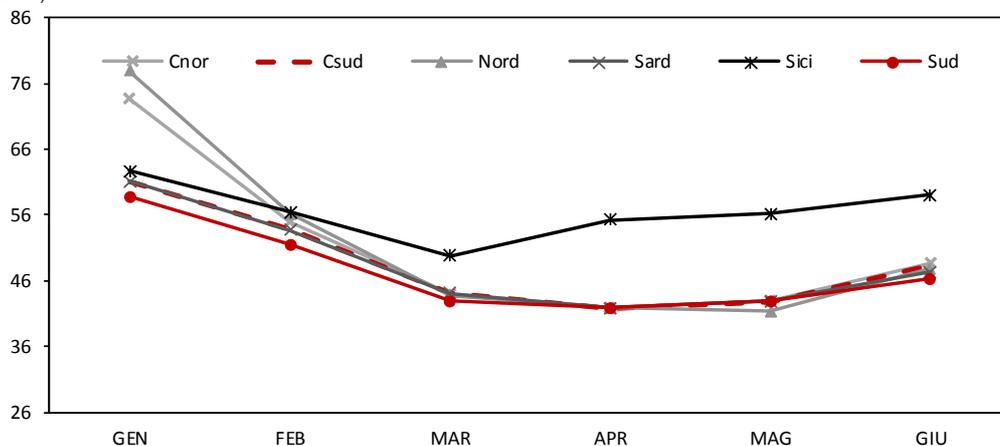
I prezzi zionali sono stati maggiormente allineati fra loro rispetto al primo semestre del 2017. La Sicilia ha registrato il prezzo medio mensile più alto in tutti i mesi tranne che a marzo, sebbene nel secondo trimestre 2018 la distanza con gli altri prezzi zionali sia stata minore che nel 2017. La generazione idroelettrica, come riportato risultata molto più elevata rispetto allo scorso anno, ha giocato un ruolo fondamentale nella definizione dei prezzi, in particolar modo nella zona nord, che ha riportato il prezzo più basso in tutti i mesi del secondo trimestre

DINAMICHE PREZZI ZONALI ITALIANI PRIMO SEMESTRE 2018
(€/MWh)



Fonte: elaborazioni REF-E su dati GME

DINAMICHE PREZZI ZONALI ITALIANI PRIMO SEMESTRE 2017
(€/MWh)

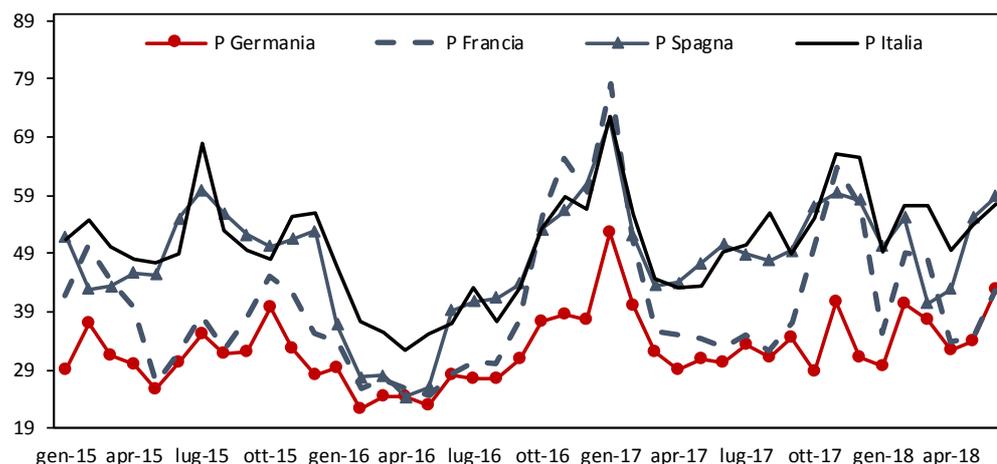


Andamenti delle principali borse europee

Nei primi sei mesi del 2018, le borse elettriche europee hanno espresso un prezzo medio di 42,13 €/MWh, in calo rispetto all'anno precedente (-4%) con un differenziale negativo rispetto al PUN di 11,71 €/MWh (in aumento tendenziale rispetto ai 7,46 €/MWh del 2017). Questa flessione è dipesa in particolar modo dall'andamento dei prezzi europei durante i primi mesi dell'anno. Il secondo trimestre, infatti, mostra un rialzo rispetto al dato del corrispondente periodo dell'anno precedente, attestandosi a livelli notevolmente più alti.

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 *future* medi dei prodotti disponibili per il primo semestre 2018 riferiti al Prezzo Unico Nazionale. A livello mensile, le quotazioni *future* relative ad aprile, maggio e giugno hanno riportato un trend fortemente positivo. Il Q3-18 e il Q4-18 si sono progressivamente apprezzati durante i primi sei mesi dell'anno. Anche il Q1-19 ha mostrato lo stesso andamento riportando un aumento di 5,9 €/MWh durante l'ultimo trimestre. Il *future* annuale, dopo una flessione avvenuta nei primi mesi dell'anno, ha registrato continui rialzi per la restante parte del semestre, riportando una crescita complessiva di 8,1 €/MWh rispetto a gennaio. In generale, rispetto al secondo trimestre dello scorso anno, le quotazioni dei *future* trimestrali e annuali hanno riportato valori nettamente più alti, mentre quelle mensili hanno registrato una flessione durante il mese di giugno.

apr-18 Futures		mag-18 Futures		giu-18 Futures	
mensili	€/MWh	mensili	€/MWh	mensili	€/MWh
mag-18	49,7	giu-18	52,6	lug-18	58,4
giu-18	50,1	lug-18	59,2	ago-18	64,9
lug-18	53,6	ago-18	67,0	set-18	63,0
trimestrali		trimestrali		trimestrali	
Q3 18	58,0	Q3 18	64,5	Q3 18	64,6
Q4 18	59,0	Q4 18	65,4	Q4 18	66,5
Q1 19	57,3	Q1 19	62,8	Q1 19	63,2
annuali		annuali		annuali	
Y1 19	51,9	Y1 19	57,0	Y1 19	57,6

Fonte: Reuters su dati EEX

IL MERCATO DEL GAS NATURALE

Domanda e offerta

Nel primo semestre del 2018 si è assistito ad una flessione dei consumi di gas rispetto allo stesso periodo dello scorso anno e dopo un trend crescente che persisteva da tre anni. La lieve diminuzione dei consumi (-1,6%) è da imputare ad una discesa dei prelievi ad uso termoelettrico (-13,8%) che non è stata riequilibrata dall'aumento degli utilizzi residenziali (+5%) e industriali (+1,9%).

Impieghi e fonti di gas naturale nel periodo gennaio-giugno 2018 e confronto con gli anni precedenti

GAS PRELEVATO (Mld mc)*	2018	2017	2016	Var %	Var %
				2018 vs 2017	2017 vs 2016
Usi industriali	7,4	7,2	6,8	1,9%	6,6%
Usi termoelettrici	10,6	12,3	10,1	-13,8%	22,3%
Impianti di distribuzione	19,4	18,5	17,7	5,0%	4,1%
Rete terzi e consumi di sistema / line pack	1,1	1,1	1,1	0,0%	0,8%
Totale prelevato	38,5	39,2	35,7	-1,6%	9,6%

*Ultimo dato 30 giugno 2018

Fonte: elaborazioni REF-E su dati SRG

GAS IMMESSO (Mld mc)*	2018	2017	2016	Var %	Var %
				2018 vs 2017	2017 vs 2016
Importazioni	35,2	35,5	31,3	-0,6%	13,1%
Produzione nazionale	2,6	2,6	2,7	1,3%	-6,1%
Stoccaggi	0,7	1,1	1,6	-39,9%	-31,3%
Totale immesso (inclusi stoccaggi)	38,5	39,2	35,7	-1,6%	9,6%
Capacità massima	67,4	65,8	65,9		
Load factor	52,3%	53,9%	47,6%		

*Ultimo dato 30 giugno 2018

Il valore degli stoccaggi indica la movimentazione netta

Fonte: elaborazioni REF-E su dati SRG

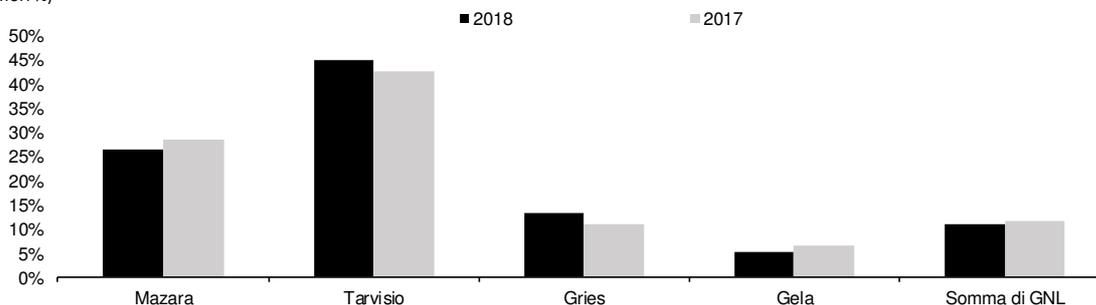
L'aumento della domanda residenziale (quasi 1 mld/mc) rispetto al primo semestre del 2017 è da ricondurre principalmente alle anomalie meteorologiche che hanno interessato le settimane finali dell'inverno, con maltempo e temperature inferiori alla media che sono perdurati fino agli inizi della stagione primaverile, provocando un aumento dei consumi residenziali per fini di riscaldamento. In leggera crescita anche i consumi industriali, con 0,2 mld/mc consumati in più rispetto allo stesso semestre dello scorso anno. Il calo dei consumi termoelettrici (-1,7 mld/mc) è invece ascrivibile a due fattori: una minore domanda complessiva di energia elettrica registrata durante il primo trimestre del 2018 (a parità di importazioni e produzione rinnovabile, rispetto al primo trimestre 2017) e un maggiore contributo da parte del comparto idroelettrico derivante da un livello di idraulicità disponibile per le stagioni primaverile ed estiva superiore a quello registrato durante lo stesso periodo dello scorso anno.

Per quanto riguarda l'offerta, le importazioni dall'estero sono rimaste complessivamente in linea coi livelli relativi al primo semestre dello scorso anno (-0,3 mld/mc): la diminuzione dei volumi provenienti da Mazara (-8% circa), con flussi che sono stati in riduzione a partire dal mese di aprile rispetto a quelli invernali, e da Gela (-23,7%), dovuta soprattutto alla prolungata manutenzione effettuata all'infrastruttura legata al gasdotto *Greenstream*, sono stati compensati dall'aumento dei volumi in ingresso a Passo Gries (+19% circa), con un livello di volume record per il mese di maggio, e a Tarvisio (+4%). La flessione nelle importazioni di GNL via mare (-6,4%), equivalente in termini volumetrici a circa 0,2 miliardi/mc, è stata dunque determinante nel dar luogo alla lieve differenza negativa registrata rispetto ai primi sei mesi del

2017. Risulta stabile il livello di produzione nazionale, mentre si registra una diminuzione del saldo dei sistemi di stoccaggio (erogazioni +/- immissioni -) di circa 0,5 mld/mc rispetto al primo semestre del 2017. Questo risultato è da imputare agli stringenti obblighi di riempimento a cui gli operatori hanno dovuto (e dovranno) attenersi per l'anno termico 2018.

IMPORTAZIONI PER PUNTO DI ENTRATA SUL TOTALE

(Valori %)



Ultimo dato 30 giugno 2018

Fonte: elaborazione REF-E su dati SRG

Il primo trimestre del 2018 è stato caratterizzato da un mix di importazione che vede primeggiare il gas russo in arrivo a Tarvisio (quasi il 45% del totale), seguito da quello algerino (26,4%) in arrivo a Mazara. La quota occupata dal GNL, seppure in calo rispetto allo stesso periodo temporale del 2017, rimane superiore al 10%.

Prezzi ingrosso gas

Nel primo semestre del 2018 i prezzi all'ingrosso del gas naturale hanno fatto registrare un aumento rispetto al primo semestre del 2017. L'anomala distribuzione dei consumi e dei prelievi da stoccaggio seguita alle contingenze meteorologiche che hanno caratterizzato il primo trimestre dell'anno, ha avuto ripercussioni importanti anche sulle dinamiche di mercato dei tre mesi successivi, con prezzi in consegna superiori a quelli registrati durante l'inverno su tutto il trimestre.

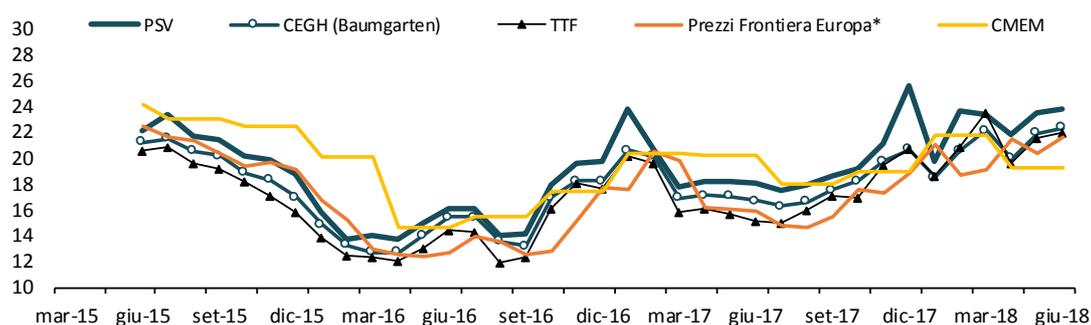
Il mercato olandese TTF ha fatto registrare nel primo semestre 2018 un valore medio delle quotazioni spot di 21,02 €/MWh, in aumento di oltre il 23% rispetto allo stesso semestre del 2017. Il CEGH, mercato del gas austriaco, si assesta ad un valore medio di 20,92 €/MWh (nuovamente a sconto rispetto al mercato TTF), che corrisponde ad un aumento del 15,7% rispetto al primo semestre 2017.

L'hub italiano PSV continua a rimanere a premio rispetto ai mercati nord-europei, con un valore medio di 22,65 €/MWh, in aumento del 16,3% rispetto allo stesso periodo del 2017. Lo *spread* tra PSV e TTF è però diminuito di 0,77 €/MWh (-32%) rispetto al primo semestre 2017, passando da 2,39 €/MWh a 1,62 €/MWh. Questi effetti sui prezzi sono stati dovuti ad un'alta domanda di gas durante i mesi finali dell'inverno, in concomitanza della riduzione di capacità di erogazione dagli stoccaggi e dell'impossibilità di utilizzare risorse aggiuntive provenienti dal giacimento di Groningen, la cui capacità produttiva è limitata per motivi di sicurezza.

Nel primo trimestre del 2018 i prezzi alla frontiera, ancora in parte *oil-linked* e in ulteriore crescita durante il secondo trimestre dell'anno, si mostrano in aumento rispetto al primo semestre del 2017. La media europea relativa al semestre si assesta sui 20,4 €/MWh, in aumento di quasi il 16% rispetto allo stesso periodo dello scorso anno, sostenuta in modo particolare dalla crescita dei prezzi *hub* e dal forte aumento delle quotazioni del Brent rispetto al 2017.

PREZZI ALL'INGROSSO IN EUROPA

(€/MWh)



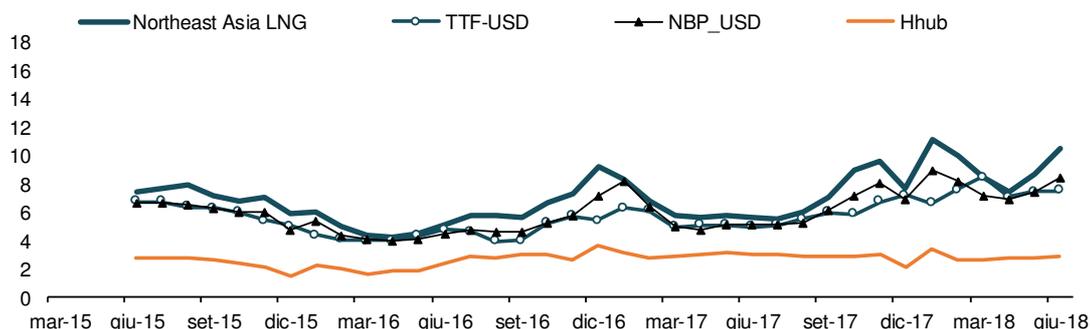
Ultimo dato 30 giugno 2018

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

Nel mercato italiano, il prezzo di sbilanciamento medio del primo semestre del 2018 è stato di 22,76 €/MWh¹, in aumento rispetto allo stesso periodo del 2017 del 17,5%. Nello stesso arco temporale, sui mercati della piattaforma MGAS funzionali alla definizione del prezzo di sbilanciamento, è stato scambiato un volume pari a 1,82 mld/mc, in aumento rispetto al primo semestre dello scorso anno, nel quale gli scambi si erano attestati a 1,26 miliardi/mc. Sul mercato infra-giornaliero MI è stato scambiato il 73% dei volumi funzionali al bilanciamento. La c.d. “componente CMEM”, definita da ARERA sulla base delle quotazioni *forward* del TTF e intesa a riflettere il costo di approvvigionamento del gas nel prezzo al mercato tutelato, è diminuita, assestandosi a quota 19,22 €/MWh.

PREZZI LNG

(\$/MBtu)



Ultimo dato 30 giugno 2018

Fonte: elaborazioni REF-E su dati WGI

Guardando ai mercati internazionali, la domanda asiatica di GNL è rimasta sostenuta anche durante i mesi primaverili. Dopo un breve periodo di decrescita seguito all'elevata domanda invernale, la richiesta nord-est asiatica si è stabilizzata su livelli considerevolmente elevati in confronto a quanto avvenuto durante lo stesso periodo dello scorso anno. L'elevato livello di domanda, unitamente al rialzo dei prezzi del Brent, spiega la *trend* crescente dei prezzi *spot* asiatici durante secondo trimestre dell'anno, con una media di 10,5 \$/MMBtu toccata nel mese di giugno. Il dato semestrale riflette un aumento del 47,6% rispetto alla media semestrale dello scorso anno.

In aumento anche i prezzi *hub* in Gran Bretagna, con una media di 7,8 \$/MMBtu a livello semestrale (+2 \$/MMBtu rispetto al primo semestre 2017), mentre il mercato americano del gas, l'*Henry Hub*, fa registrare una lieve diminuzione con riferimento allo stesso periodo, assestandosi sui 2,8 \$/MMBtu di media (-0,2 \$/MMBtu rispetto al primo semestre 2017).

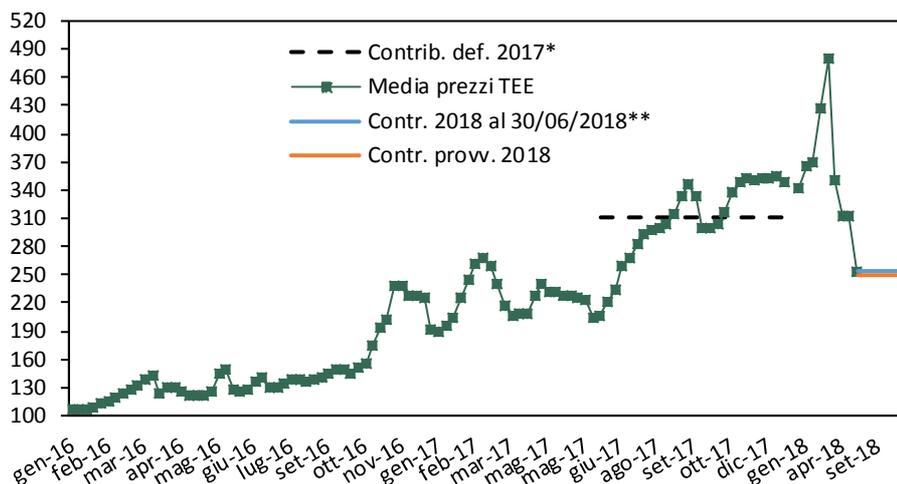
¹ Il prezzo si riferisce al SAP, *System Average Price*, come definito dalla Delibera ARERA 312/2016/R/gas.

CERTIFICATI BIANCHI (TEE)

Andamento del mercato

Al termine del primo semestre 2018, i prezzi dei Titoli di Efficienza Energetica (TEE) scambiati in borsa sono diminuiti, assestandosi attorno alla quota di 250 €/TEE con l'inizio del nuovo anno d'obbligo (valore corrispondente al *cap* applicato al contributo tariffario nel prossimo futuro da parte del Ministero dello Sviluppo Economico). Il prezzo medio relativo al semestre ha superato quota 356 €/TEE (+58% circa rispetto al primo semestre 2017, nonostante il calo delle quotazioni avvenuto al termine del periodo).

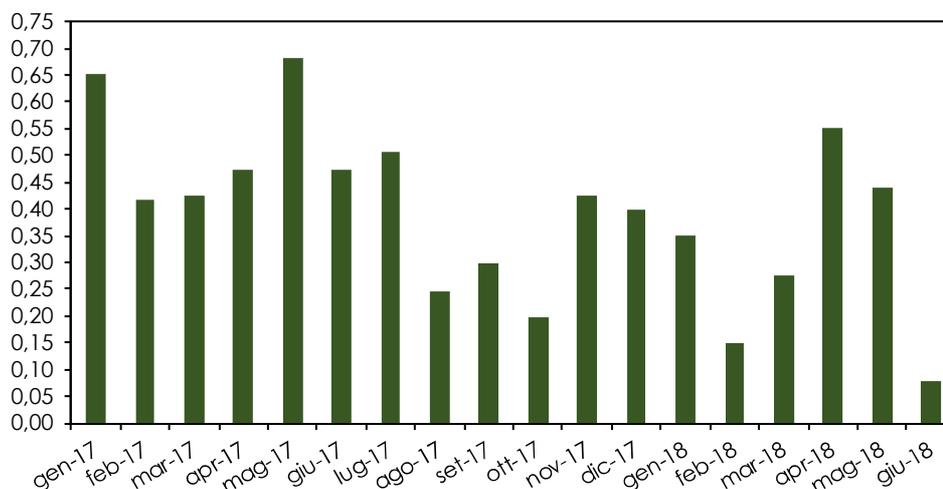
TEE: PREZZO MEDIO PONDERATO DI BORSA E CONTRIBUTO TARIFFARIO
(€/TEE)



* ARERA, DMRT/EFC/4/2018. ** Calcolo REF-E su dati GME, ultima quotazione 30 giugno 2018
Fonte: elaborazioni REF-E su dati GME, ARERA

La diminuzione dei prezzi, che pure rimangono decisamente superiori rispetto ai livelli registrati durante la prima metà dello scorso anno, è probabilmente frutto di un'anticipazione da parte del mercato degli effetti dell'accennato provvedimento di stabilizzazione dei prezzi varato dal MiSE (entrato in vigore l'11 luglio) attraverso cui verrà imposto un tetto di 250 €/TEE al contributo tariffario. Dopo la diminuzione delle quantità scambiate registrata durante i primi tre mesi dell'anno, causata dal forte incremento dei prezzi dei titoli (conseguente a una significativa diminuzione dell'offerta), i volumi transati sono risultati progressivamente in aumento tra aprile e maggio con l'avvicinarsi della fine dell'anno d'obbligo 2017, per poi calare come di consueto durante il mese di giugno. Nello specifico, in aprile e maggio sono stati scambiati rispettivamente 552 mila e 439 mila TEE, mentre a giugno il volume è sceso a soli 80 mila TEE.

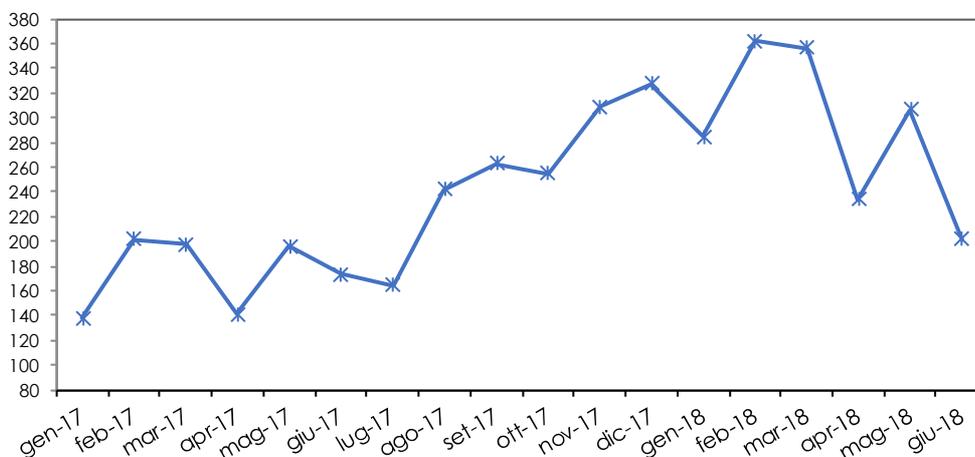
VOLUME TOTALE MENSILE IN BORSA TEE
(Milioni di TEE)



Volumi mensili da inizio 2017
Fonte: elaborazioni REF-E su dati GME

Anche sul mercato *OTC* si è assistito ad una discesa dei prezzi, che hanno oltrepassato quota 300 €/TEE solo durante il mese di maggio. Nel periodo gennaio-giugno 2018, il prezzo medio (circa 291 €/TEE) risulta essere comunque superiore del 66,5% rispetto allo stesso periodo temporale riferito al 2017.

PREZZO MEDIO PONDERATO MENSILE OTC TEE
(€/TEE)

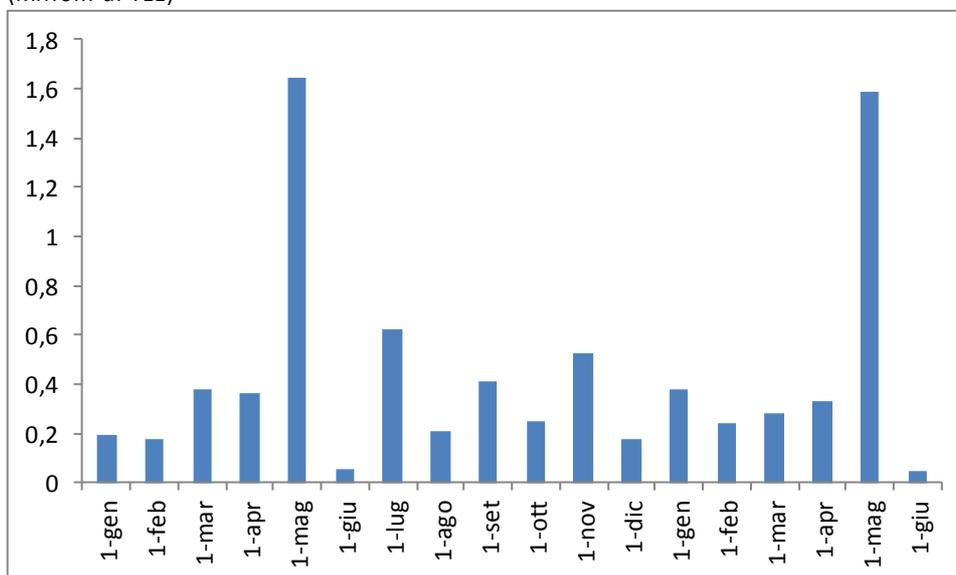


Prezzi mensili da inizio 2017
Fonte: elaborazioni REF-E su dati GME

Per quanto riguarda i volumi mensili OTC riferiti al primo semestre 2018, si registra un valore leggermente superiore rispetto allo stesso periodo dello scorso anno (2,88 milioni di TEE). Il maggior numero di certificati venduti si è registrato durante il mese di *compliance*, ovvero maggio (con circa 1,6 milioni di titoli).

VOLUME TOTALE MENSILE OTC TEE

(Milioni di TEE)



Volumi mensili da inizio 2017
Fonte: elaborazioni REF-E su dati GME

FATTI DI RILIEVO DEL PERIODO

Conversione di n. 62.305.465 azioni di risparmio di Iren S.p.A. in azioni ordinarie

In forza della delega ricevuta dal Consiglio di Amministrazione in data 20 dicembre 2017, l'8 gennaio 2018 il Vice Presidente di Iren S.p.A., Prof. Avv. Ettore Rocchi, ha effettuato, con esito positivo, le verifiche in ordine alla sussistenza dei requisiti di cui all'art. 6 dello statuto sociale di Iren S.p.A. in capo agli investitori che hanno acquisito tutte le residue n. 62.305.465 azioni di risparmio di proprietà di FCT Holding S.p.A., finanziaria di partecipazioni interamente detenuta dal Comune di Torino, per la conversione alla pari in azioni ordinarie Iren.

Sulla base del predetto articolo dello Statuto l'alienazione delle azioni di risparmio possedute da FCT Holding ha comportato infatti la loro conversione in azioni ordinarie previa verifica che il trasferimento, a qualunque titolo, sia stato compiuto a favore di soggetti non collegati al Comune di Torino.

Il trasferimento è avvenuto a seguito delle ulteriori richieste di conversione (si veda quanto illustrato nei "Fatti di rilievo del periodo" del bilancio al 31 dicembre 2017) pervenute a partire dal 20 dicembre 2017, inerenti alle obbligazioni "exchangeable" emesse da FCT Holding il 30 dicembre 2015 per un ammontare di euro 150.000.000 e avente come sottostante complessive n. 80.498.014 azioni di risparmio e n. 290.353 azioni ordinarie Iren di proprietà dalla stessa.

A seguito della sopracitata conversione il capitale sociale della Società risulta costituito da sole azioni ordinarie.

Aggiudicazione di 4 lotti della gara Consip per la fornitura di energia elettrica alla Pubblica Amministrazione

Il Gruppo, attraverso Iren Mercato, rafforza la sua presenza come fornitore di energia elettrica alle Pubbliche Amministrazioni del Nord Ovest aggiudicandosi a gennaio 2018 quattro lotti della gara Consip EE15, per un valore complessivo della fornitura stimato in 365 milioni di euro di ricavi.

Iren Mercato si conferma dunque, anche per il 2018, come fornitore di riferimento per le Pubbliche Amministrazioni della Lombardia (lotti 2 e 3) e dell'Emilia Romagna (lotto 6), mentre lo diventa nuovamente per le Pubbliche Amministrazioni di Piemonte e Val d'Aosta (lotto 1), per un volume complessivo annuo delle forniture stimato in 2,4 TWh.

Tra i player che hanno partecipato alla gara l'offerta tecnico-economica di Iren Mercato è risultata la più competitiva, e per le forniture prevede sia prezzi fissi sia prezzi variabili legati al valore dell'energia nella borsa elettrica. Inoltre, grazie anche agli asset produttivi da fonte rinnovabile del Gruppo, le Pubbliche Amministrazioni interessate avranno la possibilità di acquistare energia "verde" certificata per tutti i quantitativi del proprio fabbisogno energetico. La convenzione con Consip ha durata 12 mesi, con possibilità di proroga per ulteriori sei. In tale ambito, Iren Mercato può accogliere ordinativi dalle Pubbliche Amministrazioni fino ad esaurimento dei tetti massimi di energia previsti in ciascun lotto.

Alienazione della partecipazione detenuta in Mestni Plinovodi

Il 9 marzo 2018 si è perfezionato il trasferimento da IRETI, società controllata da Iren S.p.A., ad Adriaplin d.o.o., società del gruppo ENI, della partecipazione pari al 49,88% nel capitale sociale di Mestni Plinovodi d.o.o., società attiva nella distribuzione e vendita del gas in Slovenia.

Il prezzo per il trasferimento della partecipazione è pari a circa 8 milioni di euro, con un beneficio economico pari a circa 3 milioni che è stato rilevato nel bilancio al 31 dicembre 2017 a titolo di ripresa di valore della partecipazione alla luce della prevista cessione.

L'alienazione della partecipazione si inserisce nel percorso di razionalizzazione societaria sviluppato dal Gruppo Iren nell'ultimo triennio, comprendente anche la cessione di asset e partecipazioni ritenute *non-core*, al fine di liberare risorse finanziarie per cogliere opzioni di crescita all'interno delle proprie aree di riferimento.

Closing dell'aggregazione tra Iren e il Gruppo ACAM

L'11 aprile 2018 si è perfezionata l'aggregazione tra Iren e il Gruppo ACAM, attivo nella provincia di La Spezia nella gestione del servizio idrico integrato, nella gestione dei servizi ambientali e, in misura minore, nei servizi energetici.

La suddetta operazione era stata avviata nel maggio 2017 con la presentazione dell'offerta da parte di Iren nell'ambito della procedura trasparente promossa da ACAM per l'individuazione di un operatore economico con cui attuare un'aggregazione societaria ed industriale, ed era proseguita il 29 dicembre 2017 con la sottoscrizione di un accordo di investimento, soggetto a condizioni sospensive, tra Iren, ACAM S.p.A. e 31 soggetti pubblici soci di ACAM, con la contestuale deliberazione da parte del Consiglio di Amministrazione di Iren di un aumento di capitale a pagamento, in via scindibile, riservato ai soci di ACAM che avessero assunto l'impegno di cedere in favore della Società la propria intera partecipazione detenuta in ACAM stessa.

A seguito dell'avveramento di tutte le condizioni sospensive dedotte nell'accordo di investimento, tra cui il necessario nulla osta da parte dell'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato, l'operazione di aggregazione è stata realizzata attraverso:

- l'acquisizione da parte di Iren delle azioni ACAM detenute da 31 soggetti pubblici, pari alla sostanziale totalità del capitale sociale, a fronte di un corrispettivo complessivo pari ad euro 59.000.274,29 e
- la contestuale sottoscrizione da parte di 27 soci di ACAM di complessive 24.705.700 nuove azioni ordinarie di Iren S.p.A. nell'ambito dell'aumento di capitale ad essi riservato, rappresentanti l'1,90% del Capitale Sociale di Iren come risultante dall'aumento medesimo, per un controvalore pari a euro 52.623.141,00 (inclusivo di sovrapprezzo).

Il prezzo di sottoscrizione di ciascuna azione ordinaria Iren S.p.A. di nuova emissione è di euro 2,13, di cui euro 1,00 da imputare a capitale sociale ed euro 1,13 a titolo di sovrapprezzo. La Società ha proceduto a compensare il prezzo di sottoscrizione per le azioni di nuova emissione dovuto dai soci di ACAM sottoscrittori con il prezzo di compravendita del capitale sociale di ACAM dovuto da Iren, mentre il prezzo residuo dovuto dalla Società ai soci venditori e non sottoscrittori, pari complessivamente a euro 6.377.133,29, è stato corrisposto tramite pagamento in denaro.

I soci di ACAM che hanno sottoscritto l'Aumento di Capitale Riservato hanno contestualmente aderito al patto parasociale in essere fra i soggetti pubblici soci di Iren, apportando al sindacato di voto e di blocco ivi disciplinato tutte le azioni di nuova emissione dagli stessi sottoscritte nell'ambito dell'aumento di capitale (fatta eccezione per un solo socio che ha assunto un distinto impegno di non trasferimento delle azioni sottoscritte). Il patto parasociale scadrà a maggio del 2019, rinnovandosi tacitamente per ulteriori due anni, salvo disdetta.

Alla stessa data ACAM, ACAM Acque e ACAM Ambiente hanno provveduto a rimborsare integralmente le esposizioni debitorie in essere nei confronti dei relativi istituti finanziatori, pari a circa 130 milioni di euro. Conseguentemente a tale rimborso sono stati risolti l'accordo di ristrutturazione dei debiti ex art. 182 bis e ss. L.F., sottoscritto dalle società del Gruppo ACAM e omologato dal Tribunale di La Spezia, e l'annesso piano di riassetto, dunque privi di efficacia a fronte del raggiungimento degli scopi ivi previsti.

Per maggiori informazioni in merito ai termini e alle condizioni dell'operazione di aggregazione e dell'aumento di capitale, incluse tutte le relative condizioni, si rinvia a quanto riportato al capitolo "Fatti di rilievo dell'esercizio" della Relazione sulla Gestione al 31 dicembre 2017.

L'operazione di aggregazione con il Gruppo ACAM consente l'arricchimento del portafoglio di concessioni del Gruppo Iren con la possibilità, fra l'altro, di ambire, nei servizi idrici, a divenire l'operatore regionale ligure di riferimento e di consolidare, nei servizi ambientali, l'attuale posizionamento.

Assemblea degli Azionisti di IREN S.p.A.

L'Assemblea Ordinaria degli Azionisti di Iren S.p.A., tenutasi il 19 aprile 2018, ha approvato il Bilancio della Società relativo all'esercizio 2017, la Relazione sulla gestione 2017 e la prima sezione della Relazione sulla remunerazione 2017, ed ha deliberato la distribuzione di un dividendo di 0,07 euro per ciascuna delle 1.300.931.377 azioni ordinarie aventi diritto, incluse le n. 24.705.700 azioni ordinarie sottoscritte da parte dei soci di ACAM S.p.A. per effetto dell'aumento del capitale sociale ad essi riservato, deliberato dal Consiglio di Amministrazione di Iren in data 29 dicembre 2017. Il dividendo è stato posto in pagamento a partire dal giorno 20 giugno 2018 (stacco cedola il 18 giugno 2018 e record date il 19 giugno 2018).

Con l'approvazione del bilancio al 31 dicembre 2017 si è concluso il mandato del Collegio Sindacale in carica. Per il triennio 2018-2020 l'Assemblea degli Azionisti ha pertanto provveduto a nominare, sulla base delle liste presentate: numero tre Sindaci effettivi nelle persone di Cristina Chiantia, Simone Caprari e Michele Rutigliano, eleggendo quest'ultimo Presidente del Collegio Sindacale; numero due Sindaci supplenti nelle persone di Marco Rossi e Donatella Busso. Il Collegio Sindacale rimarrà in carica sino alla data di approvazione del bilancio dell'esercizio che si chiuderà il 31 dicembre 2020.

SITUAZIONE ECONOMICA, PATRIMONIALE E FINANZIARIA DEL GRUPPO IREN

Situazione economica

CONTO ECONOMICO DEL GRUPPO IREN

migliaia di euro

	Primo semestre 2018	Primo semestre 2017 Rideterminato (*)	Var. %
Ricavi			
Ricavi per beni e servizi	1.771.999	1.701.170	4,2
Variazione dei lavori in corso	27	(4.707)	(**)
Altri proventi	164.930	117.069	40,9
Totale ricavi	1.936.956	1.813.532	6,8
Costi operativi			
Costi materie prime sussidiarie di consumo e merci	(625.735)	(606.837)	3,1
Prestazioni di servizi e godimento beni di terzi	(598.190)	(549.204)	8,9
Oneri diversi di gestione	(25.344)	(40.961)	(38,1)
Costi per lavori interni capitalizzati	13.804	11.637	18,6
Costo del personale	(195.644)	(185.900)	5,2
Totale costi operativi	(1.431.109)	(1.371.265)	4,4
MARGINE OPERATIVO LORDO	505.847	442.267	14,4
Ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni			
Ammortamenti	(168.972)	(155.448)	8,7
Accantonamenti a fondo svalutazione crediti	(16.436)	(22.501)	(27,0)
Altri accantonamenti e svalutazioni	(5.154)	(7.400)	(30,4)
Totale ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni	(190.562)	(185.349)	2,8
RISULTATO OPERATIVO	315.285	256.918	22,7
Gestione finanziaria			
Proventi finanziari	19.305	16.472	17,2
Oneri finanziari	(49.952)	(56.428)	(11,5)
Totale gestione finanziaria	(30.647)	(39.956)	(23,3)
Risultato di partecipazioni contabilizzate con il metodo del patrimonio netto	825	4.541	(81,8)
Rettifica di valore di partecipazioni	2.061	8.579	(76,0)
Risultato prima delle imposte	287.524	230.082	25,0
Imposte sul reddito	(88.314)	(72.529)	21,8
Risultato netto delle attività in continuità	199.210	157.553	26,4
Risultato netto da attività operative cessate	-	-	-
Risultato netto del periodo	199.210	157.553	26,4
attribuibile a:			
- Utile (perdita) del periodo attribuibile agli azionisti	187.152	144.808	29,2
- Utile (perdita) del periodo attribuibile alle minoranze	12.058	12.745	(5,4)

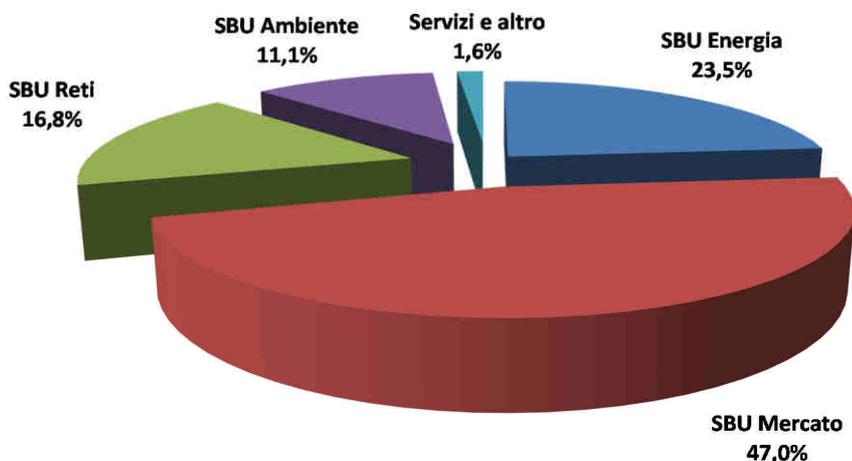
(*) Come previsto dall'IFRS 3, i saldi economici del primo semestre 2017 sono stati rideterminati per tenere conto degli effetti derivanti dal completamento, avvenuto al termine dell'esercizio 2017, dell'allocazione del prezzo di acquisizione al fair value definitivo delle attività e passività acquisite (*Purchase Price Allocation*) di REI – Ricupero Ecologici Industriali e Salerno Energia Vendite.

Per ulteriori informazioni si rinvia al paragrafo "Rideterminazione di valori al 30 giugno 2017" del capitolo "Contenuto e forma del bilancio semestrale abbreviato consolidato".

(**) Variazione superiore al 100%

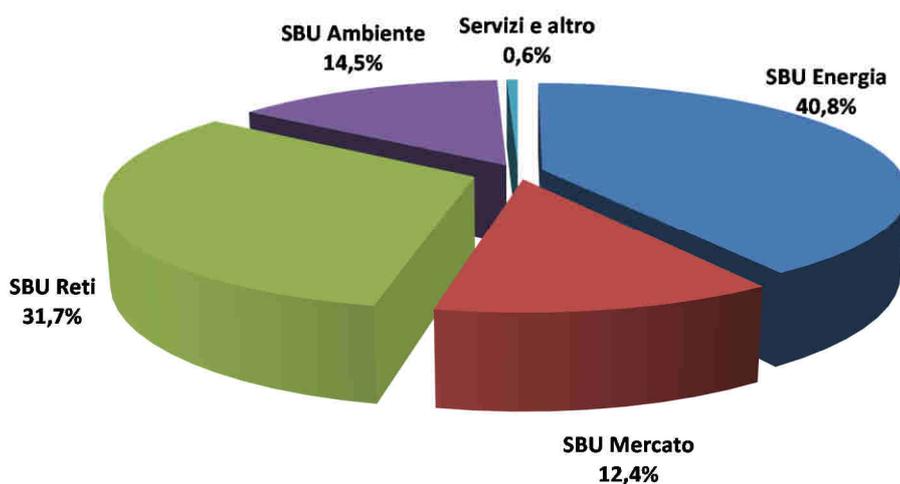
Ricavi

Al 30 giugno 2018 il Gruppo Iren ha conseguito ricavi per 1.937 milioni di euro, in aumento del +6,8% rispetto ai 1.814 milioni di euro del 1° semestre 2017. Concorrono all'incremento dei ricavi Salerno Energia Vendite (SEV) e il gruppo Iren Rinnovabili, consolidate rispettivamente dal 1° maggio 2017 dal 1° gennaio 2018, ed in particolare le società del gruppo ACAM La Spezia, consolidate a far data dal 1° aprile 2018.



Margine Operativo Lordo

Il margine operativo lordo ammonta a 506 milioni di euro in crescita del +14,4% rispetto ai 442 milioni di euro del primo semestre 2017. Il primo semestre 2018 è stato caratterizzato dal peggioramento dello scenario energetico, con conseguente pressione sui margini dei settori energetici sia di produzione di energia elettrica che di vendita gas. Tuttavia, il miglioramento della gestione dei certificati di efficienza energetica, in parte grazie al riconoscimento di maggiori quantitativi e principalmente per effetto dell'emergere di sopravvenienze legate alla loro valorizzazione conseguente ad un incremento dei prezzi di mercato, hanno consentito di assorbire gli effetti negativi dello scenario energetico. Concorrono a migliorare il margine, oltre alle sinergie operative, le variazioni di perimetro connesse al consolidamento di Salerno Energia Vendite, del gruppo ACAM La Spezia e del gruppo Iren Rinnovabili.



Risultato operativo

Il risultato operativo è pari a 315 milioni di euro, in aumento del +22,7% rispetto ai 257 milioni di euro del primo semestre 2017 rideterminato. Si registrano maggiori ammortamenti per circa 13 milioni di euro, di cui 5 milioni attribuibili all'ampliamento del perimetro di consolidamento sopra citato, compensati da minori accantonamenti per 15 milioni di euro, minori rilasci fondi per il venir meno del relativo rischio per circa 6 milioni di euro e maggiori svalutazioni per 1 milione di euro.

Oneri e Proventi finanziari

Gli oneri finanziari netti esprimono un saldo negativo per 31 milioni di euro. In particolare, gli oneri finanziari ammontano a 50 milioni (56 milioni nel primo semestre 2017). La variazione rispetto al periodo comparativo è imputabile principalmente alla diminuzione del costo medio del debito.

I proventi finanziari ammontano invece a 19 milioni di euro (16 milioni nel primo semestre 2017).

Risultato di collegate contabilizzate con il metodo del patrimonio netto

I risultati pro-quota delle società collegate contabilizzate con il metodo del patrimonio netto ammontano complessivamente a +0,8 milioni di euro. Il dato del primo semestre 2017 (+4,5 milioni) era in gran parte imputabile all'utile del gruppo ASTEA, influenzato dalla plusvalenza realizzata a seguito della cessione della sua controllata ASTEA Energia.

Rettifica di valore di partecipazioni

Tale voce si attesta nel periodo a +2,1 milioni di euro, ed è riferibile alla ripresa di valore riferita alla partecipazione nella collegata Acquaenna (+1,4 milioni), operata a rettifica di svalutazioni avvenute in esercizi precedenti, e alla rideterminazione al fair value, alla data di acquisizione del controllo, dell'interessenza di minoranza detenuta in ReCos (+0,7 milioni).

Il dato del periodo di confronto (+8,6 milioni) riguarda la rideterminazione al fair value che aveva interessato le quote minoritarie detenute in Salerno Energia Vendite alla data di acquisizione del controllo, avvenuta a maggio 2017.

Risultato prima delle imposte

Per effetto delle dinamiche sopra indicate il risultato consolidato prima delle imposte si attesta a 287,5 milioni di euro, in aumento rispetto ai 230,1 milioni di euro del primo semestre 2017 (+25%).

Imposte sul reddito

Le imposte sul reddito del periodo sono pari a 88,3 milioni di euro, in aumento del 21,8% rispetto al periodo di confronto, in correlazione all'incremento del risultato ante imposte, con un tax rate effettivo ad oggi stimato per l'esercizio 2018 pari al 30,7%.

Risultato netto del periodo

In conseguenza di quanto sopra esposto, nel primo semestre 2018 si rileva un significativo aumento del risultato netto (+26,4% rispetto al periodo di confronto), che si attesta a 199,2 milioni di euro. Il dato è riconducibile al risultato di pertinenza del Gruppo per 187,2 milioni di euro, mentre l'utile attribuibile alle minoranze è pari a 12,1 milioni.

Situazione patrimoniale e finanziaria

STATO PATRIMONIALE RICLASSIFICATO DEL GRUPPO IREN

	migliaia di euro		
	30.06.2018	31.12.2017	Var. %
Attivo immobilizzato	5.669.366	5.412.159	4,8
Altre attività (Passività) non correnti	(413.028)	(177.981)	(*)
Capitale circolante netto	166.028	181.869	(8,7)
Attività (Passività) per imposte differite	125.636	64.011	96,3
Fondi rischi e Benefici ai dipendenti	(622.043)	(618.194)	0,6
Attività (Passività) destinate a essere cedute	524	8.724	(94,0)
Capitale investito netto	4.926.483	4.870.588	1,1
Patrimonio netto	2.498.695	2.498.803	(0,0)
Attività finanziarie a lungo termine	(171.269)	(165.767)	3,3
Indebitamento finanziario a medio e lungo termine	2.794.200	3.023.888	(7,6)
Indebitamento finanziario netto a medio lungo termine	2.622.931	2.858.121	(8,2)
Attività finanziarie a breve termine	(589.269)	(675.468)	(12,8)
Indebitamento finanziario a breve termine	394.126	189.132	(*)
Indebitamento finanziario netto a breve termine	(195.143)	(486.336)	(59,9)
Indebitamento finanziario netto	2.427.788	2.371.785	2,4
Mezzi propri ed indebitamento finanziario netto	4.926.483	4.870.588	1,1

(*) Variazione superiore al 100%

Nel seguito sono commentate le principali dinamiche patrimoniali del primo semestre 2018.

L'attivo immobilizzato al 30 giugno 2018 ammonta a 5.669 milioni di euro, incrementatosi rispetto al 31 dicembre 2017, quando era pari a 5.412 milioni. L'aumento (+257 milioni) è da ricondursi essenzialmente alla somma algebrica delle seguenti determinanti:

- gli investimenti tecnici in immobilizzazioni materiali ed immateriali (164 milioni), gli ammortamenti (-169 milioni) e le dismissioni (-6 milioni) del periodo;
- le attività acquisite, comprensive dell'avviamento, a seguito del consolidamento, avvenuto nel mese di aprile, delle società del gruppo ACAM e di ReCos, in gran parte costituite da impiantistica relativa al servizio idrico integrato e alla filiera ambiente (+270 milioni);

Per maggiori informazioni sul dettaglio settoriale degli investimenti del primo semestre 2018 si rimanda al successivo capitolo "Analisi per settori di attività".

Le "Altre attività (Passività) non correnti" esprimono un saldo negativo pari a 413 milioni di euro. La variazione in diminuzione rispetto al 31 dicembre 2017, pari a 235 milioni di euro, è in gran parte riconducibile all'iscrizione di risconti passivi a lungo termine, relativi sia all'effetto cumulato al 1° gennaio 2018 del cambio di trattamento contabile dei contributi di allacciamento, adottato a partire da tale data a seguito dell'entrata in vigore dell'IFRS 15 - *Ricavi da contratti con i clienti*, sia alla variazione di perimetro dovuta al consolidamento delle società del gruppo ACAM.

L'iscrizione dell'effetto fiscale derivante dalla prima applicazione dell'IFRS 15 ha determinato gran parte dell'aumento della voce Attività (Passività) per imposte differite, che si incrementa di 62 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2017 attestandosi a 126 milioni al termine del periodo.

Il Capitale Circolante Netto è pari a 166 milioni di euro (182 milioni di euro al 31 dicembre 2017); la diminuzione (-16 milioni, pari all'8,7%) è riconducibile alla variazione dei debiti tributari in conseguenza della rilevazione della stima imposte del periodo, controbilanciata dall'andamento delle componenti di natura commerciale e dei saldi relativi ai titoli energetici.

I "Fondi Rischi e Benefici ai Dipendenti" ammontano a 622 milioni di euro e risultano sostanzialmente invariati rispetto al dato del 31 dicembre 2017.

Il decremento della voce “Attività (Passività) destinate ad essere cedute”, pari a 8 milioni di euro, è relativo all’alienazione della partecipazione nella collegata Mestni Plinovodi avvenuta nel periodo.

Il Patrimonio Netto ammonta a 2.499 milioni di euro, risultando allineato rispetto al dato del 31 dicembre 2017. Le movimentazioni del periodo sono dovute, oltre al risultato di periodo (+199 milioni), all’effetto cumulato al 1° gennaio 2018 derivante, come accennato, dalla prima applicazione degli IFRS 9 e 15 (-138 milioni), all’aumento di capitale, con relativo sovrapprezzo, sottoscritto dagli enti pubblici soci ex ACAM (+52 milioni) e all’erogazione di dividendi avvenuta nel semestre (-113 milioni).

L’indebitamento finanziario netto al termine del periodo è pari a 2.428 milioni di euro e registra un incremento di 56 milioni rispetto al 31 dicembre 2017 (+2,4%). La variazione è analiticamente dettagliata nel 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 2018.

	migliaia di euro		
	Primo semestre 2018	Primo semestre 2017 Rideterminato (*)	Var. %
A. (Indebitamento) Finanziario Netto iniziale	(2.371.785)	(2.457.107)	(3,5)
Flusso finanziario generato dall'attività operativa			
Risultato del periodo	199.210	157.553	26,4
Rettifiche per movimenti non finanziari	326.086	301.639	8,1
Erogazioni benefici ai dipendenti	(4.666)	(3.484)	33,9
Utilizzo fondo rischi e altri oneri	(11.784)	(15.369)	(23,3)
Variazione altre attività/passività non correnti	(2.248)	8.674	(**)
Altre variazioni patrimoniali	(19.106)	(5.255)	(**)
Imposte pagate	-	(57.471)	(100,0)
B. Cash flow operativo prima delle variazioni di CCN	487.492	386.287	26,2
C. Flusso finanziario derivante da variazioni di CCN	(85.110)	(82.309)	3,4
D. Cash flow operativo (B+C)	402.382	303.978	32,4
Flusso finanziario da (per) attività di investimento			
Investimenti in attività materiali e immateriali	(164.179)	(103.207)	59,1
Investimenti in attività finanziarie	-	(15.175)	(100,0)
Realizzo investimenti e variazione attività destinate ad essere cedute	13.930	2.794	(**)
Variazione area di consolidamento	(220.960)	(10.127)	(**)
Dividendi incassati	1.224	1.665	(26,5)
E. Totale flusso finanziario da attività di investimento	(369.985)	(124.050)	(**)
F. Free cash flow (D+E)	32.397	179.928	(82,0)
Flusso finanziario da attività di finanziamento			
Aumento capitale	52.622	-	-
Erogazione di dividendi	(112.973)	(88.864)	27,1
Interessi pagati	(28.066)	(38.935)	(27,9)
Interessi incassati	7.325	7.707	(5,0)
Variazione fair value strumenti derivati di copertura	5.241	4.779	9,7
Altre variazioni	(12.549)	(10.564)	18,8
G. Totale flusso finanziario da attività di finanziamento	(88.400)	(125.877)	(29,8)
H. Variazione (Indebitamento) Finanziario Netto (F+G)	(56.003)	54.051	(**)
I. (Indebitamento) Finanziario Netto finale (A+H)	(2.427.788)	(2.403.056)	1,0

(*) Come previsto dall'IFRS 3, la rappresentazione dei flussi finanziari del primo semestre 2017 è stata rideterminata per tenere conto degli effetti derivanti dal completamento, avvenuto al termine dell'esercizio 2017, dell'allocazione del prezzo di acquisizione al fair value definitivo delle attività e passività acquisite (*Purchase Price Allocation*) di REI – Ricupero Ecologici Industriali e Salerno Energia Vendite.

Per ulteriori informazioni si rinvia al paragrafo "Rideterminazione di valori al 30 giugno 2017" 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 402 milioni;
- un flusso finanziario da attività di investimento (-370 milioni) che sconta gli investimenti tecnici del periodo (164 milioni, in aumento rispetto ai 103 milioni del primo semestre 2017) e l'effetto dell'acquisizione delle società del gruppo ACAM e di ReCos (221 milioni, presenti alla voce "variazione area di consolidamento"), al netto del *cash-in* derivante dalla cessione della partecipazione in Mestni Plinovodi e di alcuni assets minori (per un totale di 14 milioni, presenti alla voce "Realizzo investimenti ed attività destinate ad essere cedute").
- per quanto riguarda le componenti del flusso finanziario dell'attività di finanziamento (pari a -88 milioni), si segnala che l'uscita relativa ai dividendi erogati (-113 milioni) è parzialmente compensata dal flusso positivo derivante dall'aumento di capitale riservato ai soci pubblici ex ACAM per 52 milioni di euro.

Il rendiconto finanziario redatto secondo la configurazione espressa come variazione delle disponibilità liquide è presentato nella sezione "Prospetti contabili consolidati" del presente documento.

ANALISI PER SETTORI DI ATTIVITÀ

Il Gruppo Iren opera nei seguenti settori di attività:

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

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

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

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

Nei prospetti seguenti vengono esposti il capitale investito netto comparato ai valori al 31 dicembre 2017 e i conti economici al 30 giugno 2018 (fino al risultato operativo) per settore di attività, raffrontati ai dati del primo semestre 2017. Come previsto dall'IFRS 3, con il completamento della Purchase Price Allocation, i saldi economici del primo semestre 2017 sono stati rideterminati per tenere conto, alla data di acquisizione, del fair value definitivo delle attività e passività acquisite di REI - Ricupero Ecologici Industriali (afferente alla SBU Ambiente) e Salerno Energia Vendite (ricompresa nella SBU Mercato).

Nel primo semestre 2018 le attività non regolate contribuiscono alla formazione del margine operativo lordo per il 27% (30% nel primo semestre 2017), le attività regolate pesano per il 41% (40% nel primo semestre 2017), mentre le attività semi-regolate passano dal 30% del 2017 al 32% del primo semestre 2018. La contribuzione di attività regolate e non regolate è determinata escludendo l'effetto straordinario e non ripetibile relativo alla valorizzazione dei certificati di efficienza energetica riportato a commento del settore energia.

Situazione patrimoniale riclassificata per settori di attività al 30 giugno 2018

	milioni di euro						
	Energia	Mercato	Reti	Ambiente	Altri servizi	Non allocabili	Totale
Capitale immobilizzato	1.850	136	2.494	962	61	166	5.669
Capitale circolante netto	9	(31)	87	98	3		166
Altre attività e passività non correnti	(118)	(23)	(607)	(167)	6		(909)
Capitale investito netto (CIN)	1.741	82	1.974	894	69	166	4.926
Patrimonio netto							2.499
Posizione Finanziaria netta							2.428
Mezzi propri ed indebitamento finanziario netto							4.926

Situazione patrimoniale riclassificata per settori di attività al 31 dicembre 2017

milioni di euro

	Energia	Mercato	Reti	Ambiente	Altri servizi	Non allocabili	Totale
Capitale immobilizzato	1.876	131	2.272	933	32	168	5.412
Capitale circolante netto	50	10	59	50	14		182
Altre attività e passività non correnti	(101)	(25)	(435)	(166)	4		(723)
Capitale investito netto (CIN)	1.825	116	1.896	817	49	168	4.871
Patrimonio netto							2.499
Posizione Finanziaria netta							2.372
Mezzi propri ed indebitamento finanziario netto							4.871

Conto Economico per settori di attività primo semestre 2018

milioni di euro

	Energia	Mercato	Reti	Ambiente	Altri servizi	Elisioni e rettifiche	Totale
Totali ricavi e proventi	620	1.241	443	294	42	(703)	1.937
Totale costi operativi	(413)	(1.178)	(282)	(221)	(40)	703	(1.431)
Margine Operativo Lordo (EBITDA)	207	63	161	73	2	-	506
Amm.ti, acc.ti netti e svalutazioni	(61)	(20)	(72)	(38)	1	-	(191)
Risultato operativo (EBIT)	145	43	88	36	3	-	315

Conto Economico per settori di attività primo semestre 2017 rideterminato

milioni di euro

	Energia	Mercato	Reti	Ambiente	Altri servizi	Elisioni e rettifiche	Totale
Totali ricavi e proventi	555	1.248	421	270	50	(731)	1.814
Totale costi operativi	(408)	(1.178)	(268)	(199)	(49)	731	(1.371)
Margine Operativo Lordo (EBITDA)	147	70	153	71	1	-	442
Amm.ti, acc.ti netti e svalutazioni	(63)	(21)	(67)	(34)	(0)	-	(185)
Risultato operativo (EBIT)	84	49	86	37	1	-	257

A partire dal 1° gennaio 2018 il conto economico consolidato del Gruppo accoglie le grandezze economiche delle società del gruppo Iren Rinnovabili e, a partire dal 1° aprile 2018, quelle delle società del gruppo ACAM e di ReCos S.p.A.; i risultati economici del primo semestre 2018 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 della controllata Salerno Energia Vendite, mentre nel primo semestre 2017 erano inclusi a partire dal 1° maggio.

SBU Energia

Nel primo semestre 2018 i ricavi della SBU Energia ammontano a 620 milioni di euro, in aumento del 11,8% rispetto ai 555 milioni di euro del primo semestre 2017. A far data dal 1° gennaio 2018, come esplicito, concorrono ai risultati economici le grandezze delle società del gruppo Iren Rinnovabili.

		Primo semestre 2018	Primo semestre 2017	Δ %
Ricavi	€/mil.	620	555	11,8%
Margine operativo lordo (Ebitda)	€/mil.	207	147	40,3%
<i>Ebitda Margin</i>		33,3%	26,5%	
Risultato Operativo (Ebit)	€/mil.	145	84	72,5%
Investimenti	€/mil.	25	12	(*)
Energia elettrica prodotta	GWh	4.153	4.859	-14,5%
<i>da fonte idroelettrica e altre rinnovabili</i>	GWh	793	636	24,7%
<i>da fonte cogenerativa</i>	GWh	2.965	3.391	-12,6%
<i>da fonte termoelettrica</i>	GWh	395	832	-52,5%
Calore prodotto	GWh _t	1.571	1.551	1,3%
<i>da fonte cogenerativa</i>	GWh _t	1.301	1.366	-4,8%
<i>da fonte non cogenerativa</i>	GWh _t	270	185	46,4%
Volumetrie teleriscaldare	Mmc	87	85	2,4%

(*) Variazione superiore al 100%

Al 30 giugno 2018 l'energia elettrica prodotta è stata pari a 4.153 GWh in flessione del 14,5% rispetto ai 4.859 GWh del 1° semestre 2017. La flessione ha riguardato prevalentemente il settore cogenerazione ed il termoelettrico.

La produzione termoelettrica complessiva è stata pari a 3.360 GWh, di cui 2.965 GWh da fonte cogenerativa, in flessione del 12,6% rispetto ai 3.391 GWh dell'esercizio 2017 e 395 GWh da fonte termoelettrica in senso stretto, in diminuzione del 52,5% rispetto agli 832 GWh del corrispondente periodo 2017.

La produzione da fonti rinnovabili è stata pari a 793 GWh, prevalentemente idroelettrica e, marginalmente per circa 10 GWh da altre rinnovabili (fotovoltaico), e complessivamente in aumento del 24,7% rispetto ai 636 GWh del corrispondente periodo 2017.

La produzione di calore del periodo è stata pari a 1.571 GWh_t in aumento dell'1,3% rispetto ai 1.551 GWh_t dell'esercizio precedente, per effetto di una stagione termica più favorevole rispetto a quella del primo semestre 2017, oltre all'aumento delle volumetrie allacciate. Complessivamente le volumetrie teleriscaldare ammontano a circa 87 Mmc in aumento del 2,4% rispetto ai circa 85 Mmc del primo semestre 2017.

Il margine operativo lordo (EBITDA) ammonta a 207 milioni di euro, in aumento rispetto ai 147 milioni di euro del primo semestre 2017.

Il primo semestre 2018 è stato caratterizzato da un peggioramento dello scenario energetico rispetto al corrispondente periodo del 2017, riconducibile ad un incremento del costo del gas superiore rispetto all'incremento dei prezzi dell'energia elettrica, oltre ad un significativo incremento dell'incidenza degli oneri per certificati ETS (cosiddetta CO2). Tuttavia, nonostante lo scenario energetico, si è registrato complessivamente un forte miglioramento grazie principalmente alla sopravvenienze emerse in merito alla

valorizzazione dei certificati di efficienza energetica (TEE) assegnati nel secondo trimestre e relativi al periodo 2015-2017, oltre che a un significativo incremento dei prezzi di mercato. Contribuisce al miglioramento del margine il consolidamento di Iren Rinnovabili.

Il risultato operativo del settore energia ammonta a 145 milioni di euro rispetto agli 84 milioni del primo semestre 2017. Oltre alla dinamica positiva del margine operativo lordo, il risultato operativo è caratterizzato da minori accantonamenti e svalutazioni per circa 4 milioni e maggiori ammortamenti per circa 2 milioni di euro.

Gli investimenti di periodo ammontano a 25 milioni di euro di cui 9 milioni relativi alle reti del teleriscaldamento, 7 milioni alla cogenerazione, 6 milioni alla produzione termoelettrica e 3 milioni alla produzione idroelettrica.

SBU Mercato

Nel primo semestre 2018 i ricavi del settore ammontano a 1.241 milioni di euro in flessione dello 0,6% rispetto ai 1.248 milioni di euro del primo semestre 2017. A far data da maggio 2017 rientra, come accennato, nel perimetro di consolidamento della SBU Mercato la società Salerno Energia Vendite (SEV), operante principalmente a Grosseto e Salerno nel settore della vendita di gas.

Il margine operativo lordo (EBITDA) ammonta a 63 milioni di euro, in flessione del 10% rispetto ai 70 milioni di euro del corrispondente periodo 2017. La contrazione del margine è attribuibile principalmente alla vendita gas (-7,4%) che non ha potuto contare sulle politiche di approvvigionamento, ed in particolare dell'utilizzo dello stoccaggio, che avevano caratterizzato il corrispondente periodo del 2017, e al trasferimento dell'attività di gestione calore ad altro settore, in seguito ad una razionalizzazione organizzativa di gruppo. Tale flessione è stata parzialmente compensata dalla definizione di partite di costo pregresse.

Il risultato operativo (EBIT) ammonta a 43 milioni di euro in diminuzione del 12% rispetto ai 49 milioni di euro del primo semestre 2017. La dinamica negativa del margine operativo lordo viene parzialmente compensata dai minori accantonamenti al fondo svalutazione crediti per circa 3 milioni di euro e maggiori ammortamenti per circa 2 milioni.

		Primo semestre 2018	Primo semestre 2017 rideterminato	Δ %
Ricavi	€/mil.	1.241	1.248	-0,6%
Margine operativo lordo (Ebitda)	€/mil.	63	70	-10,0%
<i>Ebitda Margin</i>		5,1%	5,6%	
	<i>da Energia Elettrica</i>	€/mil. 11	11	-0,7%
	<i>da Gas</i>	€/mil. 52	56	-7,4%
	<i>da Altri servizi vendita</i>	€/mil. 0	3	(*)
Risultato Operativo (Ebit)	€/mil.	43	49	-12,0%
Investimenti		15	10	46,9%
Energia Elettrica Venduta	GWh	3.876	4.763	-18,6%
Gas Acquistato	Mmc	1.540	1.674	-8,0%
	<i>Gas commercializzato dal Gruppo</i>	Mmc 700	687	1,9%
	<i>Gas destinato ad usi interni</i>	Mmc 734	871	-15,7%
	<i>Gas in stoccaggio</i>	Mmc 106	116	-8,4%

(*) Variazione superiore al 100%

Commercializzazione Energia Elettrica

I volumi venduti di energia elettrica ammontano a 3.876 GWh (al netto di pompaggi, perdite di rete, ritiri dedicati e comprensivo degli sbilanciamenti) in flessione del 18,6% rispetto ai 4.763 GWh del primo semestre 2017.

I volumi venduti sul mercato libero, comprendente i segmenti dei clienti business, retail e grossisti, ammontano complessivamente a 3.584 GWh in flessione del 18,9% rispetto ai 4.421 GWh del primo semestre 2017. La flessione delle vendite del mercato libero è da ricondursi al segmento dei grossisti con vendite che ammontano a 485 GWh in flessione del 69,5 % rispetto ai 1.590 GWh del primo semestre 2017. Risultano invece in aumento le vendite dei clienti finali sia del segmento business, attestandosi a 2.326 GWh rispetto ai 2.078 GWh del primo semestre 2017 (+11,9%), sia nel segmento retail ove ammontano a 773 GWh rispetto ai 753 GWh del primo semestre 2017 (+2,7%).

Le vendite del mercato tutelato ammontano a 236 GWh, in flessione del 10,7% rispetto ai 264 GWh del corrispondente periodo del 2017.

Il margine operativo lordo (EBITDA) della vendita di energia elettrica ammonta a 11 milioni di euro, in lieve riduzione dello 0,7% rispetto al risultato del primo semestre 2017. La dinamica del margine operativo lordo è caratterizzata da un minor margine correlato alla dinamica crescente dei prezzi dell'energia elettrica e da alcune componenti positive del 2017 non replicabili quasi completamente assorbite dalle sopravvenienze attive per circa 4 milioni di euro realizzate nel primo semestre 2018 e relative alla definizione di partite di costi pregresse.

Commercializzazione Gas Naturale

I volumi acquistati ammontano a 1.540 Mmc in diminuzione, -8%, rispetto ai 1.674 Mmc del primo semestre 2017.

Il gas commercializzato dal gruppo ammonta a 700 Mmc in aumento dell'1,9% rispetto ai 687 Mmc del corrispondente periodo dell'esercizio 2017, mentre il gas impiegato per consumi interni ammonta a 734 Mmc, in flessione del 15,7% rispetto agli 871 Mmc del primo semestre del 2017.

Il margine operativo lordo (EBITDA) della vendita gas ammonta a 52 milioni di euro in diminuzione (-7,4%) rispetto ai 56 milioni di euro del primo semestre 2017. Il peggioramento del margine è riconducibile principalmente al venir meno delle favorevoli condizioni di approvvigionamento garantite dall'utilizzo dello stoccaggio che avevano caratterizzato il primo semestre 2017, soltanto parzialmente compensate dal conguaglio di partite pregresse e dal consolidamento di Salerno Energia Vendite.

Vendita altri servizi

La vendita calore e altri servizi presenta un margine operativo lordo in pareggio, mentre risultava pari a 2 milioni di euro nel primo semestre 2017. La flessione del margine è attribuibile principalmente al trasferimento dell'attività di gestione calore ad altra società del gruppo in seguito alla riorganizzazione intra-gruppo.

Gli investimenti di periodo ammontano a 15 milioni di euro.

SBU Reti

Nel primo semestre 2018 il settore di attività Reti, che comprende i business della Distribuzione Gas, Energia Elettrica e del Servizio Idrico Integrato, ha registrato ricavi per 443 milioni di euro, in crescita (+5,2%) rispetto ai 421 milioni di euro del primo semestre 2017. Concorre all'incremento dei ricavi il consolidamento di ACAM Acque a far data dal 1° aprile 2018.

Il margine operativo lordo (EBITDA) è stato pari a 161 milioni di euro in aumento del 4,9% rispetto ai 153 milioni di euro del 1° semestre 2017.

Il risultato operativo netto (EBIT) è stato pari a 88 milioni di euro in aumento del 2% rispetto agli 86 milioni di euro del primo semestre 2017. La dinamica positiva del margine operativo lordo è parzialmente compensata dai maggiori ammortamenti per circa 6 milioni di euro.

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

		Primo semestre 2018	Primo semestre 2017	Δ %
Ricavi	€/mil.	443	421	5,2%
Margine operativo lordo (Ebitda)	€/mil.	161	153	4,9%
<i>Ebitda Margin</i>		36,2%	36,3%	
	<i>da Reti Elettriche</i>	€/mil. 35	35	-1,2%
	<i>da Reti Gas</i>	€/mil. 39	38	1,4%
	<i>da Servizio Idrico Integrato</i>	€/mil. 87	80	9,3%
Risultato Operativo (Ebit)	€/mil.	88	86	2,0%
Investimenti	€/mil.	101	65	55,4%
	<i>in Reti Elettriche</i>	€/mil. 15	11	40,2%
	<i>in Reti Gas</i>	€/mil. 23	15	54,6%
	<i>in Servizio Idrico Integrato</i>	€/mil. 63	40	59,9%
Energia elettrica distribuita	GWh	1.861	2.023	-8,0%
Gas immesso in rete	Mmc	789	736	7,1%
Acqua Venduta	Mmc	90	87	3,4%

SBU Reti - Energia elettrica

Il margine operativo lordo è stato pari a 35 milioni di euro, in lieve flessione (-1,2%) rispetto al primo semestre 2017.

La flessione del margine è da ricondursi principalmente ai minori ricavi di allacciamento, parzialmente compensati da minori costi operativi.

Nel periodo sono stati effettuati investimenti per 15 milioni di euro, prevalentemente inerenti ai nuovi allacciamenti, alla costruzione di nuove cabine BT/MT e linee BT/MT.

SBU Reti - Distribuzione Gas

Il margine operativo lordo della distribuzione reti gas ammonta a 39 milioni di euro, in incremento dell'1,4% rispetto ai 38 milioni di euro del primo semestre 2017. La variazione in aumento del margine è da ricondursi principalmente al miglioramento del vincolo ricavi (VRT) e ad un effetto positivo, in ottica comparativa correlato al venir meno di un one-off negativo della gestione titoli di efficienza energetica presente nel corrispondente periodo del 2017, che ha consentito di assorbire alcune sopravvenienze attive del 1° semestre 2017 e non più ripetibili.

Gli investimenti di periodo realizzati ammontano a 23 milioni di euro 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 87 milioni di euro in aumento (+9,3%) rispetto agli 80 milioni di euro del primo semestre 2017. L'incremento del margine è da ricondursi principalmente all'incremento dei ricavi tariffari (VRG), a sinergie e razionalizzazioni dei costi operativi che hanno consentito di assorbire l'effetto di partite straordinarie del 2017 (rimborsi assicurativi e conguagli tariffari) non più ripetibili nel 2018. Inoltre contribuisce al miglioramento del margine il consolidamento di ACAM Acque a far data dal 1° aprile 2018.

Gli investimenti di periodo ammontano a 63 milioni di euro e sono relativi alla realizzazione, sviluppo e manutenzione di reti ed impianti della rete di distribuzione, della rete fognaria e dei sistemi di depurazione.

SBU Ambiente

Nei primi sei mesi dell'esercizio il volume d'affari del settore ammonta a 294 milioni di euro, in aumento del 9,1% rispetto ai 270 milioni di euro del primo semestre 2017. L'incremento dei ricavi è da ricondursi ai maggiori ricavi dell'attività di raccolta e di intermediazione dei rifiuti speciali, dai maggiori ricavi energetici e dai ricavi correlati all'incremento dei quantitativi di rifiuti smaltiti. Concorre all'incremento dei ricavi per circa 13 milioni di euro, l'ampliamento di perimetro correlato ad ACAM Ambiente e ReCos attive rispettivamente nell'attività di raccolta e trattamento rifiuti nella provincia di La Spezia, a far data dal 1° aprile 2018.

		Primo semestre 2018	Primo semestre 2017 rideterminato	Δ %
Ricavi	€/mil.	294	270	9,1%
Margine operativo lordo (Ebitda)	€/mil.	73	71	3,3%
<i>Ebitda Margin</i>		25,0%	26,4%	
Risultato Operativo (Ebit)	€/mil.	36	37	-3,2%
Investimenti	€/mil.	10	7	30,7%
Energia Elettrica venduta	GWh	258	256	0,8%
Energia termica prodotta	GWh _t	109	106	2,7%
Rifiuti gestiti	ton	1.098.005	941.017	16,7%
Raccolta differenziata area Emilia	%	73,6	69,3	6,2%
Raccolta differenziata area Piemonte	%	46,7	45,8	1,8%
Raccolta differenziata area Liguria	%	65,8	-	-

Il margine operativo lordo del settore ammonta a 73 milioni di euro in miglioramento (+3,3%) rispetto ai 71 milioni di euro del corrispondente periodo 2017. L'incremento del margine è da ricondursi principalmente ai maggiori ricavi dei poli di smaltimento, in particolare di TRM e di REI, anche grazie alle maggiori quantità smaltite rispetto al corrispondente periodo 2017. Contribuisce inoltre al miglioramento del margine il consolidamento di ACAM Ambiente, a far data dal 1° aprile 2018.

Il risultato operativo ammonta a 36 milioni di euro in diminuzione del 3,2% rispetto ai 37 milioni di euro del primo semestre 2017. La dinamica positiva del margine operativo lordo viene assorbita da maggiori ammortamenti (circa 3 milioni di euro) e da minori rilasci di fondi (circa 3 milioni) compensati da minori accantonamenti ai fondi rischi e svalutazione crediti per circa 3 milioni di euro.

Gli investimenti realizzati nell'esercizio ammontano a 10 milioni di euro e si riferiscono ad investimenti per la manutenzione dei diversi impianti e ad investimenti in attrezzature e mezzi a supporto della raccolta rifiuti con la modalità porta-porta e differenziata.

Servizi e altro

I ricavi del periodo del settore ammontano a 42 milioni di euro in diminuzione rispetto ai 50 milioni di euro del corrispondente periodo 2017. La flessione dei ricavi è correlata prevalentemente a minori attività legate ai servizi di illuminazione pubblica e allocazioni di attività comuni. Le attività svolte sono relative ai servizi di illuminazione pubblica, illuminazione semaforica, gestione impianti termici e calore ed altre attività.

		Primo semestre 2018	Primo semestre 2017	Δ %
Ricavi	€/mil.	42	50	-17,1%
Margine operativo lordo (Ebitda)	€/mil.	2	1	(*)
<i>Ebitda Margin</i>		6,2%	2,3%	
Risultato Operativo (Ebit)	€/mil.	3	1	(*)
Investimenti	€/mil.	14	9	49,1%

(*) Variazione superiore al 100%

Il margine operativo lordo ammonta a 2 milioni di euro in aumento rispetto al milione di euro del primo semestre 2017.

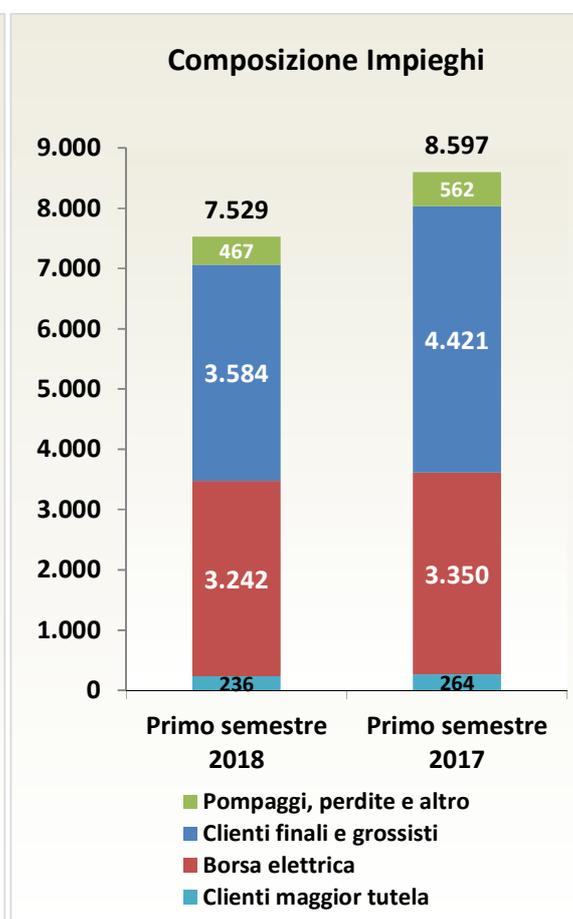
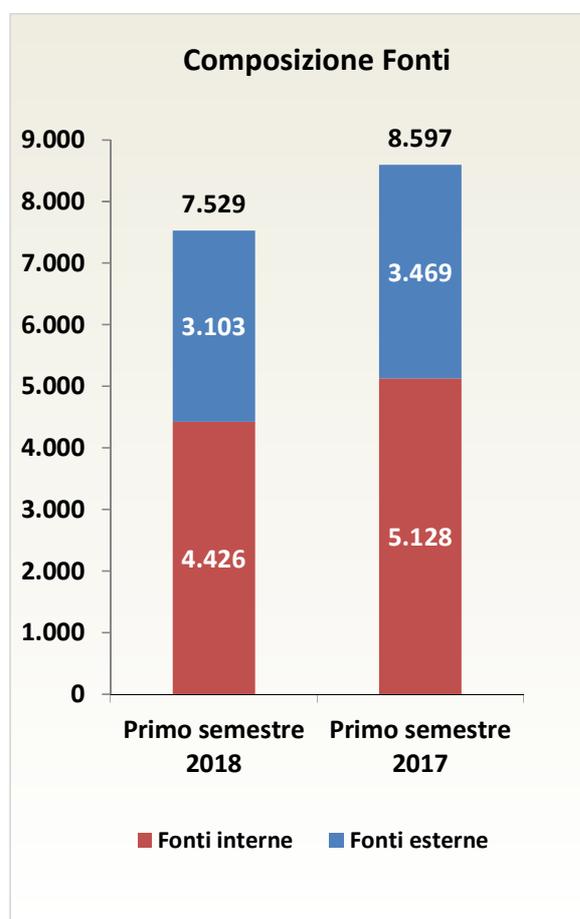
Il miglioramento del margine è riconducibile sia ad una riorganizzazione delle attività di gruppo che ha trasferito l'attività della gestione calore agli altri servizi, mentre nel primo semestre 2017 era esposta nella vendita calore dell'area mercato, sia ad una sopravvenienza attiva di 0,5 milioni di euro sull'illuminazione pubblica.

Gli investimenti di periodo ammontano a 14 milioni di euro e sono relativi prevalentemente ai sistemi informativi, agli automezzi ed ai servizi immobiliari.

BILANCI ENERGETICI

Bilancio dell'energia elettrica

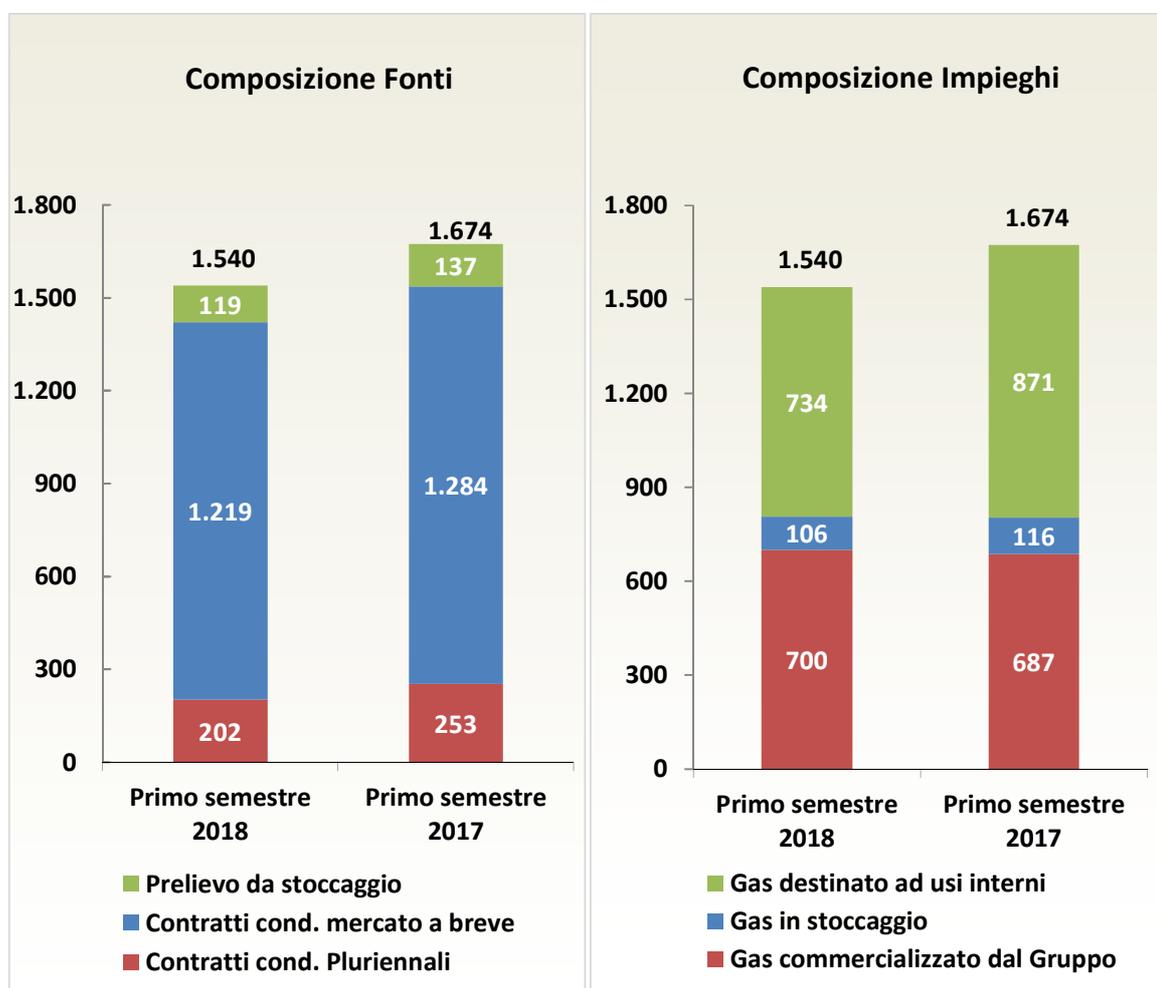
GWh	Primo semestre 2018	Primo semestre 2017	Variaz. %
FONTI			
Produzione lorda del Gruppo	4.426	5.128	(13,7)
<i>a) Idroelettrica</i>	793	636	24,7
<i>b) Cogenerativa</i>	2.965	3.391	(12,6)
<i>c) Termoelettrica</i>	395	832	(52,5)
<i>d) Produzione da WTE e discariche</i>	273	269	1,5
Acquisto da Acquirente Unico	250	279	(10,4)
Acquisto energia in Borsa Elettrica	1.716	1.994	(13,9)
Acquisto energia da grossisti e importazioni	1.137	1.196	(4,9)
Totale Fonti	7.529	8.597	(12,4)
IMPIEGHI			
Vendite a clienti di maggior tutela	236	264	(10,6)
Vendite in Borsa Elettrica	3.242	3.350	(3,2)
Vendite a clienti finali e grossisti	3.584	4.421	(18,9)
Pompaggi, perdite di distribuzione e altro	467	562	(16,9)
Totale Impieghi	7.529	8.597	(12,4)



Bilancio del gas

Milioni di metri cubi	Primo semestre 2018	Primo semestre 2017	Variaz. %
FONTI			
Contratti con condizioni pluriennali	202	253	(20,2)
Contratti con condizioni mercato a breve e medio periodo	1.219	1.284	(5,1)
Prelievi da stoccaggio	119	137	(13,1)
Totale Fonti	1.540	1.674	(8,0)
IMPIEGHI			
Gas commercializzato dal Gruppo	700	687	1,8
Gas destinato ad usi interni ⁽¹⁾	734	871	(15,7)
Gas in stoccaggio	106	116	(8,6)
Totale Impieghi	1.540	1.674	(8,0)

(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

Accordo tra le società del Gruppo AMIAT, Iren Energia, Iren Mercato e il Comune di Torino

In data 12 luglio 2018 Iren S.p.A., in qualità di mandataria speciale con rappresentanza delle sue controllate AMIAT, Iren Energia e Iren Mercato, da un lato, e il Comune di Torino, dall'altro, hanno sottoscritto un Accordo volto a regolare, con struttura unitaria, il rientro progressivo dell'esposizione creditoria delle suddette società del Gruppo nei confronti del Comune stesso, nonché a riconciliare puntualmente alcune partite di credito in contestazione o non interpretate in modo concorde e, con l'occasione, a procedere alla revisione e rideterminazione di alcune delle obbligazioni previste nei rapporti contrattuali in essere.

L'Accordo si inquadra nell'ambito dei diversi rapporti esistenti tra il Comune di Torino, maggior cliente del Gruppo, e le suddette società; in particolare: AMIAT, affidataria dei servizi di gestione integrata dei rifiuti urbani e di viabilità invernale, nonché dei servizi e lavori relativi alla chiusura e alla gestione post-operativa dell'impianto di interrimento controllato di Basse di Stura e di ulteriori servizi connessi e/o complementari ai suddetti; Iren Energia, affidataria dei servizi di illuminazione pubblica e semaforico, nonché della gestione degli impianti termici ed elettrici degli immobili di proprietà comunale adibiti a servizi alla collettività; Iren Mercato, attualmente fornitore al Comune di energia termica per il teleriscaldamento e, in precedenza, di energia elettrica per l'illuminazione pubblica e gli impianti semaforici.

Le iniziative intraprese rappresentano una evoluzione della serie di addenda contrattuali sottoscritti tra il 2012 e il 2015 e, più specificamente, dell'accordo stipulato nel 2012 da Iren (anche in nome e per conto di Iride Servizi S.p.A., ora Iren Energia, e di Iren Mercato) con il Comune di Torino per finalità analoghe a quelle attuali, e comprendono anche l'avvio di progetti nell'ambito dei servizi già prestati. Per quanto interessa Iren, la conclusione dell'Accordo prevede in particolare:

- l'ottenimento del riconoscimento formale da parte del Comune della posizione creditoria del Gruppo, anche a seguito della riconciliazione di partite in contestazione o non interpretate in maniera concorde tra le parti;
- la contestuale formalizzazione di piani di rientro del credito scaduto al 30 giugno 2018 verso il Comune e la fissazione di obiettivi di progressiva riduzione dei saldi annuali di scaduto che il Comune si impegna a rispettare per consentire un ordinato incasso dei crediti ed un miglioramento della posizione finanziaria lorda del Gruppo, con l'obiettivo di addivenire al loro azzeramento entro il 2026;
- l'introduzione di meccanismi di compensazione di partite e l'impegno ad esprimere il consenso, da parte del Comune, alla eventuale cessione dei crediti maturati nei suoi confronti;
- l'introduzione di meccanismi di tutela in caso di inadempimento del Comune, con la previsione di un'articolata applicazione della misura degli interessi di mora (come maggiorazione degli interessi applicati in base ai conti correnti), a seconda della rilevanza dell'inadempimento, e della facoltà di far decadere il Comune dal beneficio del termine e di procedere con la risoluzione dei Conti Correnti, nonché di ripristinare i corrispettivi originari al termine del primo triennio;
- l'abilitazione, anche a fronte della rideterminazione e revisione di alcune obbligazioni contrattuali precedenti, alla realizzazione di progetti industriali sulla base dei contratti di servizi in essere e l'espletamento della procedura di revisione triennale ordinaria prevista dal contratto di servizi AMIAT.

Si segnala che il percorso di definizione dell'Accordo ha preso avvio con l'approvazione, avvenuta in data 20 febbraio 2018 da parte del Consiglio di Amministrazione di Iren S.p.A., previo parere favorevole del Comitato per le Operazioni con Parti Correlate (COPC), di una proposta, da sottoporre al Comune di Torino, di accordo preliminare tra la Società (mandataria speciale con rappresentanza di AMIAT, Iren Energia e Iren Mercato) e il Comune stesso, per addivenire ad un successivo Accordo (definitivo) teso a definire alcuni rapporti tra le parti.

Tale proposta di accordo preliminare è stata sottoposta al Comune di Torino che, con deliberazione della Giunta comunale del 27 marzo 2018, ha approvato i contenuti sostanziali dell'operazione. La Sindaca, autorizzata dalla Giunta, e Iren hanno conseguentemente proceduto alla sottoscrizione di un Accordo Preliminare il 3 aprile, mediante scambio di corrispondenza, contenente gli elementi essenziali, i termini e le condizioni da riflettersi in maniera completa e puntuale nel successivo l'Accordo Definitivo, che le parti si sono impegnate a negoziare in buona fede e definire in prima battuta entro il 30 giugno 2018 e, a seguito di concorde proroga, entro il 15 luglio 2018.

A valle delle successive interlocuzioni, le parti hanno deliberato di procedere alla sottoscrizione del contratto definitivo con delibera del Consiglio di Amministrazione di Iren S.p.A. assunta il 2 luglio 2018, dopo il rilascio del parere favorevole del COPC, e con delibere, in data 3 luglio, della Giunta comunale di Torino e dei competenti organi amministrativi delle altre società del Gruppo coinvolte nell'operazione. L'Accordo Definitivo è stato, come anzidetto, conseguentemente stipulato in data 12 luglio 2018.

La sottoscrizione da parte di Iren dell'accordo è stata configurata come operazione di maggiore rilevanza ai sensi dell'art. 4, comma 1, lettera a) del Regolamento recante disposizioni in materia di operazioni con parti correlate adottato da CONSOB con delibera n. 17221 del 12 marzo 2010, come successivamente modificato, in quanto l'indice di rilevanza del controvalore dell'operazione supera la soglia del 5% della capitalizzazione di Iren S.p.A. In conseguenza di quanto esplicito, è stato emesso un documento informativo, pubblicato e depositato nei termini di legge, a cui si rimanda per maggiori informazioni.

Scissione di FSU S.r.l. con beneficiaria FCT Holding S.p.A.

Il 27 luglio 2018 ha avuto efficacia la scissione parziale non proporzionale asimmetrica di Finanziaria Sviluppo Utilities S.r.l. (FSU). Sino a tale data, la società è detentrica di una partecipazione pari al 32,67% del capitale sociale di Iren S.p.A., e risulta partecipata al 50% dal Comune di Genova e al 50%, indirettamente, dal Comune di Torino attraverso Finanziaria Città di Torino Holding S.p.A. (FCT, interamente controllata da quest'ultimo). Per effetto della scissione:

- metà del patrimonio netto di FSU viene assegnato a FCT, contro l'annullamento della relativa partecipazione di quest'ultima in FSU, e con conseguente riduzione della metà del capitale sociale;
- a seguito della riduzione del capitale, il Comune di Genova diviene dunque titolare del 100% del capitale sociale di FSU.

A valle di tale operazione, FSU (interamente controllata dal Comune di Genova) e FCT (interamente controllata dal Comune di Torino) vengono a detenere ognuna una partecipazione in Iren S.p.A. pari al 16,335% del capitale sociale.

EVOLUZIONE PREVEDIBILE DELLA GESTIONE

Il primo semestre del 2018 è stato contrassegnato da un leggero rallentamento dell'economia globale e da turbolenze nel commercio internazionale dovute all'implementazione di una serie di politiche protezionistiche da parte degli Stati Uniti. Anche nell'area Euro la crescita ha subito una decelerazione in particolare negli ultimi mesi del semestre. A tali fenomeni si somma la previsione da parte del Consiglio direttivo della BCE di interrompere a fine anno gli acquisti netti di titoli. In relazione alla situazione italiana, il trend delle commodity energetiche ha registrato un marcato rialzo del prezzo del gas al PSV (Punto di Scambio Virtuale), +16,3%, che non si è riflesso completamente sul PUN (il prezzo dell'energia elettrica nella Borsa Elettrica), il cui incremento si è fermato al 5,2%. In tale scenario, non favorevole per gli operatori termoelettrici e cogenerativi, il Gruppo ha comunque ottenuto performance in crescita in tutti gli indicatori operativi grazie alla resilienza e bilanciamento del proprio portafogli di business e ai significativi investimenti effettuati nel settore del teleriscaldamento nel corso degli ultimi anni. Questi hanno infatti consentito il riconoscimento di titoli di efficienza energetica per periodi pregressi, con un impatto positivo sui margini.

Nel corso della seconda parte del 2018 lo sforzo di IREN sarà teso all'implementazione delle opzioni strategiche delineate nel piano industriale, presentato alla comunità finanziaria a novembre del 2017, che ha introdotto il concetto della "circular vision": uno sguardo strategico a 360° che pone al centro il Cliente/Cittadino attraverso un'azione sostenuta da efficienza, sviluppo, sostenibilità e cura delle risorse interne. Tali elementi saranno ulteriormente affinati nell'aggiornamento del medesimo Piano, la cui presentazione è prevista per la fine di settembre, con l'obiettivo di rendere ancora più chiare ed efficaci le linee guida strategiche da sviluppare nei prossimi anni.

GESTIONE FINANZIARIA

Scenario di riferimento

Nel corso del primo semestre 2018 la parte a breve della curva dei tassi ha mantenuto una sostanziale stabilità, mentre la parte a medio lungo termine risente di una certa volatilità con spinte al rialzo e successive fasi di ritracciamento. 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 di tassi negativi da novembre 2015, si è mantenuto stabile e pari a -0,27%. Le quotazioni dei tassi fissi, riflesse nei valori dell'IRS a 5 e 10 anni, dopo il rialzo manifestato tra fine anno 2017 e inizio anno 2018 si stanno riallineando ai livelli di ottobre-novembre 2017.

Attività svolta

Nel corso del primo semestre 2018 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.

Si evidenzia che nel periodo non sono stati attivati nuovi finanziamenti, e che i finanziamenti diretti con Banca Europea per gli Investimenti (BEI), con durata fino a 15 anni, non utilizzati e disponibili risultano ancora pari complessivamente a 235 milioni di euro. Sempre ai fini dell'ottimizzazione della struttura finanziaria del Gruppo, è proseguita l'attività di *liability management* a valere su posizioni di debito in essere, volta a cogliere opportunità di mercato favorevoli; in tale ambito è stato rimborsato anticipatamente un finanziamento di 39 milioni di euro.

Nell'ambito del Gruppo sono stati inserite nel perimetro di consolidamento posizioni di mutuo per complessivi 12 milioni di euro delle Società ACAM e ReCos mentre, con finalità di ottimizzazione della struttura finanziaria, sono state anticipatamente estinte posizioni di debito di Iren Rinnovabili e sue controllate e di ASM Vercelli per complessivi 30 milioni di euro, inclusa una posizione di derivato di copertura relativa ad un debito estinto.

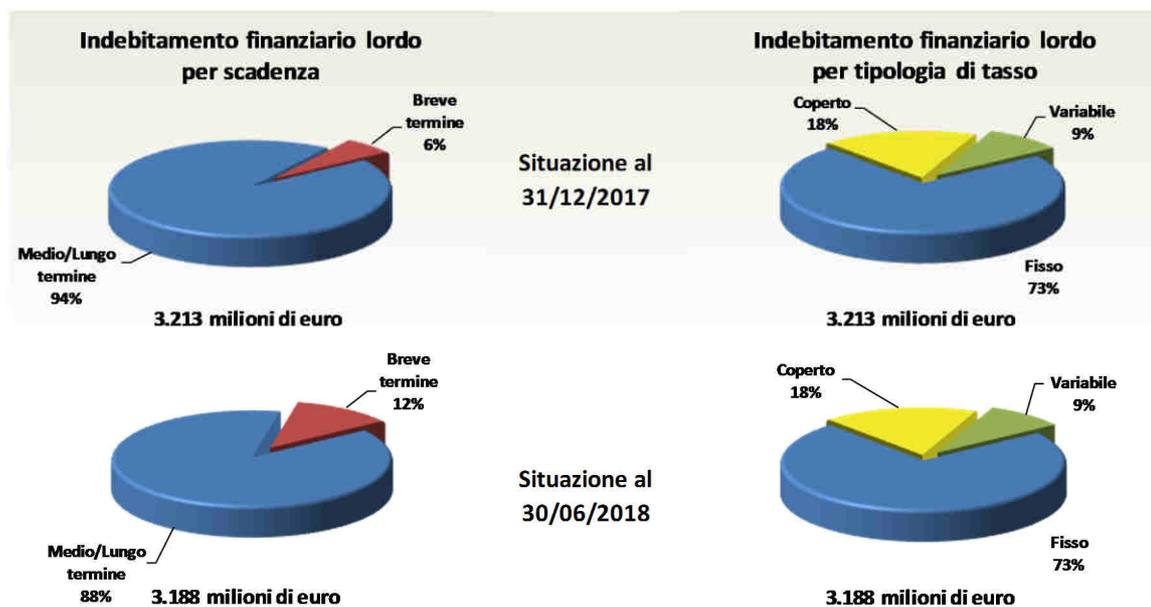
L'indebitamento finanziario al termine del periodo è costituito al 44% da prestiti e al 56% da obbligazioni.

Per quanto concerne i rischi finanziari, il Gruppo Iren è esposto a diverse tipologie di rischi finanziari tra le 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 non sono stati perfezionati nuovi contratti di Interest Rate Swap.

Al 30 giugno 2018 la quota di debito a tasso variabile non coperta con strumenti di derivato tasso è pari al 9% 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 2017 è riportata nel seguente grafico.



Rating

A dicembre 2017 l'agenzia Fitch ha aumentato di un notch il rating di Iren portandolo a BBB, con outlook stabile. Fitch ha inoltre confermato il rating BBB sulle emissioni *senior unsecured*. Le ragioni che hanno portato al miglioramento del rating già "Investment Grade" sono, tra le altre, la crescita strutturale della profittabilità del Gruppo, il raggiungimento, nel corso degli ultimi anni, di rilevanti sinergie con risultati superiori alle attese di mercato, la piena integrazione di alcune società di medie dimensioni, la riduzione del costo del debito unitamente al raggiungimento anticipato del target di flessibilità finanziaria.

A sostegno degli indicatori del rischio di liquidità, in aggiunta alle linee di finanziamento con BEI sopra descritte non ancora utilizzate e disponibili per 235 milioni di euro, sono state contrattualizzate linee di credito *committed* che a fine periodo ammontano a 70 milioni di euro.

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

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

b) Rischio di cambio

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

c) Rischio tassi di interesse

Il Gruppo Iren è esposto alle fluttuazioni dei tassi d'interesse soprattutto per quanto concerne la misura degli oneri finanziari relativi all'indebitamento. La strategia del Gruppo Iren è quella di limitare l'esposizione al rischio di volatilità del tasso di interesse, mantenendo al contempo un costo della provvista contenuto. Nel corso delle Commissioni Financial Risk, si verifica il rispetto dei limiti imposti dalla policy per quanto riguarda le principali metriche e si analizzano la situazione di mercato, l'andamento dei tassi di interesse, il valore delle coperture stipulate e la rispondenza alle condizioni imposte dai covenant.

2. RISCHIO DI CREDITO

Il rischio di credito del Gruppo è legato essenzialmente all'ammontare dei crediti commerciali derivanti dalla vendita di energia elettrica, teleriscaldamento, gas e all'erogazione dei servizi energetici, idrici ed ambientali. I crediti sono suddivisi su un ampio numero di controparti, appartenenti a categorie di clienti eterogenee (clientela retail, business, enti pubblici); alcune esposizioni risultano di ammontare elevato e sono costantemente monitorate 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'insolvibilità sino all'aumento dei crediti sottoposti a procedure concorsuali o inesigibili. Tale rischio risente 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.

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, 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 delle 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 sui crediti commerciali delle società del Gruppo, in termini di tipologia della clientela, stato del contratto, filiera di business e fascia di *ageing*. 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. 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 a minimizzare la necessità di fare ricorso ai mercati finanziari per coperture, 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.

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. Sono in corso di predisposizione misure per migliorare il sistema di gestione della sicurezza (cyber security) attraverso il rinnovo delle tecnologie di sicurezza perimetrale, la costruzione di un processo di rilevazione e gestione di eventi e incidenti di sicurezza e la predisposizione di un sistema di gestione delle vulnerabilità, estesa anche a fornitori che trattano a vario titolo dati aziendali sensibili.

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 2022 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 settore 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 ed 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 le società del Gruppo Iren.

RAPPORTI CON PARTI CORRELATE

Sino alla data del 30 giugno 2018, sono rimasti in vigore (i) il “Regolamento Interno in materia di operazioni con parti correlate” (in seguito anche “Regolamento interno OPC”), nella versione da ultimo aggiornata con deliberazione del Consiglio di Amministrazione di IREN assunta in data 13 marzo 2015, previo parere favorevole del Comitato per le Operazioni con Parti Correlate della Società (in seguito anche “COPC”, interamente composto da Amministratori indipendenti); (ii) la Procedura operativa per la gestione delle Operazioni con Parti Correlate, che integra e dettaglia le previsioni del predetto Regolamento Interno OPC, approvata dal Consiglio di Amministrazione di IREN in data 15 marzo 2016, previo parere favorevole del COPC.

Con la finalità di addivenire all’unificazione dei succitati documenti e ad una conseguente razionalizzazione delle relative previsioni, in data 12 aprile 2018, previo parere favorevole da parte del Comitato per le Operazioni con Parti Correlate, 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.

La vigente Procedura OPC è pubblicata sul sito Iren (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”);
- 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) definizione di operazione con parte correlata;
- c) l’individuazione dei casi di esclusione nonché delle operazioni c.d. “di importo esiguo”;
- d) procedure applicabili alle operazioni di minore rilevanza;
- e) procedure applicabili alle operazioni di maggiore rilevanza;
- f) soggetti preposti all’istruttoria in materia di operazioni con parti correlate;
- g) operazioni di competenza assembleare;
- h) 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 Semestrale Abbreviato 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 2018 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, e 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. Le Linee Guida motivano l'esclusione alla luce della necessità di un ulteriore approfondimento da parte del Ministero dell'Economia e delle Finanze e della Commissione Nazionale per le Società e la Borsa che, ad oggi non risulta ancora terminato.

Mentre il Testo Unico servizi pubblici locali di interesse economico generale, il cui schema è stato approvato, risulta decaduto a seguito di sentenza della Corte Costituzionale n. 251/2016, il Testo Unico in materia di società a partecipazione pubblica è stato pubblicato in Gazzetta Ufficiale con D.Lgs.19 agosto 2016, n. 175, in vigore dal 23 settembre 2016, e da ultimo modificato con il correttivo D. Lgs. 16 giugno 2017, n. 100.

Codice dei contratti pubblici

Il Codice dei Contratti Pubblici attualmente in vigore è stato approvato con D.lgs. 18 aprile 2016, n. 50 e rettificato con successivi provvedimenti, di cui l'ultimo è la L. 205/2017 del 27 dicembre 2017, in vigore dal 1° gennaio 2018. Tale ultimo intervento ha modificato, tra l'altro, l'art. 177, riducendo la quota percentuale delle attività da esternalizzare per i soli concessionari autostradali, ed intervenendo sull'obbligo di verifica annuale da parte dell'ANAC, di cui al comma 3, per cui si rinvia ad apposite Linee Guida ancora da emanarsi. In attuazione del Codice, continua l'attività di revisione e pubblicazione delle Linee Guida da parte dell'ANAC. Nel corso del semestre di riferimento sono stati pubblicati i seguenti provvedimenti:

- Delibera n. 4 del 10 gennaio 2018: revisione delle Linee Guida n. 5, recanti "Criteri di scelta dei commissari di gara e di iscrizione degli esperti nell'Albo nazionale obbligatorio dei componenti delle commissioni giudicatrici";
- Delibera n. 138 del 21 febbraio 2018: revisione delle Linee Guida n. 1, recanti "Indirizzi generali sull'affidamento dei servizi attinenti all'architettura e all'ingegneria";
- Delibera n. 206 del 1° marzo 2018: revisione delle Linee Guida n. 4, recanti "Procedure per l'affidamento dei contratti pubblici di importo inferiore alle soglie di rilevanza comunitaria, indagini di mercato e formazione e gestione degli elenchi di operatori economici";
- Delibera n. 318 del 28 marzo 2018: Linee Guida n. 9 recanti "Monitoraggio delle amministrazioni aggiudicatrici sull'attività dell'operatore economico nei contratti di partenariato pubblico privato";

- Delibera n. 424 del 2 maggio 2018: revisione delle Linee Guida n. 2, recanti “Offerta economicamente più vantaggiosa”.

Con Decreto 7 marzo 2018, n. 49, il Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti ha emanato un Regolamento recante: “Approvazione delle linee guida sulle modalità di svolgimento delle funzioni del direttore dei lavori e del direttore dell’esecuzione”, in attuazione dell’articolo 111, comma 1 del Codice.

Riforma della Legge Fallimentare

In merito al tema in oggetto, nel semestre di riferimento non vi è stato alcun intervento del Governo, il quale entro il 14 novembre 2018 dovrà redigere una disciplina organica relativa a procedure concorsuali, composizione delle crisi da sovraindebitamento e sistema dei privilegi e delle garanzie, in attuazione di quanto previsto dalla Legge n. 155 del 19 ottobre 2017 di delega al Governo “per la riforma delle discipline della crisi di impresa e dell’insolvenza”.

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 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.

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.

La materia è stata inoltre oggetto della delibera dell'AEEGSI (ora ARERA) n.258/2015/R/com impugnata da Ireti S.p.A. con quarto ricorso per motivi aggiunti. Allo stato il ricorso pende nel merito e non risulta ancora fissata udienza pubblica per la trattazione dello stesso.

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.

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 riducendo la quantificazione delle garanzie ed 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 la successiva Delibera 50/2018 ARERA, nel confermare l'attuale gestione degli OGS ha introdotto però 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 degli venditori, come delineato nel DCO 52/2018/R/eel.

La sessione 2018 prevede il reintegro dei crediti altrimenti non recuperabili maturati tra il 1° gennaio 2016 ed il 30 giugno 2017.

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 dei 3 sub 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.

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.

La qualificazione del teleriscaldamento non è, pertanto, univoca e viene rimessa alla valutazione delle singole casistiche, 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 dell'ARERA. Nel semestre di riferimento è stata pubblicata la Deliberazione 24/2018/R/tlr del 18 gennaio 2018, di approvazione del "Testo Unico della Regolazione dei criteri di determinazione dei corrispettivi di allacciamento e delle modalità di esercizio da parte dell'utente del diritto di recesso per il periodo di regolazione 2018-2020 (TUAR)", successivamente modificato dalla Deliberazione 277/2018/R/tlr del 3 maggio 2018.

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 co-incenerimento), nel Decreto del Presidente della Repubblica 13 marzo 2013, n. 59 (Autorizzazione Unica Ambientale), ed a livello regionale dalle L. R. Emilia Romagna n. 31/96, L.R. 25/99, n. 10/2008, L.R. n. 23/2011 e L.R. 13/2015 (riforma del sistema di governo regionale e locale e disposizioni su Città Metropolitana di Bologna, Province, Comuni e loro unioni) e L.R. 16/2015 (sulla c.d. "economia circolare" modificativa della L.R. 31/96).

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. 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 di Giunta Regionale del 28 dicembre 2017, n. 2192 - Attuazione dell'art. 205 del D.Lgs. n. 152/2006 concernente "Misure per incrementare la raccolta differenziata";
- Delibera di Giunta Regionale del 28 dicembre 2017, n. 2197 - Disposizioni per la gestione emergenziale e temporanea dei rifiuti urbani prodotti in Regione Lazio, nel territorio di Roma Capitale, in impianti presenti in Regione Emilia-Romagna;
- L.R. 21 dicembre 2017, n. 24, recante "disciplina regionale sulla tutela e l'uso del territorio".

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.

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. 1090 del 15 dicembre 2017 - Approvazione della programmazione delle nuove risorse destinate al finanziamento di programmi definiti dai Comuni per lo sviluppo della raccolta differenziata dei rifiuti;
- 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.

Normativa nazionale

Sono recentemente entrati in vigore i seguenti provvedimenti:

- il D.P.C.M. del 28 dicembre 2017, pubblicato sul S.O. n.64 alla Gazzetta ufficiale n. 303 del 30 dicembre 2017, ha approvato il modello unico di dichiarazione ambientale per l'anno 2018;
- il nuovo Regolamento sulle terre e rocce da scavo, approvato dal Consiglio dei Ministri del 19 maggio 2017. A seguito di tale Regolamento, è vigente dal 22 agosto il D.P.R. 13 giugno 2017, n. 120, che riforma la disciplina delle terre e rocce da scavo, abrogando il DM 161/2012 e l'art. 41 bis del DL 69/201 ed il comma due bis dell'art 184 bis del TUA;
- la Circolare del Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare del 10 novembre 2017, avente ad oggetto la disciplina delle matrici materiali di riporto;
- infine, dal primo gennaio è in vigore l'art. 194-bis del D.lgs. 152/06, introdotto dalla L. 205/17, il quale prevede che "gli adempimenti relativi alle modalità di compilazione e tenuta del registro di carico e scarico e del formulario di trasporto dei rifiuti di cui agli articoli 190 e 193 del presente decreto possono essere effettuati in formato digitale". E' consentita la trasmissione della quarta copia del formulario di trasporto dei rifiuti prevista dal comma 2 dell'articolo 193, anche mediante posta elettronica certificata.

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.

Il D. Lgs. 10 febbraio 2017, n. 28 ha introdotto le sanzioni per la violazione delle norme contenute nel Reg. (UE) n. 649/2012 sull'esportazione e l'importazione di sostanze chimiche pericolose (GU n. 65 del 18 marzo 2017).

Sulla Gazzetta Ufficiale n.119 del 24 maggio 2018 è stato pubblicato il D.M. 28 marzo 2018, recante il riparto del contributo dovuto per il 2016 ai sensi dell'art. 206-bis co. 6 D.lgs. 152/06, ossia l'entità del predetto onere (riguardante il contributo dovuto al Ministero dell'Ambiente per la vigilanza e il controllo per la corretta attuazione delle norme sulla corretta gestione dei rifiuti) da porre in capo ai soggetti interessati (i Consorzi nazionali che gestiscono le varie filiere di rifiuti recuperabili). Il pagamento dovrà essere effettuato entro il 22 agosto 2018. Si segnala, infine, che questo nuovo decreto abroga il precedente D.M. 12 dicembre 2017.

Infine, 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).

SISTRI

La Legge 205/2017 ha prorogato il SISTEMA di controllo della Tracciabilità dei Rifiuti al 31 dicembre 2018.

Discariche

Con la Circolare del 14 dicembre 2017, il Ministero dell'Ambiente ha provveduto a fornire alcune indicazioni utili all'interpretazione dei criteri di ammissibilità dei rifiuti in discarica, come definiti dal D.M. 27 settembre 2010 (GU n. 281 del 1° dicembre 2010).

Ecocreati

Con il D.M. 17 ottobre 2016, n. 228 (in GU n. 292 del 15 dicembre 2016) è stato approvato il "Regolamento recante la definizione dei contenuti minimi e dei formati dei verbali di accertamento, contestazione e notificazione relativi ai procedimenti di cui all'articolo 29-quattordicesimo del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152".

Disposizioni trasversali

Con la L. 20 novembre 2017, n. 167 (c.d. legge europea) in vigore dal 12 dicembre 2017, recante le disposizioni per l'adempimento degli obblighi derivanti dall'appartenenza dell'Italia all'Unione europea, viene modificato il D.lgs 152/2006 (Codice dell'Ambiente).

Con il D.lgs 15 novembre 2017 n. 183, in vigore dal 19 dicembre 2017, il Legislatore italiano dà attuazione alla normativa comunitaria (direttiva UE 2015/2193) relativa alla limitazione delle emissioni in atmosfera di taluni inquinanti originati da impianti di combustione medi.

La L. 205/17 (Legge di Bilancio 2018) ha infine stabilito un credito d'imposta per 3 anni le imprese che acquistano beni con materiali plastici riciclati.

Valutazioni impatto ambientale - autorizzazioni

Con il D.lgs 104/2017 si è data attuazione della Direttiva 2014/52/UE, che modifica la precedente Direttiva 2011/92/UE, concernente la valutazione dell'impatto ambientale di determinati progetti pubblici e privati.

Sul sito web del Ministero dell'Ambiente sono state pubblicate le Linee guida per la predisposizione della Sintesi non Tecnica dello Studio di Impatto Ambientale (VIA) e le Linee Guida per la predisposizione della Sintesi non Tecnica del Rapporto Ambientale (VAS), finalizzate a fornire indicazioni metodologiche e criteri redazionali omogenei sia in termini di struttura che di contenuti per tali documenti destinati ad informare il pubblico.

Dal 2017 risultano inoltre in vigore:

- il D.P.R. 13 febbraio 2017, n. 31 "Regolamento recante individuazione degli interventi esclusi dall'autorizzazione paesaggistica o sottoposti a procedura autorizzatoria semplificata";
- dal 26 maggio il D.M. 6 marzo 2017, n. 58, che fissa le modalità (anche contabili) e le tariffe da applicare in relazione alle istruttorie ed ai controlli previsti al Titolo III-bis della Parte II, D. Lgs. n. 152/2006 (relativo all'AIA), nonché i compensi spettanti ai membri della Commissione istruttoria per l'IPPC di cui all'art. 8-bis.
- Il Ministero dell'Ambiente ha pubblicato il documento contenente le "Linee guida per la predisposizione della Sintesi non Tecnica dello Studio di Impatto Ambientale (art. 22, comma 4 e Allegato VII alla Parte Seconda del D. Lgs. 152/2006)", redatto nel marzo 2017 a cura della Direzione per le Valutazioni e le Autorizzazioni Ambientali, come revisionato in data 30 gennaio 2018.

RAEE – Rifiuti di Apparecchiature Elettriche ed Elettroniche

In data 11 giugno 2017 è entrato in vigore il decreto 9 marzo 2017 n. 68 del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare denominato "Regolamento concernente le modalità di prestazione delle garanzie finanziarie da parte dei produttori di apparecchiature elettriche ed elettroniche ai sensi dell'articolo 25, comma 1, del decreto legislativo 14 marzo 2014, n. 49".

Impianti

Si segnala il D.M. 14 aprile 2017 "Disciplina delle condizioni di accesso all'incremento dell'incentivazione prevista dal decreto 6 luglio 2012 per la produzione di energia elettrica da impianti alimentati a biomasse e biogas".

Albo gestori ambientali

E' stato pubblicato sul sito ANAC un comunicato avente ad oggetto i chiarimenti inerenti il requisito di iscrizione all'Albo. La comunicazione fa seguito, riprendendone il contenuto, alla sentenza della Sezione V del Consiglio di Stato n. 1825 del 19 aprile 2017, che a sua volta conferma quanto sostenuto dal TAR Abruzzo, sezione di Pescara: il TAR, chiamato a risolvere una questione relativa ad un bando di gara legato a lavori di bonifica ambientale, ha affermato che l'iscrizione all'albo dei gestori ambientali deve essere imposta quale requisito di partecipazione.

Con la Deliberazione n. 2 del 24 aprile 2018, in vigore dal 15 giugno 2018, l'Albo Nazionale Gestori Ambientali ha individuato la sottocategoria 4-bis, relativa alle imprese che effettuano attività di raccolta e trasporto di rifiuti non pericolosi costituiti da metalli ferrosi e non ferrosi, definendo i relativi criteri e requisiti per l'iscrizione (v. *"Raccolta e trasporto rifiuti metallici: istituita dall'Albo la sottocategoria 4-bis"*).

Normativa europea

L'UE ha provveduto a modificare la decisione 2014/955/UE, del 18 dicembre 2014, che aveva a sua volta sostituito l'elenco dei rifiuti istituito dalla decisione 2000/532/CE ai sensi della direttiva 2008/98/CE.

Dal 4 luglio 2018 entrano inoltre 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 (*"orientamenti tecnici sulla classificazione dei rifiuti"*) chiarisce invece la classificazione dei c.d. *"codici a specchio"*.

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.

Viene riconfermata la possibilità per i Comuni di affidare l'accertamento e la riscossione, in deroga all'articolo 52 del Decreto legislativo 15 dicembre 1997 n. 446, ai soggetti che alla data del 30 dicembre 2013 *"svolgevano il servizio di gestione dei rifiuti o di accertamento o riscossione della TARES"*.

La L. 205/2017 ha prorogato al 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

Nel semestre di riferimento non vi sono stati ulteriori sviluppi sul piano normativo, pertanto ad oggi le concessioni con scadenza al 31 dicembre 2010 si trovano ancora in regime di prosecuzione della gestione, fino alla data di subentro del nuovo concessionario, il quale dovrà essere scelto mediante procedura ad evidenza pubblica, a seguito della sentenza della Corte Costituzionale n. 205 del 4 luglio 2011 con cui è stata dichiarata l'illegittimità delle disposizioni del Decreto Legge 31 maggio 2010, n. 78, convertito nella legge n. 122 del 30 luglio 2010, che prorogavano di ulteriori cinque anni le concessioni di grande derivazione per la produzione di energia elettrica.

In particolare, deve ancora essere emanato il Decreto Ministeriale che fisserà i criteri delle nuove gare, le quali dovranno essere indette, per le concessioni già scadute, entro due anni dalla data di entrata in vigore del suddetto decreto. Al nuovo concessionario sarà trasferita dal concessionario uscente la titolarità del ramo di azienda relativo all'esercizio della concessione, comprensivo di tutti i rapporti giuridici afferenti alla stessa.

Sono ancora in corso interlocuzioni tra Governo italiano e Commissione Europea, conseguenti all'inchiesta ricognitiva avviata dalla Commissione nel settembre 2013 sulle condizioni di assegnazione, proroga o rinnovo delle concessioni d'acqua per uso idroelettrico nei vari Stati Membri ed all'invio al Governo italiano di una comunicazione di costituzione in mora che affermava la contrarietà a principi e norme del diritto comunitario (libertà di stabilimento; art. 12 della Direttiva "Bolkestein" 2006/123/CE) di talune previsioni introdotte dal legislatore italiano (con la Legge 134/de di conversione del D.L. "Sviluppo" 83/2012), oltre che di alcune norme della legislazione delle Province autonome di Trento e Bolzano.

Sono stati attivati confronti con gli operatori di mercato (tra cui Iren) e con le associazioni di categoria, al fine di promuovere azioni a tutela degli interessi delle Società concessionarie presso il Ministero, l'Autorità e la Commissione Europea. In particolare, è stato approfondito il tema della metodologia di valutazione degli *asset* ed è stato predisposto un *position paper* al fine di evidenziare la piena conformità della normativa italiana con quella comunitaria.

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 – 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*.

Vendita gas naturale

In ottemperanza a quanto previsto dal Decreto Letta in materia di *unbundling*, il Gruppo IREN svolge l'attività di vendita del gas naturale principalmente attraverso Iren Mercato - che svolge anche attività di vendita di energia elettrica.

Tale attività viene altresì svolta attraverso la partecipazione diretta o indiretta in società di vendita tra le quali:

- Salerno Energia Vendite S.p.A. per l'area di Grosseto e per il centro-sud Italia;
- ATENA Trading S.r.l. per l'area Vercellese.

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:

- area Vercellese, con la controllata ASM Vercelli S.p.A.
- area Marchigiana, con ASTEA S.p.A.

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 Genovese

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 e il servizio idrico integrato nel Comune di Bolano in Provincia di La Spezia.

Parallelamente, con atto in data 19 giugno 2015 ed efficacia 1° luglio 2015 la società Acque Potabili S.p.A. ha ceduto a Iren Acqua Gas S.p.A. (oggi IRETI S.p.A.) la partecipazione detenuta nella società Acquedotto di Savona S.p.A. pari al 100% del capitale sociale della stessa. La società è stata oggetto di fusione per incorporazione in IRETI con efficacia 1° gennaio 2016.

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.

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>Area Genovese</i>	Convenzione ATO/gestore	16 aprile 2004/ 5 ottobre 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

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". Si è in attesa della pubblicazione degli atti.

In data 11 aprile 2018 è stata 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.

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
<i>La Spezia (Comune)</i>	Convenzione Comune/gestore	10 giugno 2005	(raccolta e spazzamento) 30 gennaio 2043 (smaltimento rifiuti)

(*) 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 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) e, entro il 12 luglio 2018, presenterà offerta per analoga gara a Piacenza.

Il Gruppo ACAM, controllato da Iren ed attivo a La Spezia e Provincia, gestisce (attraverso ACAM Ambiente) il servizio del ciclo integrale dei rifiuti, con affidamento in house, in 20 Comuni della Provincia (compreso il

Comune di La Spezia). Inoltre svolge solo 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.

NORMATIVA REGOLATORIA ENERGIA E GAS PRIMO SEMESTRE 2018

Di seguito si rappresentano i principali provvedimenti regolatori del primo semestre 2018 di maggior impatto per i business energetici del Gruppo Iren.

GAS

Energy Management gas

Del 670/2017 - Disposizioni in merito all'effettuazione delle sessioni di aggiustamento con riferimento agli anni a partire dal 2013 e fino all'entrata in vigore della nuova disciplina del settlement gas e Del 782/2017

La delibera stabilisce che la determinazione delle partite economiche di aggiustamento avvenga con un procedimento articolato in due processi: il primo funzionale al calcolo del conguaglio delle partite economiche attribuite all'utente del bilanciamento (UdB) al momento del bilancio definitivo, applicando nuovamente l'algoritmo già utilizzato in sessione di bilanciamento e rideterminando il disequilibrio di ciascun UdB; il secondo volto a valorizzare la quantità di competenza di ogni UdB, oggetto di compensazione, della differenza tra immesso e prelevato al punto di riconsegna della rete di trasporto (ReMi), ripartendo la quota annua riconosciuta di tale differenza in proporzione ai prelievi allocati nell'anno all'UdB presso il medesimo ReMi.

In merito, con la delibera 782/2017 l'Autorità ha approvato disposizioni operative a determinazione delle partite fisiche ed economiche di aggiustamento relativamente agli anni 2013-2016. A fine giugno 2018 SNAM ha pubblicato gli esiti della sessione di aggiustamento pluriennale 2013-2016; sono ancora in corso le verifiche da parte degli UdB in quanto si sono verificate alcune criticità operative nella messa a disposizione del dato.

Del 72/2018 - Riforma della disciplina in materia di settlement gas

ARERA ha approvato la disciplina a regime in materia di settlement gas e ha pubblicato il nuovo TISG (Testo integrato delle disposizioni per la regolazione delle partite fisiche ed economiche del servizio di bilanciamento del gas naturale). La nuova disciplina introduce il fattore di correzione climatica W_{kr} al fine di migliorare la profilazione dei prelievi gas su rete di distribuzione rilevati con frequenza inferiore al mese; questo approccio dovrebbe contribuire a ridurre il valore degli scostamenti sui city gate. Inoltre è previsto che l'approvvigionamento del differenziale tra quanto misurato sui ReMi e quanto attribuito agli UdB sia effettuato dal Responsabile del Bilanciamento (RdB) nell'ambito dell'attività di bilanciamento a livello nazionale; ai fini di copertura viene utilizzato il fondo per la copertura degli oneri connessi al settlement del gas. I prelievi attribuiti (P) a ciascun UdB saranno valorizzati tenendo conto del fattore W_{kr} del giorno k; il disequilibrio di ogni UdB sarà calcolato sulla base dei prelievi attribuiti. Le penali di scostamento verranno calcolate sulla capacità utilizzata (C) calcolata in esito alla sessione di bilanciamento, valorizzata con il W_{kr} consuntivo pubblicato da SNAM. Lo scostamento Δ_{io} , pari alla differenza tra P e C per ogni UdB, è valorizzato al prezzo marginale del mercato a pronti. E' in corso la consultazione relativa al recepimento nel Codice di rete di SNAM della nuova disciplina. Il nuovo TISG entrerà in vigore dal 1° gennaio 2020. E' stato rinviato a successivi provvedimenti la definizione di un sistema di premi/penalità atto ad incentivare i distributori a ridurre gli scostamenti tra i dati misurati presso i Punti di Riconsegna (PdR) e le misure al ReMi.

DCO 114/2018- 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

ARERA propone di avvalersi del Sistema Informativo Integrato (SII) al fine di ricostruire le filiere gas (rapporti tra UdB e Utenti della Distribuzione - UdB). Per quanto concerne i processi di conferimento presso i city gate, ARERA propone una semplificazione consistente nell'attribuzione di una capacità d'ufficio basata sulla tipologia di prelievo e la conseguente abrogazione delle penali di scostamento.

DCO 182/2018 - Metodologia dei prezzi di riferimento e criteri di allocazione dei costi relativi al servizio di trasporto del gas naturale per il quinto periodo di regolazione; DCO 347/2018 - Criteri di determinazione dei ricavi riconosciuti relativi al servizio di trasporto del gas naturale per il quinto periodo di regolazione

Per il quinto periodo di regolazione ARERA propone quattro soluzioni alternative: una ripartizione entry/exit dei ricavi 40/60 (come per il regime transitorio) oppure 50/50 come previsto dal codice Europeo TAR; l'applicazione, ai fini della determinazione dei prezzi di riferimento, della metodologia a matrice o della metodologia basata sulla distanza ponderata per la capacità prevista dal codice TAR; l'inclusione delle reti regionali nel perimetro entry/exit con attribuzione dei ricavi da rete regionale totalmente all'exit (in questo caso il rapporto entry/exit sarebbe 28/72). Le proposte di ARERA sono volte a salvaguardare la competitività del sistema Italia relativamente ai costi di importazione ed esportazione di gas naturale.

Relativamente alla determinazione dei ricavi riconosciuti, ARERA intende iniziare ad introdurre alcuni elementi incentivanti (elementi di regolazione *output based* propedeutici al graduale passaggio alla regolazione TOTAl Expense - TOTEX). Non è stato ancora proposto alcun aggiornamento del WACC.

Reti gas

Del 69/2018 - Osservazioni riguardanti il valore di rimborso da riconoscere ai titolari degli affidamenti e delle concessioni per il servizio di distribuzione del gas naturale, per i Comuni dell'ATEM Genova 1 – Città e Impianto di Genova

Con tale delibera l'Autorità ha ritenuto idonei i VIR dell'ATEM di Genova che presentano uno scostamento rispetto alla RAB superiore del 10%, ai fini dei riconoscimenti tariffari.

Del 149/2018 – Determinazione delle tariffe di riferimento definitive per i servizi di distribuzione e misura del gas, per l'anno 2017

Con tale delibera sono state approvate le tariffe di riferimento definitive per i servizi di distribuzione e misura del gas per l'anno 2017, sulla base dell'RTDG (Regolazione delle Tariffe dei servizi di Distribuzione e misura del Gas), delle richieste di rettifica dei dati presentate entro metà febbraio 2018 e delle istanze di rideterminazione tariffaria presentate da alcune imprese distributrici.

Per IRETI (i) sono state accolte le istanze relative ad alcuni Comuni di Genova per l'uscita dalla tariffa d'ufficio; (ii) per la rideterminazione tariffaria sono stati richiesti approfondimenti per alcuni Comuni (iii); è stato confermato il perdurare delle analisi per l'istanza relativa alla località di Reggio Emilia.

D.M. 2 marzo 2018 (Ministero dello Sviluppo Economico) - Promozione dell'uso del biometano nel settore dei trasporti

Con tale decreto l'Italia si pone l'obiettivo di raggiungere al 2020 la soglia del 10% del consumo di energie rinnovabili nel settore dei trasporti, al cui interno è stato fissato il sub target nazionale per il biometano avanzato e gli altri biocarburanti avanzati, pari allo 0,9% al 2020 e all'1,5% nel 2021. Il meccanismo previsto nel decreto non incide sulle bollette del gas né dell'elettricità: infatti viene finanziato esclusivamente dai "soggetti obbligati" (operatori economici che vendono benzina e gasolio, e che hanno da tempo l'obbligo di immettere una parte di combustibili sotto forma di biocarburanti, il cui costo è oggi già incluso nel prezzo finale alla pompa). E' inoltre previsto che si sostituiscano biocarburanti, per lo più di importazione (biodiesel), con biometano prodotto sul territorio nazionale, promuovendo la filiera nazionale, aiutando il ciclo dei rifiuti (FORSU) e gli agricoltori nazionali. Il decreto individua e stabilisce le modalità per l'erogazione degli incentivi (CIC – Certificati di Immissione in Consumo) per la produzione e la distribuzione di biocarburanti avanzati e in particolare di biometano avanzato ricavato da rifiuti, prevedendo una durata dell'incentivo per un periodo massimo di 10 anni. Viene inoltre stabilita la non cumulabilità con altri incentivi pubblici, con alcune deroghe: in particolare per gli impianti di produzione di biometano a partire da FORSU raccolta in maniera differenziata fin dall'origine, solo ai fini della cumulabilità degli incentivi, non si considerano parti dell'impianto di produzione di biometano le sezioni di ricezione e stoccaggio, pretrattamento ed eventuale trattamento, in quanto comunque funzionali alla gestione del ciclo dei rifiuti in accordo alla gerarchia comunitaria del relativo trattamento.

DCO 216/2018 - Attuazione delle disposizioni dell'articolo 14 del decreto legislativo 257/16 in materia di reti isolate di GNL, con riferimento ai profili tariffari relativi alla copertura dei costi delle infrastrutture di rete

L'ARERA propone, per le reti isolate di Gas Naturale Liquido (GNL), una regolazione analoga a quella sui gas diversi dal naturale. Per la Sardegna viene definito un ambito ad hoc a valle della realizzazione della relativa dorsale di distribuzione. Verrà avviata una successiva consultazione circa la remunerazione del servizio di vendita per emanare la delibera finale entro il 2018.

ARERA prevede che i corrispettivi di distribuzione e misura coprano, oltre ai costi delle infrastrutture di rete, di esercizio e manutenzione delle reti canalizzate, anche quelli connessi ai depositi di stoccaggio e ai rigassificatori locali direttamente connessi. Il riconoscimento avverrà su base parametrica mediante la definizione di un costo standard dimensionato per unità di volume di GNL rigassificato immesso in rete. In relazione ai corrispettivi a copertura dei costi operativi, l'Autorità intende valutare l'ipotesi di prevedere l'applicazione di una componente specifica a copertura dei costi operativi relativi alla gestione delle reti di distribuzione in località a regime, da fissare in coerenza con la componente prevista per i gas diversi dal naturale. Non troveranno invece copertura tariffaria i costi della commercializzazione del servizio di distribuzione.

DCO 361/2018 - Aggiornamento delle direttive per le connessioni degli impianti di produzione di biometano alle reti del gas naturale e attuazione delle disposizioni del decreto 2 marzo

L'Autorità ha messo in consultazione gli orientamenti in tema di connessione alle reti gas degli impianti di biometano. Il regolatore definisce le misure per l'attuazione del decreto MISE del 2 marzo 2018 per la "Promozione dell'uso del biometano e degli altri biocarburanti avanzati nel settore dei trasporti" di cui sopra. L'Autorità ritiene che sia opportuno prevedere che i gestori di rete, nel definire le specifiche di qualità per l'immissione in rete facciano riferimento agli standard nazionali del decreto 18 maggio 2018 e per quelli in esso non previsti agli standard europei. Dal punto di vista della sicurezza, si propone un Piano di valutazione dei rischi da concordare tra produttori, gestori di rete e autorità competenti. In merito, ARERA dovrebbe affidare al Comitato Italiano Gas (CIG) la predisposizione di linee guida sulle modalità di controllo dei parametri qualitativi del biometano. Circa gli impieghi per autotrazione, il regolatore conferma l'obbligo di installazione di apparecchiature di purificazione presso le stazioni di servizio a valle del punto di riconsegna. Il DCO infine elenca le misure relative alla determinazione della quantità di biometano ammessa agli incentivi, alle disposizioni in materia di misura ai fini della determinazione di tale quantità ed attribuisce l'attività di certificazione al Gestore dei Servizi Energetici (GSE).

ENERGIA ELETTRICA

Energy management

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

In seguito all'approvazione nel febbraio 2018, da parte della Commissione Europea, di sei meccanismi di capacità tra cui quello italiano, Terna ha posto in consultazione a marzo 2018 i due documenti relativi alla disciplina del capacity market in fase di prima e piena attuazione.

Rispetto alla precedente consultazione (novembre 2016), e in esito all'interazione con la Commissione Europea, con i documenti di marzo 2018 Terna ha integrato la disciplina con i seguenti elementi:

- partecipazione estesa a tutte le risorse, ma con regole specifiche per la remunerazione della domanda (che comunque può partecipare alle aste in modo diretto);
- ammesse anche le Fonti di Energia Rinnovabile incentivate, a patto che rinuncino (limitatamente al periodo di consegna) agli incentivi erogati dal GSE (in questa categoria sono inclusi lo scambio sul posto e il ritiro dedicato, che quindi precludono la partecipazione alla remunerazione della capacità, mentre sono esclusi i Certificati Bianchi e il Conto Termico);
- apertura alla partecipazione anche diretta della capacità di generazione estera, per cui Terna terrà conto anche della capacità di import non offerta dagli operatori, simulandone una partecipazione indiretta (con premio posto pari a 0 €/MW/anno);
- esenzione dagli obblighi per la capacità in manutenzione;
- passaggio da nomina ex ante a nomina ex post da parte degli operatori delle unità con cui si assolve l'obbligo;

- valore dell'Indice di Emissione utilizzato per creare una priorità di selezione delle offerte di vendita sulle aste;
- in discussione la possibilità, in fase di piena attuazione, di scambiare un prodotto di capacità annuale, in linea con le previsioni europee, anziché triennale, così da semplificare la struttura del meccanismo e rispondere alle linee guida europee.

Nelle more di una piena implementazione della disciplina (con Decreto ministeriale attuativo), Terna dovrà inoltre preparare uno studio circa l'adeguatezza del sistema e stimare la curva di domanda per i prossimi dieci anni.

Del 261/2018 - Modifiche e integrazioni ai criteri e alle condizioni per la disciplina del sistema di remunerazione della disponibilità di capacità produttiva di energia elettrica introdotto dall'Autorità con Del ARG/elt 98/11

Con tale delibera vengono modificati criteri e condizioni per la disciplina del capacity market elettrico e viene stabilito, tra l'altro, che verranno indicati in seguito, con delibere asta per asta, i parametri economici quali i premi massimi, i valori delle ordinate dei punti rilevanti delle curve di domanda, i valori dei parametri per il calcolo del prezzo di esercizio e l'importo della soglia minima.

Le modifiche apportate rispetto alla originaria Del 98/11 riguardano sostanzialmente:

- la definizione della metodologia per il prezzo di esercizio, che avviene direttamente da parte dell'Autorità, la quale potrà aggiornarla nel tempo;
- la modifica degli obblighi di offerta e dei criteri per la definizione dei prezzi di riferimento, per tener conto delle quantità accettate sul Mercato Infragiornaliero (MI) e per evitare condotte opportunistiche;
- la differenziazione tra premio massimo alla capacità esistente e nuova, e l'introduzione del concetto di premio massimo offribile (*bid cap*);
- criteri transitori per la definizione di curve di domanda in funzione dei costi della capacità;
- l'equiparazione alla nuova capacità, cui è concessa una remunerazione più alta, anche della capacità esistente oggetto di significativo rinnovamento e della c.d. capacità "da adeguare", ossia quella a cui le autorità competenti hanno imposto l'adeguamento a prefissati standard;
- la partecipazione implicita, equiparata a offerte a premio nullo, delle unità in regime di essenzialità;
- la priorità, a parità di premio offerto, della capacità flessibile e con minori emissioni di CO₂.

Nelle more della piena implementazione della disciplina (con Decreto ministeriale attuativo), l'Autorità dovrà dare un parere sulla disciplina posta in consultazione da Terna (di cui al precedente paragrafo), approvare il regolamento per la partecipazione delle unità di consumo e definire i parametri economici finali del meccanismo.

RETI ELETTRICHE

Sistemi di Smart Metering 2G

Del 88/2018

La delibera in oggetto approva le disposizioni funzionali per configurare/visualizzare il display del 2G, e dispone che le informazioni contrattuali ad uso dei venditori siano configurate tramite il SII da ottobre 2018.

Del 307/2018

Il provvedimento ha 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 distribuzione al 31 dicembre 2018 per estenderlo ad ulteriori soggetti e verificare i monitoraggi attuali. Parallelamente a tale delibera, il DCO 245/2018 continua il processo di definizione delle specifiche funzionali dei 2G versione "2.1".

Tariffe di distribuzione e misura dell'energia elettrica

Del. 150/2018 e del. 174/2018

Tali delibere stabiliscono per l'anno 2017 le tariffe di riferimento, definitive rispettivamente per la distribuzione elettrica e per la misura, per i distributori con oltre 100.000 punti di prelievo.

Del. 175/2018 e del. 176/2018

Con tali provvedimenti, analoghi a quanto sopra, l'ARERA ha stabilito anche per l'anno 2018 le tariffe di riferimento provvisorie dei distributori con oltre 100.000 punti di prelievo negli ambiti distribuzione e misura.

Del. 237/2018

A seguito di un processo consultivo è stato definito il regime tariffario della distribuzione e misura elettrica dal 2018 per i distributori (DSO) fino a 100.000 punti di prelievo, nello specifico:

- Parametrico per i DSO < 25.000 punti di prelievo;
- Individuale di riferimento per i DSO tra i 25.000 e i 100.000 punti di prelievo.

Per il 2016 e 2017 è confermato per tutti i DSO il regime tariffario del precedente periodo regolatorio.

Qualità del servizio elettrico: resilienza del sistema

Del. 31/2018 – direttive per l'integrazione di sezioni relative alla resilienza del sistema elettrico nei piani di sviluppo delle imprese distributrici

La delibera prevede che:

- dal 2018 i DSO con oltre 300.000 clienti, dal 2020 i DSO direttamente connessi alla Rete di Trasmissione Nazionale redigano e pubblichino entro il 30 giugno (dal 2018) il Piano di Resilienza contenente gli interventi scelti dal DSO per maggiore efficacia di tenuta/ripristino ed elenchino il dettaglio su costi/benefici/tempi di ciascun intervento/raggruppamento di interventi;
- i DSO con oltre 100.000 clienti finali inviino ad ARERA i benefici attesi dei singoli interventi e l'avanzamento;
- ARERA esamini le proposte di azioni speciali di ripristino presentate da un apposito Tavolo di lavoro ARERA – operatori (Tavolo Resilienza);
- Siano incluse, tra i fattori critici, le ondate di calore.

DCO 331/2018 – bonifica delle colonne montanti vetuste della rete di distribuzione dell'energia elettrica nei condomini

Il documento illustra i meccanismi che possano favorire la rimozione degli ostacoli all'acquisizione delle necessarie autorizzazioni da parte delle imprese distributrici per intervenire nelle proprietà private, al fine di garantire l'efficiente erogazione del servizio di distribuzione in condizioni di sicurezza.

Del. 50/2018 – disposizioni relative al riconoscimento degli oneri altrimenti non recuperabili per il mancato incasso degli oneri generali di sistema

Confermando l'attuale gestione dei versamenti degli oneri generali di sistema (OGS), la delibera introduce la possibilità per i DSO di richiedere il reintegro degli stessi non riscossi e non recuperabili (per fatture scadute da almeno 12 mesi e per crediti non incassati immobilizzati in fallimenti/liquidazione coatta/concordato preventivo), da parte dei DSO adempienti ai versamenti degli OGS dal 1° gennaio 2016, riferiti a Utenti del trasporto con contratto risolto da almeno 6 mesi.

CLIENTI FINALI

Superamento Tutela

Del 51/2018 – Portale confrontabilità offerte

La Delibera definisce la disciplina per la realizzazione e la gestione da parte dell'Acquirente Unico del "Portale Confrontabilità Offerte" previsto dall'art. 1.61 della Legge Concorrenza e rivolto ai clienti finali domestici e alle piccole/medie imprese. In particolare esso:

- a) approva il regolamento per il funzionamento del Portale Offerte;
- b) stabilisce le tempistiche per la sua implementazione per fasi successive;
- c) rimanda a successivi provvedimenti la definizione di alcuni dettagli per lo sviluppo futuro del Portale stesso.

Il Portale Offerte verrà sviluppato nelle seguenti fasi progressive:

- entro 5 mesi dall'entrata in vigore del provvedimento (ossia entro il 1° luglio 2018): caricamento e pubblicazione nel Portale Offerte di tutte le offerte a Prezzo Libero A Condizioni Equiparate di Tutela – PLACET- di energia elettrica e di gas naturale;
- entro i successivi 2 mesi: caricamento e pubblicazione delle offerte (incluse le dual fuel) rivolte ai clienti domestici e formulate da venditori presenti nel TrovaOfferte;
- entro i successivi 3 mesi: caricamento e pubblicazione di tutte le altre offerte rivolte alla generalità dei clienti finali di piccole dimensioni, pubblicizzate o diffuse sui siti internet e/o presso gli sportelli fisici dei venditori, su altri siti internet e sui principali mezzi di informazione con copertura territoriale almeno pari alla regione;
- con tempistiche da definire con successivo provvedimento: caricamento e pubblicazione di tutte le altre offerte.

Del 89/2018 – Approvazione moduli delle condizioni generali di fornitura delle offerte PLACET

A seguito della del. 555/2017 ARERA ha approvato e reso disponibili quattro moduli distinti (in base alla tipologia di clientela e all'oggetto della fornitura), ricordando che le clausole contrattuali ivi contenute riproducono disposizioni della regolazione e della normativa vigenti e pertanto fungono da riferimento sia per i clienti che intendano verificare il loro contratto sia per i venditori che decideranno di redigere autonomamente le Condizioni Generali di Fornitura delle offerte PLACET. L'Autorità ha quindi vietato ai venditori che adottano tali moduli di apportarvi modifiche e/o integrazioni anche mediante patti integrativi e aggiuntivi del contratto.

Del 762/2017 - proposta al Ministro dello Sviluppo Economico in merito all'Elenco dei soggetti abilitati alla vendita di energia elettrica ai clienti finali

La deliberazione approva la proposta al Ministro dello Sviluppo Economico in merito ai criteri, requisiti e modalità per l'ammissione dei soggetti esercenti l'attività di vendita dell'energia elettrica nell'Elenco Venditori Elettricità (EVE) previsto dalla c.d. legge concorrenza 124/2017. Ciò ai fini della predisposizione del relativo decreto ministeriale.

La proposta individua tre ordini di requisiti per l'accesso all'elenco: di onorabilità, di natura finanziaria e tecnici, distinguendoli tra imprescindibili, per l'iscrizione e la permanenza nell'Elenco, e "alert", ai fini della sola permanenza. La proposta ha avuto il 7 giugno 2018 parere del Consiglio di Stato sostanzialmente favorevole. Si è in attesa del pronunciamento definitivo da parte del MISE.

Del 366/2018 - Semplificazione schede confrontabilità offerte

ARERA approva interventi in vigore dal 1° ottobre 2018 per l'armonizzazione dei criteri di calcolo della spesa annua delle schede di confrontabilità del Codice di condotta commerciale con quelli del Portale Offerte, nonché interventi di semplificazione della struttura delle schede stesse. ARERA ha deciso di:

- escludere imposte e tasse dalla stima della spesa annua;
- includere nella spesa annua stimata delle schede di confrontabilità gli eventuali sconti applicati automaticamente in virtù dell'adesione all'offerta, dando separata evidenza degli eventuali altri sconti condizionati nel riquadro "Descrizione dello sconto e/o del bonus";
- utilizzare nelle schede lo stesso criterio previsto dal Regolamento per la stima della spesa annua delle offerte a prezzo variabile;

- armonizzare la struttura delle schede EE e gas;

ARERA ha inoltre riordinato il testo del Codice di condotta commerciale vigente, rendendo disponibile il nuovo testo nonché un documento che indica le modifiche e le integrazioni adottate con la presente delibera.

Tariffe

Del 359/2018 - 364/2018 - 365/2018– Aggiornamenti tariffari 3° trimestre 2018

Tali delibere sanciscono aumenti delle tariffe gas (+8,2%) e Energia Elettrica (+6,5%) per effetto dell'aumento delle quotazioni del petrolio. Per il gas l'impatto è modesto per via dei bassi consumi del 3° trimestre, mentre per l'EE ARERA ha contenuto l'effetto dell'aumento della materia prima con una modulazione degli oneri di sistema attingendo alle momentanee disponibilità nei relativi conti.

Fatturazione

Del 97/2018 - Attuazione urgente delle disposizioni della legge 205/2017 in materia di fatturazione e misura nel mercato al dettaglio dell'energia elettrica e avvio di procedimento per la completa attuazione delle suddette disposizioni nei settori dell'energia elettrica e del gas naturale

ARERA definisce le misure di prima attuazione della Legge di Bilancio 2018 in tema di fatturazione e misura per il settore elettrico (così da garantire l'effettiva operatività delle misure dal 1° marzo 2018) e avvia un procedimento per la completa attuazione delle disposizioni della suddetta legge nei settori energetici.

- La prescrizione biennale prevista dalla Legge di Bilancio (relativa a tutti i rapporti commerciali della filiera, quindi anche tra distributori e venditori) decorre dal termine entro cui l'esercente del servizio è obbligato a emettere il documento di fatturazione. Il venditore dovrà emettere la fattura relativa a congruagli operati sulla base di rettifiche del dato di misura entro 45 giorni dal momento in cui tale rettifica è resa disponibile nell'ambito del SII;
- Per il settore elettrico:
 - in sede di prima applicazione, le previsioni della legge riguarderanno i clienti finali domestici e non domestici connessi in BT;
 - il venditore dovrà informare le suddette categorie di utenti (contestualmente all'emissione della fattura e comunque almeno 10 giorni prima della scadenza dei termini di pagamento) della possibilità di eccepire:
 - la prescrizione del credito relativo a importi che il venditore avrebbe dovuto fatturare più di 2 anni prima, nei casi di rilevanti ritardi;
 - il diritto a non versare gli importi fatturati, nei casi di rettifiche di dati di misura relative a periodi superiori a 2 anni.

Sono attesi documenti per definire i casi di responsabilità del cliente finale e, conseguentemente, i limiti di responsabilità del distributore nella rilevazione delle letture.

Del 264/2018 – interventi urgenti in materia di fatturazione

ARERA chiarisce che nell'ipotesi in cui il venditore possa eccepire all'impresa distributrice la prescrizione del credito nei casi previsti dalla legge di bilancio 2018 e dalla deliberazione 97/2018/R/COM, non dovrà fatturare ai clienti finali le somme corrispondenti.

DCO 52/2018 – Meccanismo di riconoscimento degli OGS non riscossi e altrimenti non recuperabili, applicabile agli utenti del servizio di trasporto di energia elettrica

La consultazione propone la reintegrazione degli OGS versati ai DSO dai venditori del mercato libero e dagli esercenti la salvaguardia (questi ultimi dal 2019) ma non incassati dai Clienti Finali.

L'istanza è facoltativa, annuale, con 2 sessioni di liquidazione; la prima avverrà nel 2019. E' prevista una sessione di anticipo straordinaria con calcoli semplificati già nel 2018 per eventuali utenti del trasporto con grave esposizione sugli OGS. Le condizioni necessarie di partecipazione sono:

- che il contratto di trasporto con il DSO non sia risolto;
- ottemperanza al pagamento delle fatture di trasporto;
- effettuazione di tutte le azioni per un'efficiente gestione del credito.

Gli OGS ammessi al meccanismo sono relativi a fatture con termini di pagamento scaduti da almeno 12 mesi alla data di presentazione dell'istanza di partecipazione, di competenza a partire dal 1° gennaio 2016 e verificabili da CSEA.

Risoluzione extragiudiziale delle controversie tra clienti o utenti finali e operatori o gestori nei settori regolati dall'ARERA

Il TICO (Testo Integrato Conciliazione), adottato con Delibera 209/2016/E/com ed operativo dal 1° gennaio 2017 per i soli settori energetici, disciplina lo svolgimento del tentativo obbligatorio di conciliazione presso il Servizio Conciliazione ed altri organismi, quale condizione di procedibilità dell'azione giudiziale nelle controversie tra clienti o utenti finali e operatori o gestori nel settore della fornitura di energia elettrica e gas.

Nel semestre di riferimento, si segnala la Delibera 355/2018/R/com, la quale ha apportato una serie di modifiche procedurali che entreranno in vigore il 1° gennaio 2019.

Con riferimento agli altri settori regolati, l'Autorità, ha previsto un'applicazione graduale, anche al fine di tener conto delle specificità di ciascuno di essi. In particolare:

- per quanto concerne il settore idrico, nell'ambito del procedimento - avviato nel 2017 - per l'estensione al settore della predetta disciplina, con Delibera 55/2018/E/idr l'Autorità ha previsto che il tentativo di conciliazione possa essere esperito dinanzi al Servizio Conciliazione su base volontaria, per un periodo transitorio (dal 1° luglio 2018 al 30 giugno 2019), ed ha approvato una "Disciplina transitoria per il settore idrico relativa alle procedure volontarie di risoluzione extragiudiziale delle controversie tra utenti e gestori del Sistema Idrico Integrato" (Allegato A), efficace fino all'applicazione a regime del TICO;
- per quanto riguarda il settore dei rifiuti, con Delibera 82/2018/R/rif l'Autorità ha avviato un procedimento per definire un sistema di tutele per la trattazione dei reclami e delle controversie, in coerenza con quanto già regolamentato per gli altri settori.

TELERISCALDAMENTO

Del 23/2018 - Disposizioni per l'esclusione dal novero delle reti di teleriscaldamento e teleraffrescamento soggette a regolazione

La deliberazione presenta le disposizioni per l'esclusione delle infrastrutture di trasporto dell'energia, che non rispettano i requisiti generali previsti dal decreto legislativo 102/2014, dall'ambito di applicazione della regolazione del servizio di teleriscaldamento e teleraffrescamento definita dall'Autorità ai sensi del medesimo decreto. Con la del. 369/2018 ARERA ha rigettato alcune delle istanze di esclusione ricevute dagli operatori.

Del 24/2018 (come modificata dalla 277/2018) - Disposizioni in materia di contributi di allacciamento e modalità per l'esercizio del diritto di recesso

La deliberazione definisce la regolazione in materia di criteri per la determinazione dei contributi di allacciamento e di modalità per l'esercizio, da parte dell'utente, del diritto di disattivazione della fornitura e di scollegamento dalla rete di telecalore per il periodo 1° ottobre 2018 - dicembre 2020.

RIGASSIFICAZIONE

Aste per assegnazione capacità

Del 110/2018 - Approvazione del codice di rigassificazione predisposto dalla società OLT Offshore Lng Toscana S.p.A.

Con tale delibera ARERA ha positivamente verificato, e conseguentemente approvato, lo schema di codice di rigassificazione presentato da OLT ai sensi dell'articolo 24, comma 5, del decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164. Lo schema di codice implementa, inoltre, le disposizioni del Testo Integrato per l'accesso ai servizi di Rigassificazione (TIRG) che introduce meccanismi di mercato basati su procedure ad asta per il conferimento agli utenti della capacità di rigassificazione.

Del 186/2018 - Definizione dei criteri per il calcolo dei prezzi di riserva per il conferimento della capacità di rigassificazione e Del 308/2018 - Disposizioni in materia di procedure di conferimento della capacità di rigassificazione

Il primo provvedimento definiva i criteri per il calcolo del prezzo di riserva per le procedure di conferimento delle capacità di rigassificazione. Poiché nelle aste svolte nei mesi di aprile e maggio per il conferimento della capacità di rigassificazione dei terminali GNL di OLT Offshore (Livorno) e di GNL Italia (Panigaglia, SP) è stato assegnato un solo slot di scarica pur in presenza di più offerte, perché tutte tranne una sono state formulate a un prezzo troppo basso rispetto a quello di riferimento fissato dall'Autorità, ARERA, con la seconda delibera ha aggiornato i criteri per la definizione del prezzo di riserva. La "taratura" dei criteri dei prezzi di riserva si è resa necessaria al fine di allineare le condizioni di offerta a quelle espresse dal mercato, con l'obiettivo di minimizzare gli oneri sostenuti del sistema in applicazione del fattore di copertura dei ricavi ed aumentare la liquidità del mercato del gas.

Argus fornirà all'Autorità le quotazioni del GNL per la nuova formula di calcolo del prezzo di riserva per il conferimento della capacità di rigassificazione: la formula utilizzerà i prezzi di consegna "Argus Italy" e i prezzi dell'export GNL "Argus US Gulf Coast" pubblicati nel report quotidiano Argus LNG Daily. L'ARERA ha scelto gli assessment di Argus per assicurare che i costi di rigassificazione siano collegati direttamente ai prezzi dell'import nel Paese, nonché alle più ampie dinamiche del mercato GNL del bacino Atlantico. La formula si applicherà inizialmente al terminale OLT e in seguito sarà estesa al terminale GNL Italia di Panigaglia.

ALTRI TEMI TRASVERSALI

Unbundling funzionale

Comunicato 15/2/2018 - Presentazione istanze di riconoscimento dei costi sostenuti per il cambio del marchio e delle relative politiche di comunicazione (debranding)

L'Autorità ha avviato la raccolta relativa alla presentazione delle istanze per il riconoscimento dei costi sostenuti dalle imprese distributrici di energia elettrica e di gas naturale per il cambio del marchio e la ridefinizione delle Politiche di Comunicazione.

Incentivi

Incentivo post - Certificati Verdi

A partire dal 2016 il meccanismo di incentivazione mediante Certificati Verdi è sostituito da una nuova forma di incentivo. I soggetti che hanno già maturato il diritto ai Certificati Verdi conservano il beneficio fino al termine del periodo dell'agevolazione.

A seguito di apposita consultazione, il 3 agosto 2017 il GSE ha comunicato nuove e più rapide tempistiche di pagamento dell'incentivo ex-CV, in modo da ridurre i tempi tra produzione e incentivo, per il momento riservate a impianti a biomasse e bioliquidi; congiuntamente al MiSE, ed avendo già ottenuto il parere favorevole dell'ARERA, il GSE sta valutando l'adozione di nuove tempistiche anche per le altre tipologie di impianto.

Con le Procedure Operative relative alla gestione in esercizio degli impianti di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili diversi dai fotovoltaici ammessi agli incentivi (dicembre 2017), il GSE ha previsto la realizzazione di interventi di modifica e di rilevante ammodernamento dei progetti originariamente ammessi a beneficiare degli incentivi, senza che questo implichi necessariamente la decadenza dell'incentivo stesso, nell'ottica di abilitare la realizzazione di iniziative sempre più sostenibili nel tempo, massimizzando la produzione elettrica rinnovabile verso gli obiettivi 2030.

PERSONALE E FORMAZIONE

Personale

Al 30 giugno 2018 risultano in forza al Gruppo Iren 7.098 dipendenti, in aumento rispetto ai 6.285 dipendenti al 31 dicembre 2017. Nella tabella seguente si riporta la consistenza degli addetti al 30 giugno 2018, suddivisa per Holding e società di primo livello e relative controllate, confrontata con il dato al 31 dicembre 2017.

Società	Organico al 30.06.2018	Organico al 31.12.2017
Iren S.p.A.	952	945
IRETI e controllate	1.945	1.952
Iren Ambiente e controllate	2.382	2.266
Iren Energia	657	653
Iren Mercato e controllate	464	469
ACAM e controllate	698	-
Totale	7.098	6.285

Le principali variazioni dell'organico rispetto al 31 dicembre 2017 sono dovute a:

- all'ingresso fra le controllate di Iren Ambiente delle Società Iren Rinnovabili, Studio Alfa e Coin Consultech per complessive 135 risorse al 1° gennaio 2018. Il numero dei dipendenti al 31 dicembre 2017 non includeva il personale appartenente a tali società, seppur presenti in perimetro, in quanto acquisite alla fine dell'esercizio e dunque non partecipanti alla determinazione del costo del personale di Gruppo nel 2017;
- all'ingresso nel Gruppo di ACAM, delle sue controllate (ACAM Acque, ACAM Ambiente, In.Te.Gra., Centrogas Energia) e di Re.Cos per complessive 699 risorse;
- alla cessione di ramo/contratto da IRETI alla società Gestione Acqua (7 risorse);
- all'avvio del nuovo piano di ricambio generazionale.

Formazione

Anche per il 2018 la formazione conferma il suo ruolo di supporto e accelerazione dei processi di cambiamento e trasformazione in atto all'interno del Gruppo Iren.

Risultato di una pianificazione organica che tende a strutturare e rinforzare competenze e capacità legate a ruoli e mansioni attraverso una attenta analisi dei fabbisogni formativi alimentata dai risultati derivanti dalla rilevazione delle competenze, dai progetti e riorganizzazioni che interessano il Gruppo, la formazione tende sempre di più a una prospettiva di costante continuità lungo tutta la vita professionale del personale, accompagnandola negli aspetti legati:

- all'inserimento in azienda;
- all'introduzione di nuove modalità di lavoro;
- all'aggiornamento delle conoscenze tecnico-specifiche;
- alla sicurezza;
- alla valorizzazione delle competenze relazionali e comportamentali.

Questo fa di essa un supporto importante non solo alla valorizzazione del ruolo acquisito ma anche alla riqualificazione delle professionalità inserite nei percorsi di mobilità e riqualificazione interna, attraverso azioni mirate e dedicate.

Nei primi sei mesi del 2018 ai dipendenti del Gruppo Iren sono state erogate complessivamente circa 56.200 ore di formazione (+6% rispetto al primo semestre dell'anno precedente) con 5.020 dipendenti –pari al 78,5% dell'organico- che hanno partecipato ad almeno una iniziativa formativa, con una media di 8,8 ore pro-capite (+3,5%).

L'incidenza della formazione specialistica sul monte ore di formazione complessivo registra una significativa crescita, attestandosi al 60,4% (42,5% nel primo semestre dell'anno precedente), mentre quella manageriale sale al 13,8% (3% nel periodo comparativo), grazie alla realizzazione di iniziative trasversali (quali a esempio quelle di diffusione del Piano Industriale, sul Performance Management) o dedicate a singoli ruoli professionali.

L'incidenza della formazione in materia di sicurezza scende invece al 23,4% (contro il 38,9% del primo semestre 2017), in ragione anche delle scadenze formative che interesseranno principalmente il secondo semestre dell'anno.

Risulta infine ulteriormente in crescita la progettazione e gestione interna delle iniziative, avvalendosi sia di formatori interni che di consulenti esterni (cosiddetta formazione interna), che per il primo semestre 2018 rappresenta il 92% del monte ore complessivo (+2,2%), con una riduzione sotto l'8% di quella acquistata a catalogo e svolta presso enti esterni (formazione esterna).

ORGANIZZAZIONE E SISTEMI INFORMATIVI

Organizzazione

Nel corso del primo semestre del 2018, sono proseguiti i numerosi interventi di riorganizzazione del Gruppo, avviati negli anni precedenti, volti principalmente al rafforzamento dell'unitarietà di governo, al raggiungimento degli obiettivi di efficacia ed efficienza operativa ed alla focalizzazione sul business, in coerenza con quanto previsto nelle Linee Guida Strategiche del Piano Industriale approvato dal Consiglio di Amministrazione di IREN S.p.A.

Inoltre, sono proseguite le operazioni di razionalizzazione ed integrazione societaria volte a completare, anche mediante operazioni di trasferimento di attività e/o rami interni al perimetro societario, il Modello Organizzativo di Gruppo, nonché di rafforzarlo con l'ingresso di nuove realtà acquisite a seguito di operazioni di Merger&Acquisition (Gruppo ACAM e Gruppo Iren Rinnovabili), anche attraverso forme di coordinamento funzionale, ove non possibili altre forme di integrazione societaria.

Essendo il Gruppo molto orientato all'"efficienza" e alla "innovazione/digital trasformation", ove "efficienza", per Iren, è l'implementazione continua e profittevole del modello di business, mentre "innovazione" è l'implementazione di una cultura e delle opportunità per accrescere ogni giorno il valore del Gruppo a vantaggio proprio e di tutti gli stakeholder (azionisti, cittadini, clienti, comunità locali, fornitori, dipendenti, ecc.), nel corso del primo semestre del 2018 sono proseguiti importanti progetti in questo senso, insieme ad un profondo percorso di *change management* "organizzativo/culturale" con al centro essenzialmente tre principali direttrici: la relazione con il Cliente, il miglioramento del servizio e delle performance e le risorse umane.

A titolo esemplificativo, si evidenziano i principali progetti in merito a:

- *relazione con il Cliente*: tra gli altri, è proseguito il programma mirato a ridisegnare l'intero processo di gestione e relazione con i Clienti, dal primo contatto alla fatturazione, con l'introduzione di un innovativo sistema di *Customer Relationship Management* (CRM);
- *miglioramento del servizio e delle performance*: tra i vari temi affrontati, in ambito Business Unit Reti è stato avviato, ed è in fase di conclusione, il progetto per un nuovo modello di *Asset Management* che porta, come principali risultati, alla maggiore focalizzazione sull'efficienza, sinergie, qualità, continuità e sicurezza dei servizi, al rafforzamento sull'unitarietà di rapporto verso i clienti territoriali, alla diffusione delle *best practice* e all'innovazione, all'ottimizzazione e sviluppo delle competenze. Inoltre, all'interno dello stesso progetto, è stato avviato lo sviluppo di un sistema di *Work Force Management* (WFM) che coinvolgerà la progressiva schedulazione automatica delle attività di consuntivazione, manutenzione e preventivazione. Analogamente, in ambito Business Unit Ambiente, è presente il c.d. "Progetto Just Iren" che prevede l'applicazione sinergica di un nuovo modello gestionale, operativo e informatico in grado di migliorare la gestione del processo di raccolta, spazzamento e conferimento rifiuti. La gestione di informazioni e dati in formato digitale consentirà, altresì, di favorire l'interazione con il Cliente/Cittadino, semplificando i processi aziendali e abilitando risposte e soluzioni immediate;
- *risorse umane*: è stato completato, fra gli altri, un progetto di sviluppo di un Sistema di *Performance Management*, al fine di diffondere una "Cultura della Performance" omogenea all'interno di tutto il Gruppo, creando un ambiente di sviluppo delle persone "aperto" e continuativo per gestire le risorse in ottica meritocratica, mappare e aggiornare il "patrimonio umano" aziendale, individuando punti di forza e aree di miglioramento, utilizzare Sistemi HR integrati al fine di collegare la performance a opportunità di mobilità interna, percorsi di carriera, percorsi di sviluppo e formativi, *assessment* delle competenze tecniche e manageriali, e così via, prendendo a riferimento il *job system* di Gruppo;
- tematiche di *interesse trasversale* al Gruppo: è stato avviato il progetto pilota di *Robotic Process Automation* nell'area della gestione della rilevazione presenze, con l'obiettivo di rendere più efficiente il processo in essere; valutata l'efficacia del pilota, questo progetto potrà essere esteso a processi di altre aree di lavoro. Inoltre, sono stati avviati altri progetti di *Business Process Reengineering* in varie aree aziendali volti a misurare e migliorare le performance aziendali.

Sistemi informativi

Il primo semestre 2018 ha visto l'avvio ed il prosieguo di importanti progetti strategici per il Gruppo, legati alla Trasformazione di business di Iren Mercato, al sistema di Work Force Management per IRETI sulle commodity gas ed acqua, al progetto di revisione dei processi operativi e gestionali di Iren Ambiente e al consolidamento del sistema di Ciclo Passivo.

Sono inoltre stati avviati il progetto di revisione dei sistemi in ambito Distribuzione di IRETI (Iren Way), il Progetto Smartphone per Tutti, l'ampliamento del Reporting di Gruppo e un progetto di *Analytics* per il settore del teleriscaldamento.

Di seguito viene fornita una panoramica più ampia dei principali progetti, suddivisi per Business Unit o inerenti ad ambiti trasversali ai business del Gruppo.

In area CORPORATE è stato avviato il progetto di Robotic Process Automation per la gestione e quadratura delle presenze. Sempre in ambito HR continua invece il progetto "Budget del Personale" che si propone di definire e implementare un modello di budgeting, planning, forecasting e data import consuntivo che copra completamente le attività di pianificazione, reporting e analisi.

Parallelamente, è stato consolidato il nuovo strumento di Performance Management ed avviata la sua estensione con i moduli di *Recruiting*, *Succession* e *Career Development*.

Dal lato del progetto dei processi di Ciclo Passivo, proseguono le attività di sviluppo, in particolare sulle componenti di prelievo in modalità Fast da magazzino e sull'integrazione con la piattaforma di Bravo Solution per la gestione degli appalti.

Per il progetto "DWH del Credito" è terminata la fase 1, che ha visto il consolidarsi dei sistemi di Iren Mercato per la gestione fatture e incassi da GEC sul nuovo sistema di DataWareHouse di gruppo; continuano invece le attività per gli ambiti al di fuori di Iren Mercato, il cui termine è previsto entro fine 2018.

Nel corso del semestre è stato intrapreso il progetto Smartphone per Tutti, il cui obiettivo è quello di dare in dotazione a tutta la popolazione aziendale uno smartphone al fine di fruire più efficacemente dei servizi messi a disposizione dei dipendenti Iren.

Sono infine stati avviati i progetti sulla fatturazione elettronica, l'adeguamento GDPR e i Digital Payments, con lo scopo di adeguare i sistemi informativi aziendali alle ultime indicazioni normative in ambito privacy, fatturazione e pagamenti.

L'avvio dell'incorporazione dei sistemi Corporate (gestione paghe e gestione presenze) di ACAM completa il quadro di quanto in essere al momento in ambito *corporate*.

Relativamente alla BU ENERGIA, nel primo semestre 2018 il progetto di maggior rilevanza che ha visto il *go-live* è stato la reportistica del teleriscaldamento basata su Qlik Sense, un applicativo di nuova introduzione che ha dato modo di condurre analisi *smart* volte anche a migliorare la proposizione commerciale. La prima *wave* del progetto ha riguardato l'analisi di dati produzione, distribuzione e vendita calore con obiettivi di incremento di saturazione, rivisitazione tariffe, cross selling, saving industriali e miglior pianificazione.

Sono inoltre in corso le attività di porting delle funzionalità ed il workflow del precedente applicativo custom di reportistica TLR su MOBI TLR e Gestione Lavori TLR per l'estensione della rete e delle sottostazioni.

Tra le attività principali, è infine in corso una sperimentazione, all'interno del "Piano Industria 4.0", relativa alla creazione di una check list informatizzata per l'ispezione degli impianti. Tale sperimentazione avrà durata di circa 5 mesi e avrà per oggetto la check list dell'operatore nei confronti dell'unità di produzione 3GT della centrale termoelettrica di Moncalieri.

In ambito Telecontrollo è in corso l'estensione del sistema di Telegestione del Teleriscaldamento nell'area emiliana.

Per la BU AMBIENTE è stato avviato il programma JUSTIREN che in un paio d'anni trasformerà radicalmente le modalità operative ed i sistemi ICT oggi utilizzati nell'ambito della Business Unit Ambiente. Al momento è in corso la fase di predisposizione del capitolato tecnico di gara per l'implementazione del sistema *core* (SAP Waste) e delle integrazioni con le altre piattaforme della mappa applicativa. Le fasi realizzative partiranno nell'ultimo trimestre del 2018.

Per l'area Torino, nello specifico, si sono completate le attività relative al lancio dell'App Junker per la gestione della raccolta differenziata.

Sono inoltre stati rilasciati i sistemi ECOS Commerciale e ECOS web per la gestione dei Grandi Clienti ed avviato il progetto di integrazione del contact Center ECOS in ACAM. Infine, si sta completando anche l'adozione di ECO Iren anche sul territorio vercellese.

Per quanto concerne la BU MERCATO, continua l'iniziativa di "Trasformazione Mercato" con le fasi realizzative di migrazione delle piattaforme di fatturazione e la rivisitazione del canale Web. Inoltre sono stati avviati stream volti:

- alla gestione Analytics;
- alla revisione della Document Composition;
- al miglioramento di utilizzo dei canali Social;
- all'integrazione con l'ambito delle offerte New DownStream (extra commodity);
- all'introduzione SAP BW per reportistica.

Nel primo semestre 2018 il nuovo CRM è stato reso disponibile per le sole commodity gas ed elettricità. Il secondo semestre vedrà consolidarsi le attività legate al mondo della fatturazione sui nuovi sistemi con tecnologia SAP4HANA e un roll-out controllato per lo *switch* definitivo degli stessi. Il 2019, oltre al completamento delle attività legate alla fatturazione Gas&Power, prevede l'estensione del CRM al servizio idrico e al teleriscaldamento per tutti i territori coperti da Iren, nonché la convergenza con il business ambientale con l'obiettivo di addivenire ad una gestione centralizzata del cliente/utente Iren, di cui si avrà una vista unificata e completa da parte degli addetti ai lavori.

Relativamente alla nuova piattaforma di gestione dei Call Center è in corso la seconda parte del progetto, che prevede il rilascio delle funzionalità avanzate e l'integrazione con il nuovo CRM.

Relativamente alla BU RETI, è divenuto operativo il nuovo sistema di *Work Force Management* in particolare per la commodity gas. Sono state avviate la componente di *Work Force Automation*, *Schedulatore* e *Pronto Intervento*. Sono inoltre state avviate le attività di analisi e sviluppo per la componente idrica che si prevedono completarsi tra fine 2018 e inizio 2019.

Sempre in ambito BU Reti proseguono inoltre i numerosi sviluppi software legati agli adeguamenti normativi previsti dall'ARERA sugli attuali sistemi del mondo della distribuzione.

Ha altresì preso l'avvio il progetto strategico Iren WAY (ex USTECO) volto alla rivisitazione e standardizzazione dei processi e dei sistemi informativi a supporto delle attività commerciali delle Reti.

A seguito dell'individuazione del partner che supporterà Iren nelle attività di Project Office è stata avviata la fase di stesura del relativo capitolato, volta all'individuazione del system integrator che prenderà in carico le attività tecniche. L'assegnazione della gara è prevista a fine settembre, con successivo avvio delle attività a partire da ottobre 2018.

Sono infine stati consolidati i sistemi afferenti al contesto delle gare gas e ottimizzati processi e sistemi su Authority.Net per la trasmissione dei dati e l'interfacciamento nei confronti dell'Autorità.

Da ultimo, anche se certamente non per importanza, nell'ambito trasversale dei Sistemi Informativi Territoriali prosegue il progetto GEOIREN che ha visto il rilascio della componente Web in ambito gas. Nel primo trimestre è stato rilasciato il sistema GEOWeb per IRETI e sono in fase di realizzazione le attività per la convergenza verso una piattaforma unica di gestione degli indirizzi di Iren. L'attività è prevista concludersi entro il primo semestre del 2019.

In ambito Telelettura/Telegestione contatori gas a fine dicembre si è implementata la prima fase della rete in radio frequenza in area emiliana e nel comune di Genova. Nel mese di giugno è stata rilasciata una seconda release del sistema ed è continuata l'estensione della copertura della rete.

A maggio sono iniziate le valutazioni di fattibilità per la migrazione dei numeri verdi della BU sulla nuova piattaforma tecnologica.

Sul piano delle iniziative, anch'esse trasversali, in ambito Infrastrutture proseguono le iniziative di consolidamento e razionalizzazione, in particolare:

- è in corso il consolidamento dei sistemi di back-up su un'unica piattaforma, con la seconda copia degli stessi *in Cloud*;
- in ambito Sicurezza è stato implementato lo strumento di valutazione della vulnerabilità ed è stato avviato il processo di verifica sulle infrastrutture "critiche";
- E' stato rilasciato lo strumento di monitoraggio "End To End" che permette di misurare le prestazioni dei sistemi informativi; nel corso dei prossimi mesi verrà esteso su tutte le piattaforme applicative;
- in ambito Distribuito è stato implementato il nuovo sistema di MDM (*Mobile Device Management*) per gli smartphone dei dipendenti.

Digital Transformation

Tra i vari progetti che Iren ha previsto nell'ambito della strategia di Digital Transformation un'attenzione particolare è rivolta alle soluzioni di Big Data e Analytics.

Con l'obiettivo di adottare una soluzione di Big Data e Analytics a livello di Gruppo, nei mesi maggio e giugno la Direzione ICT ha svolto una serie di workshop che hanno coinvolto i principali vendor e alcune società di consulenza, così da approfondire le soluzioni e le esperienze attualmente presenti sul mercato e avere un loro punto di vista. In particolare si sono approfonditi alcuni specifici *use cases*:

- smart metering;
- monitoraggio impianti e reti;
- customer intelligence (soluzioni ed esperienze a supporto di Profilazione clienti e gestione offerte, Campaign management, ecc.);
- HR analytics.

QUALITÀ, AMBIENTE E SICUREZZA

Come esplicitato nella propria missione aziendale, il Gruppo Iren fornisce servizi integrati mirando alla salvaguardia ambientale e alla sicurezza del personale. Poiché l'evoluzione continua delle aspettative e delle esigenze dei clienti, fortemente supportata dalla competitività del mercato, richiede modelli organizzativi flessibili e sistemi di gestione snelli, di cui occorre monitorare l'efficacia in termini di risultati attesi, il Gruppo ha sviluppato un Sistema Integrato (Qualità, Ambiente e Sicurezza) quale mezzo per il conseguimento degli obiettivi stabiliti. Il Sistema Integrato è strutturato in modo da prevedere un adeguato controllo di tutti i processi operativi che influiscono sulla qualità del servizio, in un'ottica di sempre maggior orientamento al cliente, alla sicurezza dei lavoratori ed alla tutela ambientale.

I principi fondamentali della politica del Sistema Integrato sono:

- la soddisfazione del cliente;
- l'attenzione agli aspetti sociali ed ambientali;
- la sicurezza per il personale;
- l'efficienza nella prestazione del servizio;
- la qualità delle forniture e degli appalti;
- il miglioramento continuo;
- il rispetto del Codice Etico;
- il rispetto e la valorizzazione delle persone;
- l'attenzione e il governo dei rischi, a fronte di un'analisi continua del contesto dell'organizzazione e delle esigenze ed aspettative delle parti interessate;
- l'innovazione e il cambiamento;
- lo sviluppo sostenibile;
- la responsabilità e la cooperazione con la comunità degli *stakeholders*.

La politica del Sistema Integrato è condivisa da tutto il personale operante all'interno del Gruppo e ha creato forti sinergie tra le strutture operative.

Iren, Iren Ambiente, Iren Energia, Ireti, AMIAT, Iren Laboratori, Iren Acqua e Iren Acqua Tigullio hanno sistemi certificati secondo gli standard internazionali ISO 9001 (Qualità), ISO 14001 (Ambiente) e OHSAS 18001 (Sicurezza). Inoltre, Iren Mercato è certificata con riferimento alle norme internazionali ISO 9001 (Qualità) e OHSAS 18001 (Sicurezza) e al Documento Tecnico Certiquality 66 relativo alla Vendita di Energia Verde.

Si segnala che nel primo semestre 2018 anche Iren Ambiente e Iren Energia, per quanto attiene alle ISO 9001 e ISO 14001, hanno effettuato il passaggio alla revisione 2015 delle suddette norme, aggiornando il proprio sistema di gestione sulla base dei nuovi requisiti normativi, completando il percorso di aggiornamento di tutti i Sistemi Certificati del Gruppo Iren.

In particolare, il Sistema di Gestione è stato ridefinito sulla base di un'unica struttura (*High Level Structure*) che ISO ha definito per tutte le norme di riferimento per la certificazione (Qualità, Ambiente, Sicurezza, Efficienza Energetica, *Business Continuity*, Sicurezza delle informazioni, ecc.).

Tale struttura prevede lo svolgimento dell'Analisi dei Rischi legati all'operatività e ai prodotti/servizi offerti sulla base dell'analisi del contesto interno ed esterno dell'azienda. E' stata, pertanto, sviluppata una metodologia per l'individuazione e la valorizzazione di tali rischi, poi applicata a ciascun processo interessato, per Iren e per ciascuna Società del Gruppo. A partire dai rischi individuati è stata inoltre riesaminata la documentazione ed è stata valutata l'applicabilità e l'adeguatezza della stessa in relazione a vari fattori quali la complessità dei processi e la competenza del personale, sempre in relazione ai rischi individuati.

Gli Enti di Certificazione hanno riconosciuto la validità dell'approccio e dei risultati ottenuti rinnovando, con il passaggio alle nuove norme, le Certificazioni della Holding e di tutte le Società del Gruppo.

RICERCA E SVILUPPO

L'innovazione tecnologica nel Gruppo IREN è centrale nelle scelte strategiche e nella definizione dei prodotti e servizi offerti dal Gruppo.

Il Piano Industriale al 2022, approvato dal Consiglio di Amministrazione di IREN S.p.A. il 13 novembre 2017, conferma la centralità dell'innovazione nella Vision del Gruppo IREN 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 IREN 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 e telelettura (*smart metering* e *multi metering*);
- sistemi di accumulo termico e elettrico;
- sistemi per il recupero energetico e di materia dei rifiuti a matrice organica derivanti da raccolta differenziata o da fanghi di depurazione;
- processi e tecnologie per massimizzare il recupero di materia da rifiuto indifferenziato o altre particolari frazioni, quali ad esempio i RAEE;
- 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;
- mobilità elettrica;
- soluzioni in ambito Industria 4.0 a supporto del personale coinvolto in attività operative e di manutenzione impianti, per la manutenzione predittiva e per il monitoraggio degli asset sul campo.

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 del 2018 è stato caratterizzato sia dal prosieguo delle attività tecniche relative ai diversi progetti cofinanziati del Gruppo sia allo 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.

Nel corso del semestre è proseguita inoltre l'attività di ricerca di startup che abbiano sviluppato soluzioni innovative in grado di apportare benefici alle linee di business del Gruppo, anche attraverso la partecipazione ad eventi dedicati a mettere in contatto la domanda e l'offerta di tecnologia.

Inoltre, su tale tema, è stato avviato un processo che porterà IREN a dotarsi di un modello completo e strutturato di Corporate Venture Capital per l'investimento diretto in startup.

Il Gruppo IREN, anche nel 2018, è risultato finalista nella categoria "*Tecnologia, Ricerca & Innovazione*" nel premio assegnato da Top Utility, dopo essersi aggiudicato il primo posto nell'edizione 2017.

Si riportano nel seguito i principali progetti in corso, per un valore complessivo a carico del Gruppo Iren pari a 7,5 milioni di euro, di cui 3,5 milioni oggetto di finanziamento. Relativamente a tali importi, la spesa sostenuta nel corso del primo semestre 2018 è stata pari a 340.000 euro, di cui circa 230.000 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: La proposta di progetto ha superato positivamente la fase di valutazione da parte del MIUR, che ha inviato lo scorso maggio la comunicazione relativa alla registrazione del Decreto di concessione delle agevolazioni da parte della Corte dei Conti; a seguire, agli inizi di giugno, è stata organizzata una riunione tecnico-organizzativa a Roma a valle della quale i partner dovranno firmare il contratto con il MIUR ed eventualmente formalizzare le variazioni al capitolato tecnico già inviato al Ministero.

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 tante possibilità 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 2017 Iren ha partecipato alla definizione delle specifiche strumentali ed ha coordinato le attività connesse alla standardizzazione di prodotto e/o delle procedure di validazione delle analisi effettuate. Nel primo semestre del 2018 Iren è stata coinvolta nelle attività di monitoraggio degli standard emessi dagli enti di unificazione. La catena di misura compresa nello strumento comprende una filiera dedicata alla concentrazione dei batteri che verrà sviluppata dall'Università di Monaco; la filiera è in corso di *debugging* e verrà successivamente installata 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 2018 si è provveduto ad inviare agli enti preposti i documenti per proseguire con la fase 2 del progetto che vede per IREN l'installazione del sistema di compressione, accumulo e distribuzione del biometano per gli automezzi. Sono proseguite le attività di analisi del biometano prodotto dall'impianto di upgrading per la verifica delle conformità secondo normativa. Si sono inoltre presi i contatti con i fornitori tecnologici della stazione di compressione, stoccaggio e distribuzione e si sono preparati i documenti che disciplinano le attività di verifica in laboratorio degli effetti del biometano utilizzato negli automezzi.

Energia

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 Politècnica De Valencia, PNO Innovation, GOIENER.

Stato: Nel mese di novembre 2017, il proposal ha superato positivamente la fase di valutazione da parte delle autorità europee. Il kick off di progetto è avvenuto a fine mese di aprile 2018, e sono in fase di messa a punto i primi *deliverable* di progetto che riguardano il modello matematico della soluzione tecnologica e l'invio dei dati raccolti dagli impianti che costituiscono gli *use cases* di progetto.

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 progetto è iniziato ufficialmente nel mese di settembre 2017. Nei mesi successivi Iren, con i partner di progetto, è stata coinvolta nella definizione dell'architettura generale di sistema, dei protocolli di comunicazione e delle specifiche del portale web per l'attuazione e la visualizzazione dei risultati della regolazione energetica. Nel mese di marzo si è conclusa la definizione delle specifiche di sistema ed in seguito sono state avviate le installazioni presso i siti pilota parallelamente è stato avviato lo sviluppo dei singoli elementi della piattaforma.

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, testerà uno skid ad idrogeno per la produzione di energia elettrica durante eventi/fiere (modalità gruppo di continuità/generatore mobile).

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

Stato: Nel mese di agosto 2017, il proposal ha superato positivamente la fase di valutazione da parte delle autorità europee preposte. Il kick off di progetto è avvenuto nel mese di febbraio. Sinora Iren ha partecipato al progetto quale supporto di Environment Park circa indicazioni tecnico/normative in merito la tecnologia da sviluppare.

Evolution2G (EMEurope Call 2016)

Il progetto "eVolution2G" 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 due 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: A metà giugno 2018 si è svolto il kick-off meeting del progetto e sono in corso di avvio le prime attività.

FABRIC - FeAsiBility analysis and development of on-Road charging solutions for future electric vehicles (FP7)

Il progetto è relativo allo sviluppo di un sistema di ricarica per auto elettriche in movimento tramite bobine induttive annegate nel cemento stradale. Il progetto prevede 3 siti dimostratori, di cui uno in Provincia di Torino nell'area SITAF dell'autostrada Torino-Bardonecchia.

Partner: Iren S.p.A., IRETI, Politecnico di Torino, Centro ricerche Fiat, Pininfarina, Energrid, Scania Nissan, altri partner industriali esteri, PMI italiane ed europee.

Stato: Nel mese di giugno si è svolto a Torino il meeting finale del progetto durante il quale è stata effettuata una dimostrazione del sistema pilota di ricarica induttiva dinamica situato presso l'autoporto di Susa. Nel corso delle ultime attività IREN ha supportato i partner di progetto nella validazione dei risultati dell'attività progettuale.

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 consisterà 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 nella valutazione dei risultati e delle evoluzioni del progetto.

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

Stato: Nel corso del 2018, si è proceduto allo sviluppo di vari servizi della piattaforma NeMo. IREN è coinvolta nella definizione delle specifiche dei servizi legati agli attori del mercato elettrico. Nel

proseguo dell'anno si continuerà con lo sviluppo delle interfacce e degli applicativi della piattaforma e-roaming.

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 progetto è stato avviato nei primi mesi del 2018; le prime attività per IREN riguarderanno la definizione delle specifiche e l'impostazione dei piloti in ambito elettrico ed idrico.

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: A fine novembre 2017 si è svolto il kick-off meeting del progetto. Le prime attività di progetto hanno riguardato l'identificazione degli use cases, ed è in corso l'elaborazione, di maggior dettaglio, di quelli ritenuti maggiormente di interesse da parte degli *end-users* per l'implementazione della piattaforma informatica di elaborazione dati. E' in corso la ricerca del sito (edificio residenziale) su cui realizzare il pilota sperimentale.

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, D'appollonia, Ansaldo Energia, KTH, Aristotele University, Mitsubishi Hitachi Power Systems Europe, Mayekawa, Siemens, Alfalaval, CLA Energy, Limmat Scientific, Novener, Orlen.

Stato: Il progetto ha avuto ufficialmente inizio a ottobre 2017. Nel primo semestre del 2018 è stata definita la migliore configurazione dell'impianto pilota per i gruppi cogenerativi ed è stata avviata la fase di progettazione preliminare degli interventi da eseguire sull'impianto a ciclo combinato 3GT della Centrale Termoelettrica di Moncalieri. In particolare IREN ha in capo la progettazione del Balance of Plant per la connessione con l'impianto esistente dei prototipi di pompa di calore e di accumulo termico con materiale a cambiamento di fase.

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 verterà 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, HST, Atmosat, 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 il recupero dell'energia persa negli sbilanciamenti, e all'abbinamento del P2G per compensare le fluttuazioni delle fonti rinnovabili non programmabili. A maggio è stato inaugurato nella cittadina tedesca di Falkenhagen il primo dimostratore previsto nel progetto. Attualmente Iren sta collaborando allo sviluppo del pilota italiano che verrà realizzato nel Comune di Troia (Puglia) e la cui inaugurazione è prevista il prossimo settembre.

ALTRE ATTIVITA' DI INNOVAZIONE

Servizi Idrici

IREN, durante il 2018, ha continuato a partecipare alle iniziative organizzate dalla Piattaforma Tecnologica sull'acqua WssTP (Water Supply and Sanitation Technology Platform), istituita dalla Commissione Europea al fine di presidiare la ricerca nel settore idrico, partecipando altresì al Consorzio TICASS, Tecnologie Innovative per il Controllo Ambientale e lo Sviluppo Sostenibile, polo di innovazione tecnologico della regione Liguria. In quest'ambito Iren partecipa ai gruppi di lavoro della WssTP sui temi Emerging Compounds, Water&ICT e Urban Water Pollution, nell'ambito dei quali sono in corso la preparazione di roadmaps e documenti di programmazione e consultazione da presentare alla Commissione Europea.

Più in dettaglio, i progetti di ricerca avviati e realizzati nel primo semestre hanno riguardato:

Trasmissione acustica dei dati

Nel corso del 2017 è stato progettato e installato sulla condotta Liteggia-Serra (gestita da Iren Acqua Tigullio), 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.

L'apparato permette l'invio di segnali e dati tramite condotte idriche in condizioni di indisponibilità di trasmissioni dati con vettori convenzionali (GPRS, radio link, Wi-Fi, satellite).

Nei primi mesi del 2018 è stato avviato un ulteriore progetto di ricerca, con l'obiettivo di finalizzare ed ingegnerizzare il sistema prototipale sviluppato, nonché sperimentare la trasmissione acustica dei dati su condotte di materiale plastico, in modo da estenderne l'applicazione anche ad altri siti.

Nel primo semestre del 2018 sono stati rivisti gli hardware e i software dedicati alla ricezione e trasmissione dei dati, integrando un clock più preciso e un controllo a guadagno automatico. È stato inoltre sviluppato un protocollo digitale dei dati utilizzabile nella modalità di trasmissione acustica. Nel semestre è stata progettata una microturbina, realizzandone quattro versioni con rendimenti ancora non adeguati; un'ulteriore versione è in corso di sviluppo e comprende un giunto magnetico, realizzato a livello prototipale e testato con successo.

Gestione dei fanghi di depurazione

Durante il 2018 sono proseguite le attività per l'analisi e la valutazione di sistemi di trattamento fanghi finalizzati a ridurre la quantità ed efficientare il processo migliorando la produzione di sottoprodotti (biogas o biometano) e riducendo i costi di gestione complessivi. La valutazione comprende la definizione di bilanci di massa e l'analisi dei costi, dei benefici e delle implicazioni tecnico-economiche.

In particolare, sono proseguite le attività nell'ambito del contratto di ricerca attivato con TICASS, con lo scopo di valutare i benefici, in termini di riduzione delle quantità di fanghi da smaltire, derivati dall'introduzione di trattamenti di idrolisi negli impianti di depurazione gestiti dal Gruppo.

Parallelamente è stata avviata un'attività di collaborazione con la startup HBI, con l'obiettivo di valutare rese ed applicabilità di un innovativo processo di conversione idrotermica in grado di trasformare fanghi ed altri rifiuti organici ad elevato contenuto di umidità (tra cui digestato) in un biocarbone con caratteristiche chimico-fisiche paragonabili a quelle della torba o della lignite fossile.

Verrà altresì svolta una attività di benchmarking in collaborazione con atenei e poli d'innovazione nell'ambito di accordi di partenariato esistenti con università dei territori in cui Iren opera.

Progetti inseriti nel programma di ricerca di Fondazione AMGA

Durante il primo semestre del 2018 IREN ha collaborato ad alcuni progetti inseriti nel programma delle attività di Fondazione AMGA; tali progetti si riferiscono a tematiche economico regolatorie e ad aspetti tecnico-scientifici connessi alla qualità delle risorse idriche. Tra di essi si ricordano le ricerche su:

- (i) la determinazione del costo standard del capitale nella regolazione delle public utilities con particolare riferimento al contesto dei rifiuti;
- (ii) l'analisi di scenario per la valutazione dell'immissione di biometano nelle reti di distribuzione e il trasporto di gas naturale;
- (iii) analisi dello stato dell'arte e applicazione di un modello semplificato di funzionamento della rete del gas naturale a casi studio di interesse pratico-gestionale, finalizzata alla valutazione delle possibili ricadute generate dall'immissione di biometano;
- (iv) applicazioni di analisi costi-benefici al settore energetico;
- (v) caratteristiche di costo ed economie di scala nel settore dei servizi ambientali;
- (vi) applicazione dei Piani di Sicurezza sulle Acque al servizio idrico: aspetti metodologici e divulgativi per i portatori di interesse coinvolti.

Ambiente

Attività di ricerca sui rifiuti legnosi

Nel corso del primo semestre 2018 è stato avviato, in collaborazione con TICASS, uno studio in ambito europeo dei principali processi e soluzioni tecnologiche per il trattamento dei rifiuti legnosi gestiti da IREN, con particolare riferimento alle frazioni ingombranti, con lo scopo di analizzarne l'applicabilità e i conseguenti impatti tecnici ed economici sui layout impiantistici del Gruppo.

Lo studio, avviato a marzo, è iniziato con una prima analisi di benchmark dei principali processi presenti in ambito europeo e del contesto normativo (nazionale/comunitario). Nei prossimi mesi l'attività proseguirà con un approfondimento sui processi/tecnologie di interesse, ed in particolare quelli più innovativi, finalizzati all'estrazione (per via chimica o biologica) di elementi ad elevato valore aggiunto dal rifiuto legnoso.

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: circa la metà ha già visto l'avvio, per la parte di sperimentazione, nel primo semestre del 2018.

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. Durante il primo semestre sono continuate 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 sviluppo 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.

In campo manutenzione predittiva si sta testando presso l'unità a ciclo combinato nel Nuovo Polo Energetico di Reggio Emilia un modello che, partendo dai dati di esercizio dell'impianto, è in grado di

predirne il funzionamento, ottimizzando così le attività manutentive e prevenendo eventuali mal funzionamenti e guasti. Sempre in ambito teleriscaldamento è stata inoltre avviata un'attività 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 un nuovo sistema di accumulo di calore a servizio della rete di teleriscaldamento presso il sito di Mirafiori Nord che, aggiunto agli attuali 15.000 m³ esistenti nella città, aumenterà l'attuale capacità complessiva di ulteriori 2.500 m³. Attualmente, è stata terminata la fase di demolizione della centrale cogenerativa. Parallelamente, sta procedendo l'iter autorizzativo ed è in corso la predisposizione della documentazione di gara per la progettazione e realizzazione del sistema di accumulo di San Salvario, volto all'ottimizzazione della gestione della rete, nonché all'estensione della volumetria di utenza servita dal teleriscaldamento.

Flessibilizzazione degli impianti a ciclo combinato

Iren sta procedendo con attività di flessibilizzazione dei propri impianti a ciclo combinato, per rispondere al meglio alle sempre maggiori esigenze del sistema elettrico e diventare sempre più competitiva nell'offrire servizi sul mercato dei servizi ausiliari. Tali attività prevedono *improvements* su turbine a gas, turbine a vapore, generatori di vapore a recupero e sistemi di controllo, con lo scopo di mantenere caldo l'impianto, ridurre i tempi di avviamento e spegnimento e aumentare le rampe di presa/riduzione di carico. È attualmente in corso l'installazione di un generatore di vapore ausiliario presso la Centrale Termoelettrica di Moncalieri.

Monitoraggio del ghiacciaio Ciardoney

Nei primi mesi del 2018 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 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 campagna del giugno 2018 ha fatto rilevare un manto nevoso variabile tra i 460 cm al colle (a 3.100 metri di altitudine) e i 250 cm sul pendio frontale, mentre in corrispondenza della fronte gli spessori aumentano localmente fin oltre i 300 cm l'accumulo di neve soffiata dal vento e trasportata dalle valanghe. L'equivalente d'acqua mediato sull'intero ghiacciaio (bilancio invernale) è di 1.995 mm, quasi doppio rispetto alla media 1992-2017 (1.170 mm) e al quarto posto tra i più abbondanti in 27 anni dopo quanto rilevato negli inverni 1992-93, 2016-17 e 2000-01.

Accordo di collaborazione con RSE

Nel corso del 2018, Iren S.p.A. e RSE S.p.A. hanno continuato le attività di ricerca previste nell'accordo di collaborazione che hanno sottoscritto con l'obiettivo di studiare, analizzare e sperimentare processi e tecnologie efficienti nell'ambito dei sistemi energetici. Tra le tematiche principali affrontate si trovano:

- la distribuzione elettrica: benchmark in ambito smart grid, sperimentazione di soluzioni innovative, analisi di sistemi di protezione delle reti di distribuzione;
- l'efficientamento delle reti idriche: analisi di best practice, individuazione di metodologie per la riduzione dei consumi energetici, definizione linee guida applicative per l'ottimizzazione energetica nella gestione delle reti. Tale attività è proseguita nel primo semestre del 2018 nell'ambito dell'analisi dei dati forniti da IRETI relativamente a consumi energetici per acque potabili e reflue. I dati sono stati analizzati per ATO valutando i consumi specifici in funzione delle caratteristiche delle zone servite. RSE ha lavorato ad altri report che verranno resi disponibili a IREN non appena superato l'audit Ministeriale programmato nel mese di luglio 2018;
- il teleriscaldamento: studio di sistemi di accumulo termico innovativi;
- il biogas: analisi delle tecnologie per la raffinazione del biogas ottenuto da sottoprodotti e rifiuti, per la produzione di biometano, e supporto per l'analisi regolatoria dell'immissione in rete e del distacciamento dello stesso.

Inoltre, verrà avviato congiuntamente uno *scouting* di bandi di finanziamento di terzi, per sviluppare progetti di sviluppo, ricerca ed innovazione.

IREN E LA SOSTENIBILITÀ

Sin dalla sua nascita, il Gruppo Iren ha posto grande attenzione alla sostenibilità ambientale, sociale ed economica. La sostenibilità è infatti al centro dell'agenda del Gruppo Iren che, oltre ad assumerla come pilastro di sviluppo strategico, ne rendiconta le politiche e le performance con particolare riguardo alle tematiche ambientali, sociali, relative al personale, ai diritti umani, alla lotta alla corruzione attiva e passiva.

Il Bilancio di Sostenibilità 2017, approvato dal Consiglio di Amministrazione in data 7 marzo 2018 (contestualmente all'approvazione del Bilancio d'Esercizio e del Bilancio Consolidato al 31 dicembre 2017), assume anche la valenza di Dichiarazione consolidata di carattere non finanziario (DNF), ai sensi del Decreto Legislativo n. 254/2016. Una funzione sostanziale che sottolinea come l'approccio strategico alla responsabilità sociale d'impresa assuma sempre più importanza nel lungo termine per la competitività delle imprese. Una funzione che rafforza l'orientamento del Gruppo sia in termini di trasparenza informativa sia nel considerare la sostenibilità una leva strategica di crescita.

Il Bilancio di Sostenibilità 2017, i cui dati di sintesi sono stati presentati all'Assemblea degli Azionisti del 19 aprile 2018, è stato predisposto, sotto il coordinamento della Direzione Corporate Social Responsibility e Comitati Territoriali, in conformità con lo Standard GRI (Global Reporting Initiative): comprehensive option e del supplemento Utility del settore elettrico – G4 Sector Disclosure.

I dati sono stati raccolti attraverso l'applicativo "Bilancio di Sostenibilità - DNF" che consente la tracciatura, la verifica e l'approvazione di tutti i dati richiesti, mentre i contenuti del documento, sono stati definiti sulla base dell'analisi di materialità condotta coinvolgendo il management aziendale e gli stakeholder attraverso i Comitati Territoriali.

Al fine di rendere le tematiche inerenti la sostenibilità più fruibili da parte degli stakeholder, nel sito internet dedicato al Bilancio di Sostenibilità (irensostenibilita.it), sono stati riportati i principali dati inseriti all'interno del documento suddivisi per punti e tradotti anche in lingua inglese; inoltre, il documento è stato pubblicato sul sito internet aziendale in italiano ed in inglese, e sono state create e stampate specifiche brochure informative, nelle due lingue.

Iren S.p.A.

Via Nubi di Magellano, 30 - 42123 Reggio Emilia - Italy

Capitale Sociale i.v. Euro 1.276.225.677,00

Registro Imprese di Reggio Emilia n. 07129470014

Codice Fiscale e Partita IVA n. 07129470014

Bilancio Semestrale Abbreviato
Consolidato e Note Illustrative
al 30 giugno **2018**

PROSPETTO DELLA SITUAZIONE PATRIMONIALE - FINANZIARIA

	Note	30.06.2018	di cui parti correlate	31.12.2017	di cui parti correlate
migliaia di euro					
ATTIVITA'					
Attività materiali	(1)	3.450.175		3.449.344	
Investimenti immobiliari	(2)	12.964		13.137	
Attività immateriali a vita definita	(3)	1.881.368		1.653.977	
Avviamento	(4)	158.958		127.320	
Partecipazioni valutate con il metodo del Patrimonio Netto	(5)	158.778		161.255	
Altre partecipazioni	(6)	7.123		7.126	
Crediti commerciali non correnti	(7)	63.332	5.645	69.801	3.436
Attività finanziarie non correnti	(8)	171.269	154.260	165.767	148.247
Altre attività non correnti	(9)	45.717	7.896	44.614	7.896
Attività per imposte anticipate	(10)	333.689		277.771	
Totale attività non correnti		6.283.373	167.801	5.970.112	159.579
Rimanenze	(11)	68.605		61.984	
Crediti commerciali	(12)	805.068	130.522	895.788	144.376
Crediti per imposte correnti	(13)	13.116		7.365	
Crediti vari e altre attività correnti	(14)	286.223	6.049	276.347	177
Attività finanziarie correnti	(15)	477.831	428.438	506.382	461.592
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	(16)	111.438		169.086	
Totale attività correnti		1.762.281	565.009	1.916.952	606.145
Attività destinate ad essere cedute	(17)	524		8.724	
TOTALE ATTIVITA'		8.046.178	732.810	7.895.788	765.724

	Note	30.06.2018	di cui parti correlate	31.12.2017	di cui parti correlate
migliaia di euro					
PATRIMONIO NETTO					
Patrimonio netto attribuibile agli azionisti					
Capitale sociale		1.300.931		1.276.226	
Riserve e Utili (Perdite) a nuovo		647.496		608.184	
Risultato netto del periodo		187.152		237.720	
Totale patrimonio netto attribuibile agli azionisti		2.135.579		2.122.130	
Patrimonio netto attribuibile alle minoranze		363.116		376.673	
TOTALE PATRIMONIO NETTO	(18)	2.498.695		2.498.803	
PASSIVITA'					
Passività finanziarie non correnti	(19)	2.794.200		3.023.888	
Benefici ai dipendenti	(20)	121.626		116.483	
Fondi per rischi ed oneri	(21)	448.400		430.133	
Passività per imposte differite	(22)	208.053		213.760	
Debiti vari e altre passività non correnti	(23)	458.745	178	222.595	583
Totale passività non correnti		4.031.024	178	4.006.859	583
Passività finanziarie correnti	(24)	394.126	8.389	189.132	5.166
Debiti commerciali	(25)	661.443	25.922	827.477	32.790
Debiti vari e altre passività correnti	(26)	287.027	3	269.720	5
Debiti per imposte correnti	(27)	105.478		15.295	
Fondi per rischi ed oneri quota corrente	(28)	68.385		88.502	
Totale passività correnti		1.516.459	34.314	1.390.126	37.961
Passività correlate ad attività destinate ad essere cedute	(29)	-		-	
TOTALE PASSIVITA'		5.547.483	34.492	5.396.985	38.544
TOTALE PATRIMONIO NETTO E PASSIVITA'		8.046.178	34.492	7.895.788	38.544

PROSPETTO DI CONTO ECONOMICO

				migliaia di euro	
	Note	Primo semestre 2018	di cui parti correlate	Primo semestre 2017 Rideterminato (*)	di cui parti correlate
Ricavi					
Ricavi per beni e servizi	(30)	1.771.999	163.155	1.701.170	168.728
Variazione dei lavori in corso	(31)	27		(4.707)	
Altri proventi	(32)	164.930	1.901	117.069	1.711
Totale ricavi		1.936.956	165.056	1.813.532	170.439
Costi operativi					
Costi materie prime sussidiarie di consumo e merci	(33)	(625.735)	(32.360)	(606.837)	(30.382)
Prestazioni di servizi e godimento beni di terzi	(34)	(598.190)	(15.082)	(549.204)	(13.097)
Oneri diversi di gestione	(35)	(25.344)	(3.852)	(40.961)	(3.641)
Costi per lavori interni capitalizzati	(36)	13.804		11.637	
Costo del personale	(37)	(195.644)		(185.900)	
Totale costi operativi		(1.431.109)	(51.294)	(1.371.265)	(47.120)
MARGINE OPERATIVO LORDO		505.847	113.762	442.267	123.319
Ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni					
Ammortamenti	(38)	(168.972)		(155.448)	
Accantonamenti a fondo svalutazione crediti	(39)	(16.436)		(22.501)	
Altri accantonamenti e svalutazioni	(39)	(5.154)		(7.400)	
Totale ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni		(190.562)		(185.349)	
RISULTATO OPERATIVO		315.285	113.762	256.918	123.319
Gestione finanziaria	(40)				
Proventi finanziari		19.305	9.563	16.472	10.884
Oneri finanziari		(49.952)	(223)	(56.428)	(17)
Totale gestione finanziaria		(30.647)	9.340	(39.956)	10.867
Risultato di partecipazioni contabilizzate con il metodo del patrimonio netto	(41)	825		4.541	
Rettifica di valore di partecipazioni	(42)	2.061		8.579	
Risultato prima delle imposte		287.524	123.102	230.082	134.186
Imposte sul reddito	(43)	(88.314)		(72.529)	
Risultato netto delle attività in continuità		199.210		157.553	
Risultato netto da attività operative cessate	(44)	-		-	
Risultato netto del periodo		199.210		157.553	
attribuibile a:					
- Utile (perdita) del periodo attribuibile agli azionisti		187.152		144.808	
- Utile (perdita) del periodo attribuibile alle minoranze	(45)	12.058		12.745	
Utile per azione ordinarie e di risparmio	(46)				
- base (euro)		0,15		0,11	
- diluito (euro)		0,15		0,11	

(*) Come previsto dall'IFRS 3, con il completamento della Purchase Price Allocation, i saldi economici del primo semestre 2017 sono stati rideterminati per tenere conto, alla data di acquisizione, del fair value definitivo delle attività e passività acquisite di REI - Ricupero Ecologici Industriali e Salerno Energia Vendite. Per maggiori dettagli si rinvia al paragrafo "Contenuto e forma del bilancio semestrale abbreviato consolidato" delle Note illustrative.

PROSPETTO DELLE ALTRE COMPONENTI DI CONTO ECONOMICO COMPLESSIVO

		migliaia di euro	
		Primo semestre 2018	Primo semestre 2017 Rideterminato (*)
Utile/(perdita) del periodo - Gruppo e Terzi (A)		199.210	157.553
Altre componenti di conto economico complessivo che saranno successivamente riclassificate a Conto Economico			
- quota efficace delle variazioni di fair value della copertura di flussi finanziari		46	3.502
- variazioni di fair value delle attività finanziarie		-	-
- quota degli altri utili/(perdite) delle imprese valutate con il metodo del patrimonio netto		222	725
Effetto fiscale delle altre componenti di conto economico complessivo		(53)	(230)
Totale altre componenti di conto economico complessivo che saranno successivamente riclassificate a Conto Economico, al netto dell'effetto fiscale (B1)	(47)	215	3.997
Altre componenti di conto economico complessivo che non saranno successivamente riclassificate a Conto Economico			
- utili (perdite) attuariali piani per dipendenti a benefici definiti (IAS19)		-	-
- quota degli altri utili/(perdite) delle imprese valutate con il metodo del patrimonio netto relativi ai piani per dipendenti a benefici definiti (IAS 19)		-	-
Effetto fiscale delle altre componenti di conto economico complessivo		-	-
Totale altre componenti di conto economico complessivo che non saranno successivamente riclassificate a Conto Economico, al netto dell'effetto fiscale (B2)	(47)	-	-
Totale Utile/(perdita) complessiva (A)+(B1)+(B2)		199.425	161.550
attribuibile a:			
- Utile (perdita) del periodo attribuibile agli azionisti		187.465	147.260
- Utile (perdita) del periodo attribuibile alle minoranze		11.960	14.290

(*) Come previsto dall'IFRS 3, con il completamento della Purchase Price Allocation, i saldi economici del primo semestre 2017 sono stati rideterminati per tenere conto, alla data di acquisizione, del fair value definitivo delle attività e passività acquisite di REI - Ricupero Ecologici Industriali e Salerno Energia Vendite. Per maggiori dettagli si rinvia al paragrafo "Contenuto e forma del bilancio semestrale abbreviato consolidato" delle Note illustrative.

PROSPETTO DELLE VARIAZIONI NELLE VOCI DI PATRIMONIO NETTO

	Capitale sociale	Riserva sovrapprezzo Emissione azioni	Riserva legale
31/12/2016 Rideterminato (*)	1.276.226	105.102	45.585
Riserva legale			4.413
Dividendi agli azionisti			
Utili portati a nuovo			
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			
30/06/2017 Rideterminato (**)	1.276.226	105.102	49.998
31/12/2017	1.276.226	105.102	49.998
Prima applicazione IFRS 9 e IFRS 15			
Utili portati a nuovo			
01/01/2018	1.276.226	105.102	49.998
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			
30/06/2018	1.300.931	133.019	58.346

(*) Come previsto dall'IFRS 3, con il completamento della Purchase Price Allocation, i saldi patrimoniali al 31 dicembre 2016 sono stati rideterminati per tenere conto, alla data di acquisizione, del fair value definitivo delle attività e passività acquisite di Atena S.p.A. (ora ASM Vercelli), Atena Trading e Ricupero Ecologici Industriali.

(**) Come previsto dall'IFRS 3, con il completamento della Purchase Price Allocation, i saldi patrimoniali al 30 giugno 2017 sono stati rideterminati per tenere conto, alla data di acquisizione, del fair value definitivo delle attività e passività acquisite di REI - Ricupero Ecologici Industriali e Salerno Energia Vendite.

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
(8.421)	365.048	507.314	179.844	1.963.384	333.892	2.297.276
		4.413	(4.413)	-		-
		-	(79.764)	(79.764)	(9.100)	(88.864)
	95.667	95.667	(95.667)	-		-
	4.669	4.669		4.669	16.288	20.957
	(261)	(261)		(261)		(261)
	(9.196)	(9.196)		(9.196)	8.045	(1.151)
2.452		2.452	144.808	147.260	14.290	161.550
			144.808	144.808	12.745	157.553
2.452	-	2.452		2.452	1.545	3.997
(5.969)	455.927	605.058	144.808	2.026.092	363.415	2.389.507
(1.729)	454.813	608.184	237.720	2.122.130	376.673	2.498.803
	(133.719)	(133.719)		(133.719)	(4.273)	(137.992)
	237.720	237.720	(237.720)	-		-
(1.729)	558.814	712.185	-	1.988.411	372.400	2.360.811
		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	187.152	187.465	11.960	199.425
			187.152	187.152	12.058	199.210
313	-	313		313	(98)	215
(1.416)	457.547	647.496	187.152	2.135.579	363.116	2.498.695

RENDICONTO FINANZIARIO

	migliaia di euro	
	Primo semestre 2018	Primo semestre 2017 Rideterminato (*)
A. Disponibilità liquide iniziali	169.086	253.684
Flusso finanziario generato dall'attività operativa		
Risultato del periodo	199.210	157.553
Rettifiche per:		
Imposte del periodo	88.314	72.529
Quota del risultato di collegate e joint ventures	(825)	(4.541)
Oneri (proventi) finanziari netti	30.647	39.956
Ammortamenti attività materiali e immateriali	168.972	155.448
Svalutazioni (Rivalutazioni) nette di attività	(651)	(8.439)
Accantonamenti netti a fondi	39.284	46.487
(Plusvalenze) Minusvalenze	345	199
Erogazioni benefici ai dipendenti	(4.666)	(3.484)
Utilizzo fondo rischi e altri oneri	(11.784)	(15.369)
Variazione altre attività/passività non correnti	(2.248)	8.674
Altre variazioni patrimoniali	(19.106)	(5.255)
Imposte pagate	-	(57.471)
B. Cash flow operativo prima delle variazioni di CCN	487.492	386.287
Variazione rimanenze	(5.668)	(4.945)
Variazione crediti commerciali	191.060	160.931
Variazione crediti tributari e altre attività correnti	16.802	(74.553)
Variazione debiti commerciali	(266.215)	(195.093)
Variazione debiti tributari e altre passività correnti	(21.089)	31.351
C. Flusso finanziario derivante da variazioni di CCN	(85.110)	(82.309)
D. Cash flow operativo (B+C)	402.382	303.978
Flusso finanziario da (per) attività di investimento		
Investimenti in attività materiali e immateriali	(164.179)	(103.207)
Investimenti in attività finanziarie	-	(15.175)
Realizzo investimenti e variazione attività destinate ad essere cedute	13.930	2.794
Variazione area di consolidamento	(220.960)	(10.127)
Dividendi incassati	1.224	1.665
E. Totale flusso finanziario da attività di investimento	(369.985)	(124.050)
F. Free cash flow (D+E)	32.397	179.928
Flusso finanziario da attività di finanziamento		
Aumento capitale	52.622	
Erogazione di dividendi	(112.973)	(88.864)
Nuovi finanziamenti a lungo termine	-	-
Rimborsi di finanziamenti a lungo termine	(120.115)	(136.223)
Variazione debiti finanziari	75.016	2.317
Variazione crediti finanziari	36.146	(38.857)
Interessi pagati	(28.066)	(38.935)
Interessi incassati	7.325	7.707
G. Totale flusso finanziario da attività di finanziamento	(90.045)	(292.855)
H. Flusso monetario del periodo (F+G)	(57.648)	(112.927)
I. Disponibilità liquide finali (A+H)	111.438	140.757

(*) Come previsto dall'IFRS 3, con il completamento della Purchase Price Allocation, la rappresentazione dei flussi finanziari del primo semestre 2017 è stata rideterminata per tenere conto, alla data di acquisizione, del fair value definitivo delle attività e passività acquisite di REI - Ricupero Ecologici Industriali e Salerno Energia Vendite. Per maggiori dettagli si rinvia al paragrafo "Contenuto e forma del bilancio semestrale abbreviato consolidato" delle Note illustrative.

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 ENIÀ.

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, Parma, Piacenza, Reggio Emilia e Torino, Vercelli e dallo scorso aprile anche La Spezia.

I settori di attività nei quali il Gruppo opera sono:

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

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

Il bilancio semestrale abbreviato consolidato della società al 30 giugno 2018 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 2018 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 2018 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 2017 e disponibile presso la sede sociale, la Borsa Italiana S.p.A. e sul sito Internet 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 dei prospetti consolidati 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 2018 e illustrati dettagliatamente nel successivo paragrafo "Principi contabili, emendamenti ed interpretazioni applicati dal 1° gennaio 2018".

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 2017, ad eccezione del prospetto di conto economico in cui è stata inserita la voce "Accantonamenti a fondo svalutazione crediti".

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 2018

A partire dal 1° gennaio 2018 risultano applicabili obbligatoriamente i seguenti principi contabili e modifiche ai principi contabili, emanati dallo IASB e recepiti, laddove previsto, dall'Unione Europea:

IFRS 15 – Ricavi da contratti con i clienti. Il principio, recepito dall'Unione Europea in data 22 settembre 2016 e successivamente modificato con il regolamento UE 1987/2017 del 31 ottobre 2017, si applica a tutti i contratti con i clienti, eccezion fatta per i contratti di leasing, i contratti assicurativi e gli strumenti finanziari.

L'IFRS 15 definisce un modello di rilevazione dei ricavi basato su 5 steps:

- i. identificazione del contratto con il cliente. Per contratto si intende l'accordo commerciale approvato tra due o più parti che crea diritti e obbligazioni esigibili. Il principio contiene disposizioni specifiche per valutare se due o più contratti devono essere combinati tra di loro e per identificare le implicazioni contabili di una modifica contrattuale;
- ii. identificazione delle "Performance obligations" contenute nel contratto;
- iii. determinazione del "Transaction price". Al fine di determinare il prezzo dell'operazione occorre considerare, tra gli altri, i seguenti elementi: a) eventuali importi riscossi per conto di terzi, che devono essere esclusi dal corrispettivo; b) componenti variabili del prezzo (quali performance bonus, penali, sconti, rimborsi, incentivi, ecc.); c) componente finanziaria, nel caso in cui i termini di pagamento concedano al cliente una dilazione significativa;
- iv. allocazione del prezzo alle Performance obligations sulla base del "Relative Stand Alone Selling Price";
- v. rilevazione dei ricavi quando la Performance obligation è soddisfatta. Il trasferimento del bene o servizio avviene quando il cliente ottiene il controllo del bene o servizio e cioè quando ha la capacità di deciderne e/o indirizzarne l'uso e ottenerne sostanzialmente tutti i benefici. Viene sostituito il principio espresso dallo IAS 18 per cui il ricavo va rilevato guardando ai benefici ricavabili dall'attività e alla valutazione di probabilità di incasso del relativo credito. Il controllo può essere trasferito in un certo momento (*point in time*) oppure nel corso del tempo (*over time*).

Lo standard prevede obbligatoriamente un'applicazione retroattiva, ma la transizione può avvenire secondo due modalità: retroattivamente a ciascun esercizio precedente presentato conformemente allo IAS 8 (full retrospective approach) oppure retroattivamente contabilizzando l'effetto cumulativo dalla data dell'applicazione iniziale (modified retrospective approach) nel Patrimonio netto di apertura al 1° gennaio 2018 (IFRS 15 par C3 b)). In caso di scelta del secondo approccio, l'IFRS 15 viene applicato retroattivamente solo ai contratti che non sono conclusi alla data dell'applicazione iniziale (1° gennaio 2018). Il Gruppo Iren ha scelto di applicare l'IFRS 15 utilizzando il secondo approccio.

In sede di applicazione del predetto principio si è evidenziata la necessità di prevedere un diverso trattamento contabile dei contributi di allacciamento fatturati dalle società che esercitano il servizio di distribuzione a titolo di rimborso dei costi sostenuti per l'allaccio/posa contatore. I relativi ricavi non possono essere considerati parte del corrispettivo del servizio di distribuzione in quanto non si ha il trasferimento del controllo del bene ai sensi dell'IFRS 15 e pertanto devono essere riscontati e rilasciati lungo la vita dell'asset di riferimento in linea con quanto previsto ai fini tariffari.

L'effetto cumulato al 1° gennaio 2018 ha comportato un incremento delle voci Debiti vari e altre passività non correnti/correnti pari a 186.571 migliaia di euro relative a Riscotti per contributi di allacciamento che, al netto della corrispondenti Attività per imposte anticipate pari a 52.613 migliaia di euro, ha determinato una rettifica in diminuzione del saldo di apertura degli Utili portati a nuovo per 133.958 migliaia di euro.

Il nuovo trattamento contabile ha causato a livello economico una riduzione della voce Altri proventi per 573 migliaia di euro che, al netto del relativo effetto fiscale, ha prodotto un minor Utile del periodo pari a 411 migliaia di euro.

Per quanto riguarda l'applicazione del principio ad altre tipologie/fattispecie contrattuali con i clienti le verifiche svolte non hanno evidenziato impatti; sono state attivate, in relazione ai rapporti con i clienti, opportune procedure al fine della corretta rilevazione dei ricavi da contratti a partire dal 1° gennaio 2018 e della identificazione tempestiva di eventuali criticità nelle future offerte commerciali.

IFRS 9 – Strumenti finanziari. Il nuovo principio è stato omologato il 22 novembre 2016 con regolamento UE 2067/2016. In sintesi le disposizioni dell'IFRS 9 riguardano:

- I. i criteri per la classificazione e valutazione delle attività e passività finanziarie. Per quanto riguarda le attività finanziarie il nuovo principio utilizza un unico approccio basato sulle modalità di gestione degli strumenti finanziari e sulle caratteristiche dei flussi di cassa contrattuali delle attività finanziarie stesse al fine di determinarne il criterio di valutazione, sostituendo le diverse regole previste dallo IAS 39. In particolare il principio prevede le seguenti tre categorie per la classificazione delle attività finanziarie: a) attività finanziarie valutate al costo ammortizzato (*amortised cost*); b) attività finanziarie valutate al fair value rilevato nelle altre componenti di conto economico complessivo (*FVOCI – fair value through other comprehensive income*); c) attività finanziarie valutate al fair value rilevato a conto economico (*FVTPL – fair value through profit and loss*). Scompaiono quindi le categorie dei “loans and receivables”, delle attività finanziarie disponibili per la vendita e delle attività finanziarie “held to maturity”. La classificazione all'interno delle categorie suindicate avviene sulla base del modello di business dell'entità e in relazione alle caratteristiche dei flussi di cassa generati dalle attività stesse: a) un'attività finanziaria è valutata al costo ammortizzato se il modello di business dell'entità prevede che l'attività finanziaria sia detenuta per incassare i relativi cash flow (quindi, in sostanza, non per realizzare profitti anche dalla vendita dello strumento) e le caratteristiche dei flussi di cassa dell'attività corrispondono unicamente al pagamento di capitale e interessi; b) un'attività finanziaria è misurata al Fair Value con contropartita le Altre componenti di conto economico complessivo se è detenuta con l'obiettivo sia di incassare i flussi di cassa contrattuali, sia di essere ceduta (modello Hold to Collect and Sell); c) infine se è un'attività finanziaria detenuta con finalità di negoziazione e comunque non rientra nelle fattispecie indicate ai precedenti punti a) e b) deve essere valutata al fair value con variazioni di valore imputate a conto economico. Le regole per la contabilizzazione dei derivati incorporati sono state semplificate: non è più richiesta la contabilizzazione separata del derivato incorporato e dell'attività finanziaria che lo “ospita”.

Tutti gli strumenti rappresentativi di capitale rientranti nell'ambito di applicazione del principio - sia quotati che non quotati - devono essere valutati al fair value rilevato a conto economico (*FVTPL – fair value through profit and loss*). Lo IAS 39 stabiliva invece che, qualora il fair value non fosse determinabile in modo attendibile, gli strumenti rappresentativi di capitale non quotati venissero valutati al costo. L'entità ha l'opzione di presentare nel Patrimonio netto (*FVOCI – fair value through other comprehensive income*) le variazioni di fair value degli strumenti rappresentativi di capitale che non sono detenuti per la negoziazione, per i quali invece tale opzione è vietata. Tale designazione è ammessa al momento della rilevazione iniziale, può essere adottata per singolo titolo ed è irrevocabile. Qualora ci si avvalsesse di tale opzione, le variazioni di fair value di tali strumenti non verrebbero mai riversate a Conto economico. I dividendi invece continuano ad essere rilevati a Conto economico.

L'IFRS 9 non ammette riclassificazioni tra categorie di attività finanziarie se non nei rari casi in cui vi è una modifica nel modello di business dell'entità. In tal caso gli effetti della riclassifica si applicano prospetticamente.

Per le passività finanziarie la principale modifica riguarda il trattamento contabile delle variazioni di fair value di una passività finanziaria designata come valutata al fair value attraverso il conto economico, nel caso in cui queste siano dovute alla variazione del merito creditizio della passività stessa. Secondo il nuovo principio, tali variazioni devono essere rilevate nelle altre componenti di conto economico complessivo;

- II. l'impairment delle attività finanziarie. Il principio sostituisce l'attuale modello “incurred loss” introducendo un nuovo modello di impairment basato sulle *perdite attese*, 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”). In accordo al *general approach* applicabile a tutte le attività finanziarie, la perdita attesa è funzione della probabilità di default (**PD**), della *loss given default* (**LGD**) e dell'esposizione al default (**EAD**): la PD rappresenta la probabilità che un'attività non

sia ripagata e vada in default; l'LGD rappresenta l'ammontare che si prevede di non riuscire a recuperare qualora si verifichi l'evento di default; l'EAD rappresenta l'esposizione creditizia vantata nei confronti della controparte, incluse eventuali garanzie, collateral, ecc.. La stima deve essere fatta inizialmente sulle perdite attese nei successivi 12 mesi; in considerazione dell'eventuale progressivo deterioramento del credito la stima deve essere adeguata per coprire le perdite attese lungo tutta la vita del credito. Per quanto riguarda i crediti commerciali l'IFRS 9 prevede obbligatoriamente che il fondo svalutazione crediti sia determinato applicando il metodo semplificato e, più nello specifico, il modello della *provision matrix*, che si fonda sull'individuazione dei tassi di perdita (default rates) per fasce di scaduto osservati su base storica, applicati per tutta la vita attesa del credito e aggiornati in base ad elementi rilevanti di scenario futuro;

- III. le operazioni di copertura (*hedge accounting*). L'IFRS 9 introduce alcuni significativi cambiamenti che riguardano principalmente il test di efficacia, in quanto viene abolita la soglia dell'80-125% e sostituita da un test oggettivo che verifica la relazione economica tra strumento coperto e strumento di copertura, la contabilizzazione del costo della copertura, l'ampliamento degli elementi coperti e dell'informativa richiesta.

Con riferimento al punto I) non si evidenziano impatti significativi sul bilancio derivanti dall'applicazione dei requisiti di classificazione e valutazione delle attività finanziarie previsti dall'IFRS9. Il Gruppo ha analizzato le caratteristiche dei flussi di cassa contrattuali di finanziamenti e crediti ritenendo che questi rispettino i criteri per la valutazione al costo ammortizzato. Per quanto riguarda le Altre partecipazioni si tratta di partecipazioni di minoranza in società non quotate, finora classificate come Disponibili per la vendita e valutate a fair value con contropartita le Altre componenti di conto economico complessivo in accordo allo IAS 39, che il Gruppo intende mantenere in portafoglio nel prossimo futuro: a decorrere dal 1 gennaio 2018, in conformità all'IFRS 9, tali partecipazioni saranno valutate a fair value rilevato a conto economico (FVTPL). Per quanto riguarda il punto II) il fondo svalutazione crediti relativo ai crediti commerciali è stato rideterminato applicando il metodo semplificato previsto dall'IFRS 9. L'applicazione del nuovo principio è retroattiva, pertanto il Gruppo ha rideterminato il fondo svalutazione crediti al 31 dicembre 2017 utilizzando la nuova metodologia. Per effetto di tale nuova stima la voce Crediti Commerciali si decrementa di 5.308 migliaia di euro che, al netto delle corrispondenti Attività per imposte anticipate pari a 1.274 migliaia di euro, ha determinato una rettifica in diminuzione del saldo di apertura degli Utili portati a nuovo per 4.034 migliaia di euro al 1 gennaio 2018.

Inoltre sono stati oggetto di analisi i crediti finanziari verso società collegate, joint ventures e verso altri al fine di identificare eventuali problematiche di impairment. Le indagini svolte, con particolare riferimento al merito creditizio e alla probabilità di default, non hanno evidenziato la necessità di apportare ulteriori svalutazioni.

Infine, in relazione al punto III) il Gruppo ha scelto di applicare l'IFRS 9 a partire dal 1 gennaio 2018 sebbene il principio conceda la possibilità di continuare ad applicare le regole di Hedge Accounting previste dallo IAS 39 fino a quando il principio IFRS 9 non verrà aggiornato con le regole relative al Macro Hedging. Le relazioni di copertura in essere che soddisfano la definizione di coperture efficaci in accordo allo IAS 39 non sono impattate dai nuovi criteri di hedge accounting dell'IFRS9.

Modifica allo IAS 40 - Investimenti immobiliari. La modifica, omologata con regolamento UE 400/2018, comporta un chiarimento sull'applicazione del paragrafo 57 dello IAS 40 fornendo linee guida sui cambiamenti che portano a qualificare un bene che non era un investimento immobiliare come tale o viceversa. La modifica chiarisce che un cambiamento nelle intenzioni del management per l'uso di un bene non è sufficiente a fornire la prova di un cambiamento d'uso.

Infine si segnala che il 29 marzo 2018 lo IASB ha pubblicato la versione rivista del *Conceptual Framework to Financial Reporting*. Le principali modifiche rispetto alla versione del 2010 riguardano:

- migliori definizioni e guidance, in particolare con riferimento alla definizione di attività e passività;
- la revisione dei criteri per la rilevazione di attività e passività, nonché dei relativi costi e ricavi, cioè la rilevanza dell'informazione e la fedele rappresentazione in bilancio della transazione sottostante. Sono eliminati i concetti di "probabilità" e "attendibilità nella valutazione";
- la reintroduzione di importanti concetti, come *stewardship*, vale a dire la capacità del management di gestire in modo efficace ed efficiente le risorse della società, prevalenza della sostanza sulla forma e

prudenza, soprattutto laddove sussiste incertezza nelle valutazioni. Il nuovo Framework evidenzia che le stime sono parte del bilancio e che un'elevata incertezza nelle valutazioni non implica che le stime non possano fornire informazioni rilevanti;

- un nuovo capitolo in tema di valutazione che descrive i possibili criteri di valutazione, ossia costo storico o *current value*: il valore corrente può essere determinato come fair value, valore d'uso o costo di sostituzione. Per ciascuna attività e passività la società deve scegliere il criterio di valutazione che consente di fornire informazioni rilevanti in grado di rappresentare fedelmente la sostanza dell'operazione. Inoltre le informazioni fornite devono essere comparabili, verificabili, puntuali e comprensibili.

Dal momento che rappresenta un quadro concettuale di riferimento, ma non è un documento direttamente applicativo, il Framework non è soggetto al processo di omologazione da parte dell'Unione Europea ed è effettivo a partire dalla data di emissione.

PRINCIPI CONTABILI, EMENDAMENTI ED INTERPRETAZIONI OMOLOGATI NON ANCORA APPLICABILI E NON ADOTTATI IN VIA ANTICIPATA DAL GRUPPO

A partire dal 1° gennaio 2019 risulteranno applicabili i seguenti principi contabili e modifiche ai principi contabili che hanno già concluso il processo di *endorsement* comunitario:

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.

La sua applicazione nel Gruppo Iren è prevista a partire dal 1° gennaio 2019 pur essendo consentita un'applicazione anticipata per le entità che applicano l'IFRS 15. Sono pertanto in corso analisi dettagliate al fine di valutare gli effetti che deriveranno per il Gruppo dall'introduzione del suddetto principio.

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.

Le modifiche sono applicabili a partire dal 1° gennaio 2019.

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 IAS 28 – Long-term interests in associates and joint ventures. La modifica, emessa a ottobre 2017 applicabile, previa omologazione, a partire dal 1° gennaio 2019, chiarisce che la società deve applicare le disposizioni dell'IFRS9 – Strumenti finanziari 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.

IFRIC 23 – Uncertainty over Income Tax Treatment. L'interpretazione, emessa a giugno 2017, 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. L'interpretazione è applicabile dagli esercizi che hanno inizio il 1° gennaio 2019 o successivamente.

Annual improvements to IFRSs 2015-2017 cycle. Emesso a dicembre 2017 il documento contiene modifiche formali e chiarimenti a principi già esistenti. Ciascuna delle modifiche sarà applicabile, previa omologazione, a partire dagli esercizi che hanno inizio il 1° gennaio 2019 o successivamente. 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 degli oneri finanziari 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.

Relativamente ai nuovi principi applicabili a partire dall'esercizio 2019 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 delle attività finanziarie disponibili per la vendita, 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 2018 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 2017

Il Gruppo a dicembre 2016 ha acquisito il controllo di Ricupero Ecologici Industriali (REI), mentre a maggio 2017 ha acquisito il controllo di Salerno Energia Vendite.

Per tali acquisizioni il fair value definitivo delle attività identificabili acquisite e delle passività identificabili assunte è stato determinato alla fine dell'esercizio 2017, pertanto nel bilancio semestrale abbreviato consolidato al 30 giugno 2017 erano state iscritte 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 iscritte nel bilancio semestrale abbreviato consolidato al 30 giugno 2017 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 2017 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 2017 le seguenti rettifiche:

	Primo semestre 2017 Pubblicato	Effetto contabilizzazione IFRS3	Primo semestre 2017 Rideterminato
Ammortamenti	(154.621)	(827)	(155.448)
RISULTATO OPERATIVO	257.745	(827)	256.918
Proventi finanziari	16.154	318	16.472
Rettifica di valore di partecipazioni	8.572	7	8.579
Risultato prima delle imposte	230.584	(502)	230.082
Imposte sul reddito	(72.673)	144	(72.529)
Risultato netto del periodo	157.911	(358)	157.553
attribuibile a:			
- Utile (perdita) del periodo attribuibile agli azionisti	145.123	(315)	144.808
- Utile (perdita) del periodo attribuibile alle minoranze	12.788	(43)	12.745

migliaia di euro

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 2017 le seguenti rettifiche:

	migliaia di euro		
	Primo semestre 2017 Pubblicato	Effetto contabilizzazione IFRS3	Primo semestre 2017 Rideterminato
Risultato del periodo	157.911	(358)	157.553
Rettifiche per:			
Imposte del periodo	72.673	(144)	72.529
Oneri (proventi) finanziari netti	40.274	(318)	39.956
Ammortamenti attività materiali e immateriali	154.621	827	155.448
Svalutazioni (Rivalutazioni) nette di attività	(8.432)	(7)	(8.439)
Cash flow operativo	303.978	-	303.978
Flusso monetario del periodo	(112.927)	-	(112.927)

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 infragrupo. 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.

Nel corso del primo trimestre 2018 ha avuto efficacia l'incorporazione in Iren Ambiente S.p.A. delle controllate TRM V. S.p.A. e TRM Holding S.p.A.. Pur avendo avuto effetto sulla struttura del Gruppo, tali operazioni non hanno comportato variazioni dell'area di consolidamento.

Le operazioni 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.

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 e la società ACAM S.p.A. e le sue controllate dirette

1) Iren Ambiente e le società da questa controllate:

- AMIAT V e la controllata:
 - AMIAT
- Bonifica Autocisterne
- Iren Rinnovabili e le controllate:
 - Greensource e le controllate:
 - Enia Solaris
 - Varsi Fotovoltaico
 - Studio Alfa e la controllata
 - Coin Consultech
- Montequerce
- Ricupero Ecologici Industriali
- TRM

2) Iren Energia

3) Iren Mercato e la Società da questa controllata:

- Salerno Energia Vendite

4) IRETI e le Società da questa controllate:

- ASM Vercelli e la controllata:
 - ATENA Trading
- Consorzio GPO
- Iren Laboratori
- Iren Acqua e le controllate:
 - Iren Acqua Tigullio

- Immobiliare delle Fabbriche

5) ACAM e le Società da questa controllate:

- ACAM Acque
- ACAM Ambiente
- Centrogas Energia
- Integra
- ReCos^(*)

(*) Società controllata dal Gruppo attraverso ACAM S.p.A. (49%) e Iren Ambiente S.p.A. (46%)

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 primo semestre del 2018 a seguito dell'acquisizione del controllo del Gruppo ACAM e di ReCos S.p.A., entrambe avvenute nel mese di aprile. Il controllo di ACAM S.p.A. e delle sue controllate al 100% ACAM Acque, ACAM Ambiente, Centrogas Energia e Integra è avvenuto mediante l'acquisto della totalità delle azioni della società per un corrispettivo pari a 59.000 migliaia di euro.

Mentre l'acquisizione del controllo della società ReCos S.p.A., in virtù dei patti parasociali esistenti, è avvenuta attraverso l'acquisizione del 20,5% del capitale sociale dall'altro socio Ladurner s.r.l. per un corrispettivo pari a 1.000 migliaia di euro. A seguito dell'operazione anzi descritta, unitamente alla quota di partecipazione precedentemente detenuta (25,5% in capo ad Iren Ambiente e 49% ottenuto mediante acquisizione del Gruppo ACAM), il Gruppo Iren detiene il 95% del capitale della società.

ReCos S.p.A., valutata ad equity sino al 31 marzo 2018, entra conseguentemente nel perimetro di consolidamento integrale a partire dal mese di aprile. In linea con quanto previsto dall'IFRS 3, l'acquisizione del controllo di ReCos S.p.A. ha comportato la rivalutazione della precedente interessenza detenuta (74,5% per un valore complessivamente pari a 2.950 migliaia di euro), con la conseguente iscrizione di un provento pari a 684 migliaia di euro iscritto alla voce "Rettifiche di valore di partecipazioni" (Nota 42).

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 del Gruppo ACAM e di ReCos S.p.A. ed il fair value provvisorio, alla data di acquisizione, delle attività identificabili acquisite e delle passività assunte identificabili è stato allocato ad avviamento rispettivamente per 22.755 migliaia di euro e 8.883 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 pari a 91 milioni di euro.

I flussi di cassa nominali previsti per l'estinzione delle passività finanziarie e le condizioni contrattuali dei finanziamenti in essere risultano sostanzialmente invariati rispetto a quanto riportato nelle Note Illustrative al Bilancio Consolidato al 31 dicembre 2017 nel paragrafo "a) Rischio di liquidità" del capitolo "V. 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 44% da prestiti e al 56% da obbligazioni.

Si evidenzia che al 30 giugno 2018 il debito residuo per mutui risulta contrattualizzato per il 79% a tasso fisso e per il 21% 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 2018 è negativo per 78.266 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 il 91% 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 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.

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, 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 delle 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 sui crediti commerciali delle società del Gruppo, in termini di tipologia della clientela, stato del contratto, filiera di business e fascia di *ageing*. 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 oscillazione dei prezzi di dette commodity energetiche 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 a minimizzare la necessità di fare ricorso ai mercati finanziari per coperture, 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.

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.

Nell'anno 2017, a copertura del portafoglio energetico del 2018, sono state stipulate operazioni di derivato su commodity (*Commodity swap* su indici TTF e PSV) per un nozionale complessivo di 1,3 TWh. Nel 2018, sono state stipulate ulteriori operazioni di derivato su commodity (*Commodity swap* su indici TTF e PSV) per 1 TWh sempre a copertura del portafoglio energetico del 2018.

Il Fair Value dei contratti in essere al 30 giugno 2018 è complessivamente positivo e pari a 3.254 migliaia di euro.

Nell'ambito del Gruppo esiste un'attività di Trading che prevede negoziazioni di contratti fisici e finanziari sul mercato elettrico e gas e di contratti finanziari direttamente sulle *commodities* sottostanti. I contratti possono essere riferiti a diversi indici (PUN, ITEC, indici gas, ecc.) e a negoziazioni su Piattaforme. I contratti finanziari presentano peraltro valori marginali al 30 giugno 2018.

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.

Il Gruppo pone in essere operazioni su strumenti derivati aventi finalità di copertura di specifici rischi di tasso o prezzo.

Ai fini della contabilizzazione degli strumenti derivati, all'interno di tali operazioni è necessario distinguere tra operazioni che rispettano tutti i requisiti richiesti dallo 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.

	30.06.2018		31.12.2017	
	Valore contabile	Fair Value	Valore contabile	Fair Value
Attività per contratti derivati di copertura	1.001	1.001	1.812	1.812
Obbligazioni esigibili oltre 12 mesi	(1.690.418)	(1.754.643)	(1.777.885)	(1.879.082)
Obbligazioni esigibili entro 12 mesi	(88.935)	(91.691)	-	-
Mutui quota non corrente	(1.009.973)	(1.079.337)	(1.148.105)	(1.232.820)
Mutui quota corrente	(168.257)	(192.826)	(137.480)	(164.114)
Passività per contratti derivati di copertura	(79.267)	(79.267)	(84.349)	(84.349)
Totale	(3.035.849)	(3.196.763)	(3.146.007)	(3.358.553)

migliaia di euro

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. 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).

30.06.2018	migliaia di euro			
	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			7.123	7.123
Attività finanziarie derivate		4.384		4.384
Totale attività		4.384	7.123	11.507
Passività finanziarie derivate		(79.396)	-	(79.396)
Totale complessivo		(75.012)	7.123	(67.889)

31.12.2017	migliaia di euro			
	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				
Attività finanziarie derivate		4.117		4.117
Totale attività		4.117		4.117
Passività finanziarie derivate		(84.370)		(84.370)
Totale complessivo		(80.253)		(80.253)

I dati comparativi al 31 dicembre 2017 sono esposti secondo la vecchia classificazione prevista dallo IAS 39 dal momento che l'applicazione del nuovo IFRS 9 prevede la possibilità di non rideterminare i dati comparativi.

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

Iren S.p.A. fornisce una serie di servizi *corporate* a favore di Finanziaria Sviluppo Utilities S.r.l., veicolo societario attraverso il quale i Comuni di Genova e Torino detengono la partecipazione in Iren S.p.A., sulla base di uno specifico contratto che prevede una remunerazione delle prestazioni.

Si evidenziano, per società controllate del Gruppo, i principali rapporti direttamente intrattenuti con i Comuni soci parti correlate nel cui territorio Iren opera attraverso le suddette Società.

Il Gruppo, attraverso Iren Energia S.p.A. 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 Energia 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 Energia 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 Iren, attraverso Iren Mercato S.p.A., 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 S.p.A. e IRETI S.p.A. 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.

Il Gruppo, per il tramite di AMIAT S.p.A., assicura 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 dal 1° gennaio 2013, affidato con gara ad evidenza pubblica. Al riguardo si evidenzia che, con decorrenza dal 1° gennaio 2015, trova applicazione un contratto di conto corrente oneroso tra la Città di Torino e AMIAT S.p.A. per la gestione dei crediti scaduti relativi alle attività di cui sopra.

Iren Ambiente S.p.A. 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 ricorda infine che fra il Gruppo Iren e il Comune di Parma è vigente un accordo transattivo per la definizione della situazione debitoria/creditoria con alcune società del Gruppo.

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 i rapporti tra alcune Società del Gruppo e il Comune di Torino.

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;
- 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 al Regolamento Interno in materia di operazioni con parti correlate, sono state qualificate come parti correlate le società controllate, direttamente o indirettamente, da uno dei seguenti Comuni: Parma, Piacenza e Reggio Emilia, in quanto Comuni sottoscrittori del vigente Contratto di Sindacato di voto e di Blocco stipulato tra FSU (partecipata in via paritaria dal Comune di Torino e dal Comune di Genova) e le c.d. “Parti Emiliane”, nonché i Comuni di 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.

Inoltre, si segnala che, a seguito di apposita istruttoria, nel mese di gennaio 2018, il COPC ha espresso parere favorevole in merito all’operazione, qualificata quale di “minor rilevanza” in ragione del relativo indice di rilevanza, relativa alla formalizzazione di un piano di rientro del credito detenuto da IREN Acqua S.p.A. nei confronti di AMIU Genova S.p.A.

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 si segnala che non risultano rapporti, oltre alle cariche ricoperte nelle società del Gruppo.

Qualora sussistano le relative condizioni, sono soggette alle previsioni di cui al Regolamento Interno in materia di operazioni con parti correlate anche le operazioni che si sostanziano nell’assegnazione di remunerazioni e benefici economici, sotto qualsiasi forma, ai componenti degli organi di amministrazione e controllo e ai dirigenti con responsabilità strategiche.

Informativa ex art. 5.8 lett. a) e 5.9 Regolamento Consob – Operazioni di maggiore rilevanza

Nella riunione del 19 febbraio 2018 (con prosecuzione dei lavori in data 20 febbraio 2018) il COPC, ai sensi dell’articolo 9, comma 1, lett. (c), dell’allora vigente Regolamento interno OPC, ha espresso, all’unanimità, il proprio parere favorevole con riferimento all’operazione, qualificata quale “di maggiore rilevanza”, avente ad oggetto la sottoscrizione di un Accordo Preliminare tra la Città di Torino, da una parte, e IREN, quale mandataria delle proprie controllate AMIAT, Iren Energia e Iren Mercato, dall’altra parte.

La proposta di Accordo Preliminare è stata approvata dai competenti organi amministrativi di Iren, AMIAT, Iren Energia e Iren Mercato e sottoposta al Comune che, con deliberazione della Giunta comunale del 27 marzo 2018, ne ha approvato i suoi contenuti, con minime precisazioni e modifiche, e ha autorizzato la Sindaca a sottoscrivere il relativo contratto.

In relazione a quanto sopra, il Comitato ha proceduto con un aggiornamento delle proprie analisi e valutazioni e, in data 28 marzo 2018, ha confermato, all’unanimità, il proprio parere favorevole alla sottoscrizione dell’Accordo Preliminare nel testo approvato dalla Giunta comunale.

L’operazione di cui sopra è stata comunicata al mercato in data 29 marzo 2018, con pubblicazione del documento informativo redatto ai sensi dell’articolo 5 del Regolamento Consob.

L'Accordo Preliminare è stato concluso mediante scambio di corrispondenza il 3 aprile 2018, prevedendo l'impegno delle parti a stipulare il contratto definitivo entro il 30 giugno 2018.

Le modalità di approvazione dell'Accordo Definitivo e le verifiche resesi necessarie nella fase istruttoria, hanno indotto le parti a concordare una proroga del termine per la stipula dell'accordo definitivo al 15 luglio 2018, con relativa comunicazione al mercato effettuata in data 29 giugno 2018.

A seguito della conclusione dell'Accordo Preliminare, le parti hanno avviato un'interlocuzione per addivenire alla stipula dell'Accordo Definitivo e, a tal fine, hanno istituito un tavolo di lavoro congiunto per la predisposizione del testo di accordo che definisse in maniera completa e definitiva i termini e le condizioni dell'Operazione, secondo i contenuti e l'articolazione già definiti nel Preliminare, unitamente ai relativi allegati.

Ai sensi dell'articolo 9, comma 1, lett. (c), del Regolamento interno OPC in allora vigente, il COPC è stato nuovamente investito dell'istruttoria relativa alla stipula dell'Accordo Definitivo, operazione qualificata quale "di maggiore rilevanza".

In data 29 giugno 2018, previa approfondita disamina, svolta anche con il supporto di un consulente legale, il COPC ha confermato la valutazione già espressa con il proprio parere del 19-20 febbraio 2018 e con il relativo aggiornamento del 28 marzo 2018, formulando il proprio parere favorevole alla sottoscrizione dell'Accordo Definitivo e dei relativi allegati, avendone verificato la loro sostanziale conformità ai principi sanciti dall'Accordo Preliminare e, conseguentemente, riconfermando la sussistenza dell'interesse all'operazione oltre che dei requisiti di convenienza e correttezza sostanziale prescritti dalla normativa in materia di operazioni con parti correlate.

La sottoscrizione dell'Accordo Definitivo è stata approvata, dopo il rilascio del parere favorevole del Comitato, il 2 luglio 2018 dal Consiglio di Amministrazione di IREN e successivamente, sulla base delle deliberazioni assunte dalla capogruppo, dagli organi amministrativi rispettivamente di AMIAT, Iren Energia e Iren Mercato, che hanno ciascuna conferito a IREN apposito mandato per la sottoscrizione del contratto. Il Comune ha anch'esso approvato la sottoscrizione dell'Accordo Definitivo con deliberazione della Giunta comunale in data 3 luglio 2018. Di tali approvazioni è stata data informazione con comunicato al mercato emesso in data 3 luglio 2018.

Inoltre, ai sensi della vigente informativa, in data 9 luglio 2018 è stato messo a disposizione del pubblico il documento informativo integrativo redatto ai sensi dell'articolo 5 del Regolamento Consob.

La sottoscrizione dell'Accordo Definitivo è avvenuta il 12 luglio 2018.

Ai sensi dell'art. 5, commi 8 e 9, Regolamento Consob, si rinvia alle informazioni contenute nei Documenti informativi predisposti e messi a disposizione del pubblico in data 29 marzo 2018 e in data 9 luglio 2018 ai sensi e per gli effetti del medesimo Regolamento (disponibili sul sito www.gruppoiren.it, sezione "Corporate Governance - Operazioni con Parti Correlate").

Nel corso del primo semestre 2018 al COPC è stato inoltre fornito un aggiornamento, da parte del *management* delle società di volta in volta coinvolte, in merito all'esecuzione di alcune fra le operazioni esaminate nel corso del precedente esercizio, previa ricezione di copia della documentazione rilevante.

VI. ALTRE INFORMAZIONI

COMUNICAZIONE CONSOB N. DEM/6064293 del 28 luglio 2006

Eventi e operazioni significative non ricorrenti

Nel corso del primo semestre 2018 il Gruppo non ha posto in essere eventi e/o operazioni significative non ricorrenti, così come definite dalla Comunicazione, vale a dire eventi od operazioni il cui accadimento risulta non ricorrente oppure operazioni o fatti che non si ripetono frequentemente nel normale svolgimento dell'attività.

Posizioni o transazioni derivanti da operazioni atipiche e/o inusuali

Si precisa che nel corso del primo semestre 2018 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 1 agosto 2018.

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 30/06/2018	F.do amm.to al 30/06/2018	Valore netto al 30/06/2018	Costo al 31/12/2017	F.do amm.to al 31/12/2017	Valore netto al 31/12/2017
Terreni	108.316	(2.202)	106.114	104.498	(1.817)	102.681
Fabbricati	569.327	(199.214)	370.113	551.039	(184.900)	366.139
Impianti e macchinari	5.084.916	(2.272.082)	2.812.834	5.007.061	(2.165.936)	2.841.125
Attrezzature ind.li e comm.li	120.942	(94.797)	26.145	115.126	(89.035)	26.091
Altri beni	185.862	(138.290)	47.572	166.274	(125.138)	41.136
Attività materiali in corso ed acconti	87.397	-	87.397	72.172	-	72.172
Totale	6.156.760	(2.706.585)	3.450.175	6.016.170	(2.566.826)	3.449.344

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	Saldo finale
Terreni	104.498	5	-	3.813	-	108.316
Fabbricati	551.039	786	(15)	17.370	147	569.327
Impianti e macchinari	5.007.061	34.776	(355)	34.579	8.855	5.084.916
Attrezzature industriali e commerciali	115.126	1.643	(818)	4.737	254	120.942
Altri beni	166.274	6.035	(1.260)	12.241	2.572	185.862
Attività materiali in corso ed acconti	72.172	21.260	(535)	6.328	(11.828)	87.397
Totale	6.016.170	64.505	(2.983)	79.068	-	6.156.760

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

	migliaia di euro					
	Saldo iniziale	Ammortamento del periodo	Decrementi	Variazione area di consolidamento	Riclassifiche	Saldo finale
F.do amm.to terreni	(1.817)	(385)	-	-	-	(2.202)
F.do amm.to fabbricati	(184.900)	(10.029)	1	(4.286)	-	(199.214)
F.do amm.to impianti e macchinari	(2.165.936)	(93.919)	7	(12.287)	53	(2.272.082)
F.do amm.to attrezz. ind.li e comm.li	(89.035)	(3.336)	802	(3.154)	(74)	(94.797)
F.do amm.to altri beni	(125.138)	(5.543)	1.227	(8.857)	21	(138.290)
Totale	(2.566.826)	(113.212)	2.037	(28.584)	-	(2.706.585)

La colonna variazione area di consolidamento si riferisce ai saldi acquisti nel corso del semestre relativi alle società del Gruppo ACAM e alla società ReCos S.p.A..

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 64.505 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 7.660 migliaia di euro;
- investimenti sulle reti di distribuzione energia elettrica per 14.130 migliaia di euro;
- investimenti sulle reti gas non in regime di concessione secondo quanto previsto dall'IFRIC 12 per 10.530 migliaia di euro;
- investimenti sulle centrali termoelettriche e idroelettriche per 16.403 migliaia di euro;
- investimenti per la raccolta e lo smaltimento nel settore ambiente per 7.281 migliaia di euro;

Ammortamenti

Gli ammortamenti ordinari del primo semestre 2018, pari a complessivi 113.212 migliaia di euro sono stati calcolati sulla base delle aliquote indicate nel bilancio annuale 2017 e ritenute rappresentative della residua possibilità di utilizzo delle immobilizzazioni.

Si segnala che in base alla normativa vigente, 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:

	migliaia di euro					
	Costo al 30/06/2018	F.do amm.to al 30/06/2018	Valore netto al 30/06/2018	Costo al 31/12/2017	F.do amm.to al 31/12/2017	Valore netto al 31/12/2017
Terreni	2.859	-	2.859	2.859	-	2.859
Fabbricati	13.103	(2.998)	10.105	13.103	(2.825)	10.278
Totale	15.962	(2.998)	12.964	15.962	(2.825)	13.137

La voce è costituita principalmente da immobili acquisiti dalla società Sportingenova a fronte dell'estinzione di parte del credito vantato nei confronti della stessa.

Il fair value degli investimenti immobiliari non è inferiore al valore contabile.

NOTA 3_ ATTIVITA' IMMATERIALI A VITA DEFINITA

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

	migliaia di euro					
	Costo al 30/06/2018	F.do amm.to al 30/06/2018	Valore netto al 30/06/2018	Costo al 31/12/2017	F.do amm.to al 31/12/2017	Valore netto al 31/12/2017
Costi di sviluppo	2.112	(962)	1.150	1.433	(562)	871
Diritti brevetto industriale e utilizzo opere dell'ingegno	95.008	(50.649)	44.359	86.991	(38.808)	48.183
Concessioni, licenze, marchi e diritti simili	2.550.334	(1.031.131)	1.519.203	2.242.143	(911.529)	1.330.614
Altre immobilizzazioni immateriali	220.917	(101.351)	119.566	196.972	(83.418)	113.554
Immobilizzazioni in corso e acconti	197.090	-	197.090	160.755	-	160.755
Totale	3.065.461	(1.184.093)	1.881.368	2.688.294	(1.034.317)	1.653.977

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

	Saldo iniziale	Incrementi	Decrementi	Variazione area di consolidamento	Riclassifiche	Svalutazione del periodo	Saldo finale
Costi di sviluppo	1.433	413	-	266	-	-	2.112
Diritti brevetto industriale e utilizzo opere dell'ingegno	86.991	2.220	(80)	5.330	547	-	95.008
Concessioni, licenze, marchi e diritti simili	2.242.143	28.881	(11.508)	267.312	23.506	-	2.550.334
Altre immobilizzazioni immateriali	196.972	30.017	(15.250)	10.598	(10)	(1.410)	220.917
Immobilizzazioni in corso e acconti	160.755	56.122	(184)	4.440	(24.043)	-	197.090
Totale	2.688.294	117.653	(27.022)	287.946	-	(1.410)	3.065.461

migliaia di euro

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

	Saldo iniziale	Ammortamento del periodo	Decrementi	Variazione area di consolidamento	Riclassifiche	Saldo finale
F.amm.to costi di sviluppo	(562)	(134)	-	(266)	-	(962)
F.amm.to dir. brevetto ind.le e utilizzo opere dell'ingegno	(38.808)	(6.591)	75	(5.322)	(3)	(50.649)
F.amm.to concessioni, licenze, marchi e diritti simili	(911.529)	(39.358)	6.295	(86.521)	(18)	(1.031.131)
F. amm.to altre immobilizzazioni immateriali	(83.418)	(9.504)	3	(8.453)	21	(101.351)
Totale	(1.034.317)	(55.587)	6.373	(100.562)	-	(1.184.093)

migliaia di euro

La colonna variazione area di consolidamento si riferisce ai saldi acquisti nel corso del semestre relativi alle società del Gruppo ACAM e alla società ReCos S.p.A..

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;
- dalle concessioni per l'utilizzo della rete telematica di operatori terzi;

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 e Studio Alfa.

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 158.958 migliaia di euro (127.320 migliaia di euro al 31 dicembre 2017), nel corso del primo semestre 2018 presenta una variazione in aumento per 31.638 migliaia di euro a seguito dell'acquisizione del controllo del Gruppo ACAM e di ReCos S.p.A. 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.

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
	30/06/2018
Ambiente	6
Energia	4.492
Mercato	29.765
Reti	93.057
Totale	127.320
Allocazione provvisoria prezzo acquisizione Gruppo ACAM	22.755
Allocazione provvisoria prezzo acquisizione ReCos S.p.A.	8.883
Totale	158.958

Cash Generating Unit Energia

Il valore dell'avviamento, pari a 4.492 migliaia di euro, si riferisce:

- 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 è stato provvisoriamente 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 dalla Cash Generating Unit Mercato alla Cash Generating Unit Energia.

Cash Generating Unit Mercato

Il valore dell'avviamento, pari a 29.765 migliaia di euro, deriva principalmente:

- dalle quote azionarie di Enìa Energia (ora fusa in Iren Mercato) acquisite da Sat Finanziaria S.p.A. e da Edison per un importo di 16.761 migliaia di euro;
- dal ramo d'azienda acquisito da ENEL e riferito alle utenze elettriche della città di Parma per un importo di 7.421 migliaia di euro;
- dall'acquisizione 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.

Cash Generating Unit Reti

Il valore dell'avviamento, pari a 93.057 migliaia di euro, deriva principalmente:

- dall'acquisizione 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;
- dall'acquisizione del controllo di Acqua Italia S.p.A. (ora Mediterranea delle Acque 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;
- dal ramo d'azienda acquisito da ENEL e riferito alle utenze elettriche della città di Parma per un importo di 3.023 migliaia di euro;

Come anticipato al paragrafo I "Contenuto e forma del bilancio semestrale abbreviato consolidato" della presente relazione, nel corso del primo semestre 2018, 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 ha il controllo congiunto o esercita un'influenza notevole. Si precisa che la valutazione a patrimonio netto viene effettuata sulla base dei bilanci consolidati, se redatti, delle partecipate.

L'elenco delle società valutate con il metodo del patrimonio netto appartenenti al Gruppo al 30 giugno 2018 è riportato in allegato.

Le variazioni intervenute nel semestre sono presentate nelle tabelle esposte nel seguito.

Partecipazioni in società a controllo congiunto (joint venture)

	31/12/2017	Svalutazioni per equity	Altri movimenti	30/06/2018
Acque Potabili	17.474	(1.762)	2	15.714
OLT Offshore LNG	29.078	(1.094)	-	27.984
TOTALE	46.552	(2.856)	2	43.698

migliaia di euro

Partecipazioni in società collegate

	migliaia di euro						
	31/12/2017	Variazione area di consolidamento	Rivalutazioni (svalutazioni) per equity	Distribuzione dividendi	Rivalutazioni	Altri movimenti	30/06/2018
A2A Alfa	-	-	-	-	-	-	-
Acos	10.014	-	1.079	-	-	(1)	11.092
Acos Energia	1.314	-	368	(375)	-	-	1.307
Acquaenna	-	-	1.839	-	1.380	-	3.219
Aguas de San Pedro	9.595	-	1.323	(275)	-	(137)	10.506
Aiga	-	-	-	-	-	-	-
Amat	2.409	-	(263)	-	-	(35)	2.111
Amter	1.014	-	19	(120)	-	-	913
Asa	33.904	-	36	-	-	250	34.190
Astea	22.964	-	762	(319)	-	17	23.424
Asti Energia Calore	39	-	88	-	-	-	127
BI Energia	1.045	-	(36)	-	-	-	1.009
CSP Innovazione nelle ICT	149	-	(40)	-	-	-	109
Domus Acqua	55	-	-	-	-	-	55
Fingas	-	-	-	-	-	-	-
G.A.I.A.	15.144	-	142	(581)	-	-	14.705
Global Service	6	-	-	-	-	-	6
Iniziative Ambientali	457	-	2	-	-	-	459
Mondo Acqua	649	-	-	-	-	-	649
Nord Ovest Servizi	4.375	-	-	-	-	-	4.375
ReCos S.p.A.	3.545	(3.634)	(595)	-	684	-	-
Rio Riazzone	146	-	-	-	-	-	146
Sinergie Italiane	-	-	-	-	-	-	-
Sosel	1.101	-	-	(45)	-	-	1.056
STU Reggiane	5.500	-	(1.610)	-	-	-	3.890
Tirana Acque	-	-	-	-	-	-	-
Valle Dora Energia	1.278	-	567	(113)	-	-	1.732
TOTALE	114.703	(3.634)	3.681	(1.828)	2.064	94	115.080

La variazione area di consolidamento si riferisce all'acquisizione del controllo e al conseguente consolidamento integrale della società ReCos. La rivalutazione della partecipazione si riferisce alla rideterminazione al fair value, alla data di acquisizione delle quote di controllo, dell'interessenza di minoranza detenuta al 31 marzo 2018.

La rivalutazione della partecipata Acquaenna (1.380 migliaia di euro) si riferisce al venir meno dei presupposti che avevano portato ad una svalutazione della stessa in esercizi precedenti.

Relativamente alla partecipazione in Sinergie Italiane, il cui valore contabile è nullo, si segnala il fondo rischi per 10.000 migliaia di euro dovuto al rischio di copertura di perdite della partecipata.

Gli altri movimenti sono dovuti principalmente 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 state mantenute al costo in quanto rappresentativo del loro fair value.

L'elenco delle partecipazioni in altre imprese appartenenti al Gruppo al 30 giugno 2018 è riportato in allegato.

Le variazioni intervenute nel semestre sono presentate nella tabella esposta nel seguito:

		migliaia di euro	
	31/12/2017	Rivalutazione (Svalutazione) del periodo	30/06/2018
A2A Scarl	7	-	7
Acque Potabili Siciliane	-	-	-
Aeroporto di Reggio Emilia	2	-	2
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	2.294	11	2.305
Consorzio Italiano Compostatori	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
Italeko AD.	11	(11)	-
RE Innovazione	12	-	12
SDB Società di biotecnologie	10	-	10
Stadio di Albaro	-	-	-
T.I.C.A.S.S.	4	-	4
TOTALE	7.126	(3)	7.123

NOTA 7 _CREDITI COMMERCIALI NON CORRENTI

La voce ammonta a 63.332 migliaia di euro (69.801 migliaia di euro al 31 dicembre 2017) 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 (40.652 migliaia di euro al 30 giugno 2018, 52.242 migliaia di euro al 31 dicembre 2017);
- 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 (13.964 migliaia di euro al 30 giugno 2018, 12.958 migliaia di euro al 31 dicembre 2017);
- ai crediti per fatture da emettere verso il Comune di Torino per il rinnovamento tecnologico e per l'efficientamento degli impianti termici presso alcuni stabili comunali (5.645 migliaia di euro al 30 giugno 2018, 3.436 migliaia di euro al 31 dicembre 2017). 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 171.269 migliaia di euro (165.767 migliaia di euro al 31 dicembre 2017) 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	
	30/06/2018	31/12/2017
Crediti finanziari non correnti vs Collegate	9.822	3.239
Crediti finanziari non correnti vs soci parti correlate	144.437	145.008
Crediti finanziari non correnti vs altri	15.973	15.672
Fair value contratti derivati quota non corrente	1.001	1.812
Titoli diversi dalle partecipazioni	36	36
Totale	171.269	165.767

Crediti finanziari non correnti verso Collegate

Si riferiscono a crediti verso le società Acos (5.166 migliaia di euro), Acquaenna (3.776 migliaia di euro) e Asti Energia Calore (880 migliaia di euro). È inoltre presente un credito per 487 migliaia di euro verso la collegata AIGA che è stato completamente svalutato. Si segnala che al 31 dicembre 2017 era presente un credito finanziario verso la società Re.Cos (2.083 migliaia di euro) che a partire dal 1° aprile 2018 rientra nel perimetro di consolidamento integrale.

Crediti finanziari non correnti verso soci parti correlate

I crediti verso soci parti correlate, pari a 144.437 migliaia di euro (145.088 migliaia di euro al 31 dicembre 2017), riguardano crediti verso il Comune di Torino e sono relativi:

- alla quota a medio lungo termine dei crediti inerenti al conto corrente che regola i rapporti tra le controllate Iren Energia S.p.A. e AMIAT S.p.A. ed il Comune di Torino (127.175 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 Energia S.p.A. nella città di Torino, per la quota a lungo termine (17.262 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 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 227.924 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 a seguito delle risultanze dell'accordo siglato tra il Comune di Torino e il Gruppo Iren. Per maggiori dettagli si rimanda a quanto riportato nei “Fatti di rilievo intervenuti dopo la chiusura del periodo” della Relazione sulla gestione.

	migliaia di euro	
	30/06/2018	31/12/2017
Crediti commerciali non correnti	5.645	3.436
Crediti commerciali per servizi per fatture emesse	39.232	72.637
Crediti commerciali per servizi per fatture da emettere	24.360	6.411
Crediti commerciali per forniture di energia elettrica e altro	3.492	8.093
Fondo svalutazione crediti commerciali	(765)	(2.622)
Totale crediti commerciali correnti	66.319	84.519
Crediti finanziari in conto corrente quota non corrente	125.952	132.925
Crediti finanziari per interessi quota non corrente	1.223	1.223
Crediti finanziari per servizi in concessione quota non corrente	17.262	13.807
Fondo svalutazione crediti finanziari	-	(2.947)
Totale crediti finanziari non correnti	144.437	145.008
Crediti finanziari in conto corrente quota corrente	-	1.889
Crediti finanziari per interessi quota corrente	11.523	10.988
Crediti finanziari per servizi in concessione quota corrente	-	3.191
Totale crediti finanziari correnti	11.523	16.068
Totale	227.924	249.031

Crediti finanziari non correnti verso altri

Si riferiscono principalmente alla 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.

Fair value contratti derivati quota non corrente

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

Titoli diversi dalle partecipazioni

Ammontano a 36 migliaia di euro (invariato rispetto al 31 dicembre 2017) 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	
	30/06/2018	31/12/2017
Depositi cauzionali	9.524	9.456
Crediti di natura tributaria oltre 12 mesi	26.629	25.366
Altre attività non correnti	3.055	3.281
Ratei e risconti attivi non correnti	6.509	6.511
Totale	45.717	44.614

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 comprendono principalmente:

- crediti relativi al versamento delle cartelle notificate a seguito dell'iscrizione a ruolo inerente ai 2/3 dell'imposta accertata relativa al contenzioso sul conferimento di due rami di azienda, effettuato a fine 1999 a favore della Società Genova Acque S.p.A. (oggi incorporata in Iren Acqua S.p.A.), da parte dell'allora controllante AMGA S.p.A.. I pagamenti effettuati sono stati contabilizzati tra le altre attività non correnti, sulla base di considerazioni di recuperabilità degli stessi a fronte di possibili esiti favorevoli alla società nella controversia in atto.
- i crediti maturati a seguito dell'istanza di deduzione IRAP dalla base imponibile IRES art. 2 comma 1 quater DL 6 dicembre 2011 n. 201;

I risconti attivi riguardano principalmente i costi prepagati, per la quota a lungo termine, relativi ai Contratti servizio Energia in capo alla controllata Iren Energia S.p.A..

NOTA 10_ATTIVITÀ PER IMPOSTE ANTICIPATE

Ammontano a 333.689 migliaia di euro (277.771 migliaia di euro al 31 dicembre 2017) 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.

L'incremento rispetto al 31 dicembre 2017 è dovuto principalmente all'iscrizione dell'effetto fiscale relativo all'imputazione di risconti passivi per l'effetto cumulato al 1° gennaio 2018 del cambio di trattamento contabile dei contributi di allacciamento, adottato a partire da tale data a seguito dell'entrata in vigore dell'IFRS 15 - *Ricavi da contratti con i clienti*.

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	
	30/06/2018	31/12/2017
Materie prime	76.868	70.267
Fondo svalutazione magazzino	(9.166)	(8.978)
Valore netto	67.702	61.289
Lavori in corso su ordinazione	903	695
Totale	68.605	61.984

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 2018 non esistono rimanenze di magazzino impegnate a garanzia di passività.

NOTA 12_CREDITI COMMERCIALI

Il dettaglio è evidenziato nella tabella seguente:

	migliaia di euro	
	30/06/2018	31/12/2017
Crediti verso clienti	867.474	917.956
Fondo svalutazione crediti	(192.929)	(166.545)
Crediti verso clienti netti	674.545	751.411
Crediti commerciali verso joint ventures	338	783
Crediti commerciali verso collegate	13.296	23.641
Crediti commerciali verso soci parti correlate	112.575	113.705
Crediti commerciali verso altre parti correlate	8.608	12.399
Fondo svalutazione crediti verso soci parti correlate	(4.294)	(6.151)
Totale	805.068	895.788

Si segnala che al 30 giugno 2018 non sono state effettuate operazioni di factoring con *derecognition* del credito (44.313 migliaia di euro al 31 dicembre 2017).

I crediti commerciali, al lordo del fondo svalutazione crediti, sono dettagliati per scadenza come segue:

	migliaia di euro	
	30/06/2018	31/12/2017
Non scaduti	636.244	755.179
Scaduti da 0 a 3 mesi	138.350	74.845
Scaduti da 3 a 12 mesi	74.026	75.972
Scaduti oltre 12 mesi	153.671	162.488
Totale	1.002.291	1.068.484

Nei crediti non scaduti sono compresi crediti per fatture da emettere per 379.913 migliaia di euro (445.878 migliaia di euro al 31 dicembre 2017) 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 192.929 migliaia di euro (166.545 migliaia di euro al 31 dicembre 2017).

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). Il saldo tiene conto del fondo svalutazione crediti pari a 4.294 migliaia di euro (6.151

migliaia di euro al 31 dicembre 2017). 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:

	migliaia di euro					
	31/12/2017	Variazione area di consolidamento	Accantonamenti del periodo	Decrementi	Altri movimenti	30/06/2018
Fondo svalutazione crediti	166.545	16.875	16.062	(11.398)	4.845	192.929
Fondo svalutazione crediti vs soci parti correlate	6.151	-	77	(1.795)	(139)	4.294
Totale	172.696	16.875	16.139	(13.193)	4.706	197.223

La colonna variazione area di consolidamento si riferisce ai saldi acquisiti nel corso del semestre relativi alle società del Gruppo ACAM e alla società ReCos S.p.A..

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 nuovo 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 per 11.890 migliaia di euro e a rilasci per 1.303 migliaia di euro.

La colonna altri movimenti si riferisce per 5.307 migliaia di euro alla rideterminazione in aumento del fondo svalutazione crediti al 1° gennaio 2018 dovuta all'applicazione del suddetto metodo semplificato previsto in sede di prima applicazione dell'IFRS 9 e per 601 migliaia di euro in diminuzione a riclassifiche a lungo di importi relativi a crediti in precedenza esposti a breve.

NOTA 13_CREDITI PER IMPOSTE CORRENTI

Ammontano a 13.116 migliaia di euro (7.365 migliaia di euro al 31 dicembre 2017) 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:

	migliaia di euro	
	30/06/2018	31/12/2017
Crediti per imposta governativa erariale/UTIF	-	4.624
Credito verso Erario per IVA	35.690	56.440
Altri crediti di natura tributaria	12.682	12.023
Crediti tributari entro 12 mesi	48.372	73.087
Crediti verso Cassa Servizi Energetici e Ambientali (CSEA)	102.787	119.961
Crediti per certificati verdi	73.706	45.660
Crediti per anticipi a fornitori	13.696	10.056
Altre attività correnti	22.450	21.275
Altre attività correnti	212.639	196.952
Ratei e risconti	25.212	6.308
Totale	286.223	276.347

Si segnala che al 30 giugno 2018 sono state effettuate operazioni di factoring con *derecognition* del credito per *Emission Trading* per complessivi 1.015 migliaia di euro (1.958 migliaia di euro al 31 dicembre 2017).

Da un punto di vista procedurale, per l'esercizio 2018, 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, Iren Acqua Tigullio, Iren Acqua, Greensource, Varsi Fotovoltaico, Immobiliare delle Fabbriche, Iren Laboratori, Bonifica Autocisterne, REI, ASM Vercelli e Atena Trading.

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	
	30/06/2018	31/12/2017
Crediti finanziari verso joint venture	411.500	439.000
Crediti finanziari verso collegate	5.416	6.488
Crediti finanziari verso Comuni soci parti correlate	11.523	16.068
Crediti finanziari verso altri	46.009	42.521
Attività per strumenti derivati correnti	3.383	2.305
Totale	477.831	506.382

La scadenza di tutti i crediti finanziari iscritti in questa voce non supera i 12 mesi. Il valore contabile di tali crediti approssima il loro fair value in quanto l'impatto dell'attualizzazione risulta trascurabile.

Crediti finanziari verso joint venture

Riguardano i crediti verso la joint venture OLT Offshore LNG Toscana, diminuiti di 27.500 migliaia di euro rispetto al 31 dicembre 2017, e sono relativi al rinnovo del finanziamento concesso dal Gruppo.

Crediti finanziari verso collegate

La voce si riferisce principalmente a finanziamenti verso Acquaenna (1.414 migliaia di euro), BI Energia (746 migliaia di euro) e STU Reggiane (474 migliaia di euro). La restante parte riguarda essenzialmente crediti per dividendi da incassare. Si segnala che al 31 dicembre 2017 era presente un credito finanziario verso la società Re.Cos (2.316 migliaia di euro) che a partire dal 1° aprile 2018 rientra nel perimetro di consolidamento integrale.

Per maggiori dettagli si rimanda al prospetto dei rapporti con parti correlate riportato in allegato.

Crediti finanziari verso soci parti correlate

Riguardano crediti verso il Comune di Torino, sui quali maturano interessi a favore del Gruppo, e ammontano a 11.523 migliaia di euro (16.068 migliaia di euro al 31 dicembre 2017) e sono relativi al saldo a breve termine del conto corrente che regola i rapporti tra le controllate Iren Energia S.p.A. e AMIAT S.p.A. 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 40.846 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 crediti per dividendi da incassare, ratei e risconti attivi aventi natura finanziaria, crediti finanziari diversi.

Attività per strumenti derivati correnti

Si riferiscono al *fair value* positivo dei contratti derivati sulle commodities stipulati da Iren Mercato.

NOTA 16_DISPONIBILITÀ LIQUIDE E MEZZI EQUIVALENTI

La voce disponibilità liquide e mezzi equivalenti risulta essere così costituita:

	migliaia di euro	
	30/06/2018	31/12/2017
Depositi bancari e postali	111.217	168.872
Denaro e valori in cassa	221	214
Totale	111.438	169.086

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 524 migliaia di euro (8.724 migliaia di euro al 31 dicembre 2017). La voce si riferisce:

- per 226 migliaia di euro (invariato rispetto al 31 dicembre 2017) 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 2016) 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 2016) 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.

Si ricorda che al 31 dicembre 2017 era presente in tale voce la partecipazione in Mestni Plinovodi, ceduta nel corso del primo semestre del 2018.

PASSIVO

NOTA 18_PATRIMONIO NETTO

Il patrimonio netto risulta essere così composto:

	migliaia di euro	
	30/06/2018	31/12/2017
Capitale sociale	1.300.931	1.276.226
Riserve e Utili (Perdite) a nuovo	647.496	608.184
Risultato netto del periodo	187.152	237.720
Totale patrimonio netto attribuibile agli azionisti	2.135.579	2.122.130
Capitale e riserve attribuibili alle minoranze	351.058	349.633
Utile (perdita) attribuibile alle minoranze	12.058	27.040
Totale patrimonio netto consolidato	2.498.695	2.498.803

Capitale sociale

Il capitale sociale 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. Al 31 dicembre 2017 ammontava a 1.276.225.677 euro, interamente versati, e si componeva di 1.213.920.212 azioni ordinarie e di 62.305.465 azioni di risparmio senza diritto di voto.

A gennaio 2018 Finanziaria Città di Torino ha ceduto le 62.305.465 azioni di risparmio Iren che deteneva e pertanto, come previsto dallo Statuto sociale, tali azioni sono state convertite automaticamente, alla pari, in azioni ordinarie.

Ad aprile 2018, nell'ambito dell'operazione di aggregazione del Gruppo Iren e del Gruppo ACAM, è avvenuta la sottoscrizione da parte di 27 soci di ACAM di complessive 24.705.700 nuove azioni ordinarie di Iren S.p.A. il cui prezzo di sottoscrizione di ciascuna azione ordinaria di nuova emissione è di euro 2,13, di cui euro 1,00 imputato a capitale sociale ed euro 1,13 a titolo di sovrapprezzo.

Riserve

Il dettaglio della voce è riportato nella tabella seguente:

	migliaia di euro	
	30/06/2018	31/12/2017
Riserva sovrapprezzo azioni	133.019	105.102
Riserva legale	58.346	49.998
Riserva copertura flussi finanziari	(1.416)	(1.729)
Altre riserve e Utile (perdite) accumulate	457.547	454.813
Totale riserve	647.496	608.184

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 e 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 2018 sono variate principalmente per l'effetto cumulato al 1° gennaio 2018 derivante dall'applicazione degli IFRS 9 e 15 (-137.992 migliaia di euro) e per il riporto a nuovo degli utili dell'esercizio 2017 non distribuiti (+138.307 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 2.794.200 migliaia di euro (3.023.888 migliaia di euro al 31 dicembre 2017):

Obbligazioni

Ammontano a 1.690.418 migliaia di euro (1.777.885 migliaia di euro al 31 dicembre 2017). 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 attualmente in circolazione, per la parte di obbligazioni con scadenza oltre 12 mesi, di 1.709.340 migliaia di euro (1.798.440 al 31 dicembre 2017).

Private Placement: Notes scadenza 2020, cedola 4,37%, importo di emissione 260 milioni di euro, attualmente in circolazione per 167,87 milioni di euro a seguito di riacquisti (Tender Offer) eseguiti nel 2015, 2016 e 2017.

Public Bond: a) Notes scadenza 2021, cedola 3%, importo di emissione 300 milioni di euro, attualmente in circolazione per 181.836 migliaia di euro a seguito delle operazioni di riacquisto sopra esposte; b) Notes scadenza 2022, cedola 2,75%, importo di emissione 500 milioni di euro, attualmente in circolazione per 359.634 migliaia di euro a seguito di tender offer del 2016 e 2017; c) Notes scadenza 2024, cedola 0,875%, importo 500 milioni di euro, in circolazione per pari importo; d) Green Bond scadenza 2027, cedola 1,5%, importo 500 milioni di euro, in circolazione per pari importo.

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 2017 è dovuta alla riclassificazione entro 12 mesi del Private Placement con scadenza 2019, oltre all'aggiornamento di periodo 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 1.009.973 migliaia di euro (1.148.105 migliaia di euro al 31 dicembre 2017).

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% - 5,122%	0,00% - 0,570%	
periodo di scadenza	2019-2027	2019-2032	
1.7.2019 – 30.6.2020	61.098	75.954	137.053
1.7.2020 – 30.6.2021	63.442	44.177	107.619
1.7.2021 – 30.6.2022	65.843	52.175	118.018
1.7.2022 – 30.6.2023	65.511	74.165	139.675
successivi	215.124	292.485	507.609
Totale debiti 30/6/2018	471.017	538.956	1.009.973
Totale debiti 31/12/2017	489.474	658.630	1.148.105

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:

	31/12/2017					30/6/2018	
	Totale debiti	Incrementi	Variazione area consolidamento	Riduzioni	Variazione costo ammortizzato	Totale debiti	
- a tasso fisso	489.474	-	12.117	(30.617)	44	471.017	
- a tasso variabile	658.630	-	-	(120.274)	599	538.956	
TOTALE	1.148.105	-	12.117	(150.891)	643	1.009.973	

Il totale dei debiti a medio lungo termine al 30 giugno 2018 risulta in complessiva riduzione rispetto al 31 dicembre 2017, per effetto delle seguenti variazioni:

- inserimento nel perimetro di consolidamento delle Società Acam S.p.A. e ReCos S.p.A., titolari di un finanziamento a medio-lungo termine, rispettivamente, con Cassa Depositi e Prestiti (748 migliaia di euro, debito residuo alla data di consolidamento) e con Dexia-Crediop (11.369 migliaia di euro);
- riduzione per complessivi 150.891 migliaia di euro, sia a fronte dell'estinzione anticipata di finanziamenti (della Capogruppo per 38,9 milioni di euro verso Cassa Depositi e Prestiti, delle Società Iren Rinnovabili, Varsi e Greensource per complessivi 25,4 milioni verso Cassa Centrale Banca e Cariparma, della Società ASM Vercelli per 1,6 milioni verso BNL), sia per la classificazione a breve termine delle quote dei finanziamenti in scadenza entro i prossimi 12 mesi;
- incremento per complessivi 643 migliaia di euro per la contabilizzazione al costo ammortizzato dei finanziamenti.

Altre passività finanziarie

Ammontano a 93.809 migliaia di euro (97.898 migliaia di euro al 31 dicembre 2017) e si riferiscono:

- per 79.314 migliaia di euro (84.319 migliaia di euro al 31 dicembre 2017) al *fair value* dei contratti derivati stipulati per coprire l'esposizione al rischio di oscillazione dei tassi di interesse dei mutui a tasso variabile (per il commento si rinvia al paragrafo "Gestione dei rischi finanziari del Gruppo");
- per 10.952 migliaia di euro (invariato rispetto al 31 dicembre 2017) 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 2.421 migliaia di euro (non presenti al 31 dicembre 2017) a debiti per contratti di leasing;
- per 1.122 migliaia di euro (2.627 migliaia di euro al 31 dicembre 2017) a debiti finanziari diversi.

NOTA 20_BENEFICI AI DIPENDENTI

Nel corso del primo semestre 2018 hanno avuto la seguente movimentazione:

	migliaia di euro
Valore al 31/12/2017	116.483
Obbligazioni maturate per l'attività prestata nel periodo	747
Oneri finanziari	833
Erogazioni dell'esercizio	(4.666)
Variazione area di consolidamento	8.396
Altre variazioni	(167)
Valore al 30/06/2018	121.626

La riga variazione area di consolidamento si riferisce ai saldi acquisti nel corso del semestre relativi alle società del Gruppo ACAM.

Le passività per benefici a dipendenti sono costituite da:

Trattamento di fine rapporto (TFR)

Nel corso del primo semestre 2018 il TFR ha avuto la seguente movimentazione:

	migliaia di euro
Valore al 31/12/2017	93.961
Obbligazioni maturate per l'attività prestata nel periodo	576
Oneri finanziari	745
Erogazioni dell'esercizio	(4.108)
Variazione area di consolidamento	8.396
Altre variazioni	(167)
Valore al 30/06/2018	99.403

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
Valore al 31/12/2017	2.670
Obbligazioni maturate per l'attività prestata nel periodo	90
Oneri finanziari	11
Valore al 30/06/2018	2.771

Premio fedeltà

	migliaia di euro
Valore al 31/12/2017	3.882
Obbligazioni maturate per l'attività prestata nel periodo	81
Oneri finanziari	19
Erogazioni dell'esercizio	(144)
Valore al 30/06/2018	3.838

Agevolazioni tariffarie

	migliaia di euro
Valore al 31/12/2017	5.415
Oneri finanziari	37
Erogazioni dell'esercizio	(148)
Valore al 30/06/2018	5.304

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
Valore al 31/12/2017	3.220
Oneri finanziari	21
Erogazioni dell'esercizio	(266)
Valore al 30/06/2018	2.975

Fondo benefici ex dipendenti

Il fondo ammonta a 7.335 migliaia di euro (invariato rispetto al 31 dicembre 2017) 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 2017.

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	1,00% - 1,50%
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	Incrementi	Decrementi	(Proventi) oneri da attualizzazione	Variazione area di consolidamento	Saldo finale	Quota corrente
Fondo ripristino beni di terzi e opere devolvibili	156.126	5.929	(952)	557	-	161.660	1.064
Fondi post mortem	33.017	171	(1.275)	212	4.915	37.040	3.271
Fondo smantellamento e bonifica area	31.084	-	(299)	245	-	31.030	733
Fondo oneri esodo personale	53.705	-	(4.035)	-	-	49.670	2.939
Fondo rischi su partecipazioni	10.065	-	-	-	-	10.065	10.065
Altri fondi per rischi ed oneri	234.638	19.744	(33.252)	-	6.190	227.320	50.313
Totale	518.635	25.844	(39.813)	1.014	11.105	516.785	68.385

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 3,39%.

La colonna "variazione area di consolidamento" si riferisce ai saldi acquisti nel corso del semestre relativi alle società del Gruppo ACAM.

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 passività per contenziosi fiscali, tra le quali quello della controllata Iren Acqua (già Mediterranea delle Acque), 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 208.053 migliaia di euro (213.760 migliaia di euro al 31 dicembre 2017), 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	
	30/06/2018	31/12/2017
Debiti oltre 12 mesi	39.779	36.567
Risconti passivi per contributi c/impianto - non correnti	414.380	182.075
Ratei e risconti passivi non correnti	4.586	3.953
Totale	458.745	222.595

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.

L'incremento dei risconti passivi per contributi in conto impianti è dovuto per 178.233 migliaia di euro all'iscrizione di nuovi risconti passivi per contributi di allacciamento in seguito all'applicazione retrospettiva del principio contabile IFRS 15, avendo usufruito della semplificazione, prevista dal medesimo principio, di rilevare gli impatti applicativi cumulati sull'apertura del 1° gennaio 2018. I risconti passivi per contributi in

conto impianti si incrementano inoltre per 50.647 migliaia di euro a seguito del consolidamento delle società del Gruppo ACAM e di ReCos S.p.A..

Tra i risconti passivi per contributi in conto impianti sono compresi gli importi relativi alla componente Fo.N.I. (Fondo nuovi investimenti) 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 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	
	30/06/2018	31/12/2017
Obbligazioni	88.935	-
Debiti verso istituti di credito	288.111	150.573
Debiti finanziari verso società collegate	2.605	2.023
Debiti finanziari verso soci parti correlate	3.308	148
Debiti finanziari verso altre parti correlate	2.476	2.995
Debiti finanziari verso altri	8.609	33.341
Passività per strumenti derivati correnti	82	52
Totale	394.126	189.132

Obbligazioni

Sono relativi a Private Placement con scadenza 2019, cedola 3%, importo di emissione 100 milioni di euro, attualmente in circolazione per 89,1 milioni di euro a seguito di riacquisti (Tender Offer) eseguiti nel 2015 e 2016.

L'importo è contabilizzato a costo ammortizzato secondo i principi IAS/IFRS.

Debiti finanziari verso istituti di credito

I debiti verso istituti di credito a breve termine sono così suddivisi:

	migliaia di euro	
	30/06/2018	31/12/2017
Mutui – quota a breve	168.257	137.480
Altri debiti verso banche a breve	91.195	142
Ratei e risconti passivi finanziari	28.659	12.951
Totale	288.111	150.573

Debiti finanziari verso collegate

Si riferiscono 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 altre parti correlate

Si riferiscono a dividendi della società AMIAT ancora da liquidare al socio FCT Holding, controllata dal Comune di Torino.

Debiti finanziari verso altri

Riguardano debiti verso società di factoring per le quote incassate dai clienti e da versare al factor (3.657 migliaia di euro), debiti per dividendi ad azionisti (2.398 migliaia di euro) ed importi singolarmente meno significativi.

Passività per strumenti derivati correnti

Si riferiscono al *fair value* negativo dei contratti derivati stipulati da Iren Mercato.

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	
	30/06/2018	31/12/2017
Debiti verso fornitori	606.191	767.645
Debiti commerciali verso joint venture	106	247
Debiti commerciali verso collegate	4.036	10.227
Debiti commerciali verso soci parti correlate	18.888	19.635
Debiti commerciali verso altre parti correlate	2.892	2.624
Acconti esigibili entro 12 mesi	6.602	5.158
Depositi cauzionali entro 12 mesi	22.718	21.931
Vincoli da rimborsare entro 12 mesi	10	10
Totale	661.443	827.477

La significativa diminuzione dei debiti commerciali rispetto al 31 dicembre 2017 è dovuta 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	
	30/06/2018	31/12/2017
Debito per IVA	5.107	4.189
Debito per imposta governativa erariale/UTIF	28.855	21.085
Debiti per IRPEF	1.154	399
Altri debiti tributari	24.963	19.228
Debiti tributari entro 12 mesi	60.079	44.901
Debiti verso dipendenti	43.573	41.762
Debiti verso Cassa Servizi Energetici e Ambientali (CSEA)	79.601	38.544
Debiti verso istituti previdenziali entro 12 mesi	18.112	22.343
Altre passività correnti	64.361	110.955
Altri debiti entro 12 mesi	205.647	213.604
Ratei e Risconti passivi	21.301	11.215
Totale	287.027	269.720

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 105.478 migliaia di euro (15.295 migliaia di euro al 31 dicembre 2017), 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 68.385 migliaia di euro (88.502 migliaia di euro al 31 dicembre 2017) e si riferisce alla quota a breve dei fondi, così suddivisa:

- fondo rischi per 17.815 migliaia di euro;
- fondo oneri per compensazioni ambientali per 16.368 migliaia di euro;
- fondo oneri relativi all'obbligo di restituzione delle quote di emissione per 16.130 migliaia di euro;
- fondo rischi partecipazioni per 10.065 migliaia di euro, riferito alla collegata Sinergie Italiane;
- fondo oneri legati all'esodo del personale per 2.939 migliaia di euro;
- fondo ripristino opere devolvibili per 1.064 migliaia di euro;
- fondo smantellamento e bonifica aree e fondi post-mortem per 4.004 migliaia di euro, che si prevedono di utilizzare entro i 12 mesi successivi.

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 2018.

POSIZIONE FINANZIARIA

L'indebitamento finanziario netto, calcolato come differenza tra i debiti finanziari a breve, medio e lungo termine e le attività finanziarie a breve, medio e lungo termine, è composto come riportato nella tabella seguente:

	migliaia di euro	
	30/06/2018	31/12/2017
Attività finanziarie a medio e lungo termine	(171.269)	(165.767)
Indebitamento finanziario a medio e lungo termine	2.794.200	3.023.888
Indebitamento finanziario netto a medio e lungo termine	2.622.931	2.858.121
Attività finanziarie a breve termine	(589.269)	(675.468)
Indebitamento finanziario a breve termine	394.126	189.132
Indebitamento finanziario netto a breve termine	(195.143)	(486.336)
Indebitamento finanziario netto	2.427.788	2.371.785

Dettaglio Posizione Finanziaria Netta verso parti correlate

Le attività finanziarie a lungo termine sono relative per 144.438 migliaia di euro a crediti verso il Comune di Torino e per 9.822 migliaia di euro a crediti verso società collegate.

Le attività finanziarie a breve termine sono relative per 11.523 migliaia di euro a crediti verso il Comune di Torino, per 411.500 migliaia di euro a crediti verso la joint venture OLT Offshore e per 5.403 migliaia di euro a crediti verso società collegate.

Le passività finanziarie a breve termine sono relative per 3.308 migliaia di euro a debiti verso il Comune di Torino, per 2.476 migliaia di euro a debiti verso FCT Holding e per 2.605 migliaia di euro a debiti verso la società collegata Valle Dora Energia.

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	
	30/06/2018	31/12/2017
A. Cassa	(111.438)	(169.086)
B. Altre disponibilità liquide (dettagli)	-	-
C. Titoli detenuti per la negoziazione	-	-
D. Liquidità (A) + (B) + (C)	(111.438)	(169.086)
E. Crediti finanziari correnti	(477.831)	(506.382)
F. Debiti bancari correnti	119.854	13.093
G. Parte corrente dell'indebitamento non corrente	257.192	137.480
H. Altri debiti finanziari correnti	17.080	38.559
I. Indebitamento finanziario corrente (F)+(G)+(H)	394.126	189.132
J. Indebitamento finanziario corrente netto (I) – (E) – (D)	(195.143)	(486.336)
K. Debiti bancari non correnti	1.009.973	1.148.105
L. Obbligazioni emesse	1.690.418	1.777.885
M. Altri debiti non correnti	93.809	97.898
N. Indebitamento finanziario non corrente (K) + (L) + (M)	2.794.200	3.023.888
O. Indebitamento finanziario netto (J) + (N)	2.599.057	2.537.552

Nella tabella seguente viene riportata la movimentazione del semestre delle passività finanziarie correnti e non correnti.

	migliaia di euro
Passività finanziari correnti e non correnti 31.12.2017	3.213.020
Sottoscrizione di finanziamenti a breve termine	91.000
Rimborso di finanziamenti a medio lungo termine	(120.115)
Passività acquisite a seguito di variazione area di consolidamento	12.117
Passività per contratti di leasing finanziario	2.421
Variazione di fair value strumenti derivati	(4.974)
Altre variazioni	(5.143)
Passività finanziari correnti e non correnti 30.06.2018	3.188.326

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 2018 il conto economico consolidato del Gruppo accoglie le grandezze economiche delle società del Gruppo Iren Rinnovabili e, a partire dal 1° aprile 2018, quelle delle società del Gruppo ACAM e di ReCos S.p.A.; i risultati economici del primo semestre 2018 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 della controllata Salerno Energia Vendite, mentre nel primo semestre 2017 erano inclusi a partire dal 1° maggio.

RICAVI

NOTA 30_RICAVI PER BENI E SERVIZI

La voce in questione risulta pari a 1.771.999 migliaia di euro (1.701.170 migliaia di euro nel primo semestre 2017). Per maggiori dettagli sull'andamento dei ricavi per settori di attività si rimanda alle tabelle del paragrafo XI "Informativa per settori di attività".

NOTA 31_VARIAZIONE DEI LAVORI IN CORSO

La voce, positiva, ammonta a 27 migliaia di euro (-4.707 migliaia di euro nel primo semestre 2017) e si riferisce prevalentemente alla contabilizzazione dell'avanzamento lavori svolti per il Comune di Torino. Nel primo semestre 2017 si riferivano alla contabilizzazione della conclusione lavori sul progetto di efficientamento energetico di impianti termici comunali della Città di Torino e dell'avanzamento lavori del progetto Torino LED.

NOTA 32_ALTRI PROVENTI

Gli altri proventi ammontano complessivamente a 164.930 migliaia di euro (117.069 migliaia di euro nel primo semestre 2017) 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 2018	I semestre 2017
Contributi c/impianto	4.917	4.220
Contributi allacciamento	3.417	4.211
Altri contributi	354	414
Totale	8.688	8.845

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. A partire dal 1° gennaio 2018, con l'introduzione dell'IFRS 15 - *Ricavi da contratti con i clienti*, tali contributi non possono più essere considerati parte del corrispettivo del servizio di distribuzione in quanto non si ha il trasferimento del controllo del bene e pertanto devono essere riscontati e rilasciati lungo la vita dell'asset di riferimento in linea con quanto previsto ai fini tariffari. Avendo usufruito della semplificazione, prevista dal medesimo principio, di rilevare gli impatti applicativi cumulati sull'apertura del 1° gennaio 2018 i dati comparativi del primo semestre 2017 non sono stati rideterminati.

Nel primo semestre 2018 il nuovo trattamento contabile ha causato una riduzione della voce Contributi di allacciamento per 573 migliaia di euro dovuta a:

- minori ricavi per contributi incassati nel primo semestre 2018 e riscontati per 3.990 migliaia di euro;
- maggiori ricavi per rigiro a conto economico di risconti di contributi di anni precedenti per 3.417 migliaia di euro.

Ricavi titoli energetici

	migliaia di euro	
	I semestre 2018	I semestre 2017
Ricavi Emission Trading	1.276	653
Ricavo incentivo ex-Certificati Verdi	46.580	45.916
Ricavi Certificati Bianchi	96.452	29.721
Totale	144.308	76.290

Il significativo aumento dei ricavi da Certificati Bianchi deriva principalmente dal riconoscimento di titoli di efficienza energetica per periodi pregressi e dalle vendite in borsa di eccedenze di titoli in portafoglio rispetto alle quantità necessarie all'adempimento degli obblighi di annullamento fissati dall'Autorità.

Proventi diversi

	migliaia di euro	
	I semestre 2018	I semestre 2017
Ricavi da contratti di servizio	2.828	1.476
Ricavi da affitti attivi e noleggi	635	1.338
Plusvalenze da alienazione di beni	814	-
Recuperi assicurativi	156	1.976
Rimborsi diversi	2.944	2.466
Proventi per Fair Value derivati sulle commodity	-	201
Altri ricavi e proventi	4.557	24.477
Totale	11.934	31.934

La significativa variazione della voce "altri ricavi e proventi" è dovuta principalmente al venir meno di ricavi per titoli energetici relativi ad esercizi precedenti iscritti nel primo semestre 2017.

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 2018	I semestre 2017
Acquisto energia elettrica	164.390	173.826
Acquisto gas	391.625	374.730
Acquisto calore	105	147
Acquisto altri combustibili	41	42
Acquisto Acqua	1.508	1.417
Altre materie prime e materiali magazzino	35.449	26.487
Emission trading	15.404	8.423
Certificati bianchi	22.525	24.966
Variazione delle rimanenze	(5.312)	(3.201)
Totale	625.735	606.837

NOTA 34_PRESTAZIONI DI SERVIZI E GODIMENTO BENI DI TERZI

I costi per prestazioni di servizi ammontano a 576.619 migliaia di euro e (529.453 migliaia di euro nel primo semestre 2017) e sono dettagliati nella tabella seguente.

	migliaia di euro	
	I semestre 2018	I semestre 2017
Trasporto energia elettrica e oneri sistema elettrico	286.158	292.781
Vettoriamento gas	41.482	25.815
Lavori di terzi, manutenzioni e prestazioni industriali	91.906	66.407
Raccolta e smaltimento, spazzamento neve, verde pubblico	82.976	73.580
Costi relativi al personale (mensa, formazione, trasferte)	4.978	4.188
Consulenze tecniche, amministrative commerciali e spese pubblicitarie	18.472	18.214
Spese legali e notarili	1.388	2.091
Assicurazioni	7.186	7.978
Spese bancarie	3.784	3.545
Spese telefoniche	3.084	2.901
Spese per informatica	14.989	9.992
Servizi di lettura e bollettazione	5.640	6.155
Compensi Collegio Sindacale	387	383
Altri costi per servizi	14.189	15.423
Totale costi per servizi	576.619	529.453

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 21.571 migliaia di euro (19.751 migliaia di euro nel primo semestre 2017). Comprendono 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, servitù di attraversamento terreni, canoni per leasing operativo (comprensivi dell’affitto dei fabbricati del fondo Core Multiutilities), noleggi, canoni informatici e affitti vari.

NOTA 35_ONERI DIVERSI DI GESTIONE

Gli oneri diversi di gestione ammontano a 25.344 migliaia di euro (40.961 migliaia di euro nel primo semestre 2017) e sono dettagliati nella tabella seguente:

	migliaia di euro	
	I semestre 2018	I semestre 2017
Spese generali	7.360	4.791
Canoni e sovraccanoni di derivazione	8.024	7.756
Imposte e tasse	9.867	9.301
Minusvalenze da alienazione di beni	20	49
Oneri da Fair Value derivati commodities	-	34
Altri oneri diversi di gestione	73	19.030
Totale	25.344	40.961

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 dal venir meno di costi per titoli energetici relativi ad esercizi precedenti iscritti nel primo semestre 2017.

NOTA 36_COSTI PER LAVORI INTERNI CAPITALIZZATI

I costi per lavori interni capitalizzati ammontano a 13.804 migliaia di euro (11.637 migliaia di euro nel primo semestre 2017) e riguardano gli incrementi dell’attivo patrimoniale realizzati con risorse e fattori produttivi interni.

	migliaia di euro	
	I semestre 2018	I semestre 2017
Manodopera capitalizzata	(10.999)	(9.862)
Materiali di magazzino capitalizzati	(2.805)	(1.775)
Totale	(13.804)	(11.637)

NOTA 37_COSTO DEL PERSONALE

I costi per il personale si attestano a 195.644 migliaia di euro (185.900 migliaia di euro nel primo semestre 2017) e sono così dettagliati:

	migliaia di euro	
	I semestre 2018	I semestre 2017
Retribuzioni lorde	137.715	126.683
Oneri sociali	44.934	41.727
TFR	576	520
Altri benefici a lungo termine dipendenti	171	313
Altri costi per il personale	11.551	16.059
Compensi amministratori	697	598
Totale	195.644	185.900

Si segnala che, come riportato in nota 36, sono stati capitalizzati 10.999 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.

	30/06/2018	31/12/2017	Media del periodo
Dirigenti	93	89	89
Quadri	301	265	286
Impiegati	3.327	2.918	3.196
Operai	3.377	3.013	3.196
Totale	7.098	6.285	6.767

L'incremento del numero dei dipendenti è dovuto principalmente al consolidamento delle società del Gruppo ACAM e al fatto che al 31 dicembre 2017 non includeva i dipendenti delle società del Gruppo Iren Rinnovabili in quanto acquisite alla fine dell'esercizio e dunque non partecipanti alla determinazione del costo del personale di Gruppo nel 2017.

NOTA 38_AMMORTAMENTI

Gli ammortamenti del periodo ammontano a 168.972 migliaia di euro (155.448 migliaia di euro nel primo semestre 2017).

	migliaia di euro	
	I semestre 2018	I semestre 2017
Attività materiali e investimenti immobiliari	113.385	109.023
Attività immateriali	55.587	46.425
Totale	168.972	155.448

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 21.590 migliaia di euro (29.901 migliaia di euro nel primo semestre 2017) ed è dettagliata nella tabella seguente:

	migliaia di euro	
	I semestre 2018	I semestre 2017
Accantonamenti a fondo svalutazione crediti	16.436	22.501
Accantonamenti a fondi rischi e ripristino beni di terzi	7.756	16.792
Rilascio fondi	(4.012)	(9.532)
Svalutazioni	1.410	140
Totale altri accantonamenti e svalutazioni	5.154	7.400

Come illustrato nel paragrafo Principi contabili, emendamenti ed interpretazioni applicati dal 1° gennaio 2018 e come indicato nella nota Nota 12_Crediti commerciali, l'accantonamento al fondo svalutazione crediti del periodo riflette la nuova metodologia prevista dal principio contabile IFRS 9 che ha inoltre comportato una rideterminazione in aumento del fondo stesso al 1° gennaio 2018 per 5.307 migliaia di euro.

L'andamento degli accantonamenti a fondi rischi e ripristino beni di terzi è riferibile alla valutazione di rischi di passività principalmente in ambito idrico, mentre i rilasci fondi del periodo si riferiscono alla revisione di stime di oneri accantonati in precedenti esercizi.

Le svalutazioni del periodo originano dalla rettifica in diminuzione del prezzo di mercato di parte dello stock dei diritti di emissione in portafoglio.

Il dettaglio della consistenza e della movimentazione dei fondi è riportato nel commento della voce "Fondi per rischi e oneri" dello Stato Patrimoniale.

NOTA 40_GESTIONE FINANZIARIA

Proventi finanziari

I proventi finanziari ammontano a 19.305 migliaia di euro (16.472 migliaia di euro nel primo semestre 2017). Il dettaglio è riportato nella tabella seguente:

	migliaia di euro	
	I semestre 2018	I semestre 2017
Dividendi	604	635
Interessi attivi verso banche	174	217
Interessi attivi su crediti/finanziamenti	10.097	10.425
Interessi attivi da clienti	1.487	1.221
Proventi fair value contratti derivati	5.522	2.551
Proventi realizzati su contratti derivati	862	-
Utili su cambi	10	-
Altri proventi finanziari	549	1.423
Totale	19.305	16.472

Gli interessi attivi su crediti/finanziamenti si riferiscono principalmente a interessi attivi verso la joint venture OLT Offshore (7.135 migliaia di euro) e ad interessi su crediti maturati sui rapporti di conto corrente tra il Gruppo e il Comune di Torino (2.298 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 49.952 migliaia di euro (56.428 migliaia di euro nel primo semestre 2017). Il dettaglio degli oneri finanziari è riportato nella tabella seguente:

	migliaia di euro	
	I semestre 2018	I semestre 2017
Interessi passivi su mutui	16.657	18.094
Interessi passivi su prestiti obbligazionari	19.930	21.955
Interessi passivi su c/c bancari	14	3
Interessi passivi verso altri	459	539
Oneri da fair value contratti derivati	357	1.728
Oneri realizzati su contratti derivati	9.840	12.786
Minusvalenza da cessione di attività finanziarie	219	-
Interest cost - Benefici ai dipendenti	833	614
Altri oneri finanziari	1.643	709
Totale	49.952	56.428

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 COLLEGATE CONTABILIZZATE CON IL METODO DEL PATRIMONIO NETTO

Il risultato di società collegate contabilizzate con il metodo del patrimonio netto è positivo ed ammonta a 825 migliaia di euro (positivo per 4.541 migliaia di euro nel primo semestre 2017). Per maggiori dettagli si rimanda alla nota 5 "Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto".

NOTA 42_RETTFICA DI VALORE DI PARTECIPAZIONI

La voce è positiva per 2.061 migliaia di euro (8.579 migliaia di euro nel primo semestre 2017) e si riferisce:

- alla ripresa di valore di Acquaenna 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. (+684 migliaia di euro);
- alla svalutazione della partecipazione in Consorzio Italiano Compostatori (-3 migliaia di euro).

Nel primo semestre 2017 si riferiva per 8.635 migliaia di euro alla rideterminazione al fair value, alla data di acquisizione delle quote di controllo, dell'interessenza di minoranza detenuta al 30 aprile 2017 in Salerno Energia Vendite. La parte residuale negativa per 56 migliaia di euro si riferiva a rettifiche di valore delle partecipazioni in Stadio Albaro e CSP Innovazione nelle ICT.

NOTA 43_IMPOSTE SUL REDDITO

Le imposte sul reddito del primo semestre 2018 sono stimate pari a 88.314 migliaia di euro (72.529 migliaia di euro nel primo semestre 2017) 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 2018, oltre alla consolidante Iren S.p.A., include le seguenti società: IRETI, Iren Mercato, Iren Acqua, Immobiliare delle Fabbriche, Iren Ambiente, Iren Rinnovabili, Greensource, Enia Solaris, Varsi Fotovoltaico, AMIAT, AMIAT V., TRM Holding (incorporata in Iren Ambiente) TRM V (incorporata in Iren Ambiente).

Tutti i rapporti, economici e giuridici, tra le parti sono stati disciplinati da apposito contratto interaziendale tra le società coinvolte e la consolidante Iren S.p.A..

NOTA 44_RISULTATO NETTO DA ATTIVITA' OPERATIVE CESSATE

Non è presente sia nel primo semestre 2018 che nel periodo comparativo.

NOTA 45_UTILE (PERDITA) DEL PERIODO ATTRIBUIBILE ALLE MINORANZE

L'utile di terzi, pari a 12.058 migliaia di euro (12.745 migliaia di euro nel primo semestre 2017), 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 2018 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.

	I semestre 2018	I semestre 2017
Utile (perdita) netto (migliaia di euro)	187.152	144.808
Numero medio ponderato di azioni in circolazione durante l'esercizio (migliaia)	1.283.187	1.276.226
Utile (perdita) per azione base (euro)	0,15	0,11

NOTA 47_ALTRE COMPONENTI DI CONTO ECONOMICO COMPLESSIVO

Le altre componenti di conto economico complessivo ammontano a 215 migliaia di euro (+3.997 migliaia di euro nel primo semestre 2017) 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, positiva per 46 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 222 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 -53 migliaia di euro.

IX. GARANZIE E PASSIVITÀ POTENZIALI

Le garanzie prestate riguardano:

- a) Fideiussioni per impegni propri per 403.580 migliaia di euro (369.791 migliaia di euro al 31 dicembre 2017); le voci più significative si riferiscono a fideiussioni emesse a favore:
- di ARPAE per 75.004 migliaia di euro a fronte conferimento rifiuti e gestioni operative e post-mortem di impianti soggetti ad A.I.A.;
 - di Provincia Torino/Città Metropolitana per 60.971 migliaia di euro a fronte conferimento rifiuti e gestione post-mortem impianti soggetti ad A.I.A.;
 - di ATO-R per 41.000 migliaia di euro come garanzie definitive procedura AMIAT/TRM;
 - di Comune Città di Torino per 27.478 migliaia di euro come garanzie definitive procedura AMIAT/TRM ;
 - del GME per 27.400 migliaia di euro a garanzia del contratto di adesione al mercato;
 - di CONSIP per 26.757 migliaia di euro per contratti fornitura energia elettrica;
 - di Agenzie Dogane per euro 19.712 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 18.243 migliaia di euro, di cui 942 migliaia di euro nell'interesse di OLT Offshore LNG Toscana in relazione alla realizzazione di un punto di consegna;
 - di INPS per 18.150 migliaia di euro per procedura esodo programmato dei dipendenti del gruppo;
 - di ATERSIR per 14.306 migliaia di euro per convenzioni e gare in corso S.I.I. e S.G.R.U.;
 - del Ministero dell'Ambiente per 12.702 migliaia di euro ;
 - di Terna per 5.088 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 2.501 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 344.035 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 (26.666 migliaia di euro al 31 dicembre 2017). 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

Il Gruppo Iren opera nei seguenti settori di attività:

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

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

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

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

Nei prospetti seguenti vengono esposti il capitale investito netto per settore di attività comparato ai valori al 31 dicembre 2017 e il conto economico (fino al risultato operativo) per settore di attività, raffrontato ai dati del primo semestre 2017. Si specifica che i dati comparativi del primo semestre 2017 sono stati rideterminati, come previsto dall'IFRS 3, con il completamento della Purchase Price Allocation, per tenere conto, alla data di acquisizione, del fair value definitivo delle attività e passività acquisite di REI - Ricupero Ecologici Industriali e Salerno Energia Vendite. Per maggiori dettagli si rinvia al paragrafo "Contenuto e forma del bilancio semestrale abbreviato consolidato" delle Note illustrative.

Situazione patrimoniale riclassificata per settori di attività al 30 giugno 2018

	milioni di euro						
	Energia	Mercato	Reti	Ambiente	Altri servizi	Non allocabili	Totale
Capitale immobilizzato	1.850	136	2.494	962	61	166	5.669
Capitale circolante netto	9	(31)	87	98	3	-	166
Altre attività e passività non correnti	(118)	(23)	(607)	(167)	6	-	(909)
Capitale investito netto (CIN)	1.741	82	1.974	894	69	166	4.926
Patrimonio netto							2.499
Posizione Finanziaria netta							2.428
Mezzi propri ed indebitamento finanziario netto							4.926

Situazione patrimoniale riclassificata per settori di attività al 31 dicembre 2017

milioni di euro

	Energia	Mercato	Reti	Ambiente	Altri servizi	Non allocabili	Totale
Capitale immobilizzato	1.876	131	2.272	933	32	168	5.412
Capitale circolante netto	50	10	59	50	13	-	182
Altre attività e passività non correnti	(101)	(25)	(435)	(166)	4	-	(723)
Capitale investito netto (CIN)	1.825	116	1.896	817	49	168	4.871
Patrimonio netto							2.499
Posizione Finanziaria netta							2.372
Mezzi propri ed indebitamento finanziario netto							4.871

Conto Economico per settori di attività del primo semestre 2018

milioni di euro

	Energia	Mercato	Reti	Ambiente	Altri servizi	Elisioni e rettifiche	Totale
Totali ricavi e proventi	620	1.241	443	294	42	(703)	1.937
Totale costi operativi	(413)	(1.178)	(282)	(221)	(40)	703	(1.431)
Margine Operativo Lordo (EBITDA)	207	63	161	73	2	-	506
Amm.ti, acc.ti netti e svalutazioni	(61)	(20)	(72)	(38)	1	-	(191)
Risultato operativo (EBIT)	145	43	88	36	3	-	315

Conto Economico rideterminato per settori di attività del primo semestre 2017

milioni di euro

	Energia	Mercato	Reti	Ambiente	Altri servizi	Elisioni e rettifiche	Totale
Totali ricavi e proventi	555	1.248	421	270	50	(731)	1.814
Totale costi operativi	(408)	(1.178)	(268)	(199)	(49)	731	(1.371)
Margine Operativo Lordo (EBITDA)	147	70	153	71	1	-	442
Amm.ti, acc.ti netti e svalutazioni	(63)	(21)	(67)	(34)	(0)	-	(185)
Risultato operativo (EBIT)	84	49	86	37	1	-	257

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.	Tortona (AL)	Euro	196.832.103	100,00	Iren
Acam S.p.A.	La Spezia	Euro	27.819.860	100,00	Iren
Acam Acque S.p.A.	La Spezia	Euro	24.260.050	100,00	Acam S.p.A.
Acam Ambiente S.p.A.	La Spezia	Euro	6.313.620	100,00	Acam S.p.A.
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
Centrogas Energia S.p.A.	La Spezia	Euro	5.100.000	100,00	Acam S.p.A.
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
Enia Solaris S.r.l.	Reggio Emilia	Euro	100.000	100,00	Greensource
Greensource S.p.A.	Reggio Emilia	Euro	1.000.000	100,00	Iren Rinnovabili
Immobiliare delle Fabbriche S.r.l.	Genova	Euro	90.000	100,00	Iren Acqua
Integra s.r.l.	La Spezia	Euro	1.500.000	100,00	Acam S.p.A.
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	Reggio Emilia	Euro	2.596.721	100,00	Iren Ambiente
Monte Querce S.c.a.r.l.	Reggio Emilia	Euro	100.000	60,00	Iren Ambiente
ReCos S.p.A.	La Spezia	Euro	3.516.000	49,00	Acam S.p.A.
				46,00	Iren Ambiente
R.E.I. S.r.l.	Pianezza (TO)	Euro	50.000	100,00	Iren Ambiente
Salerno Energia Vendite	Salerno	Euro	3.312.060	50,00	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
Varsi Fotovoltaico S.r.l.	Reggio Emilia	Euro	100.000	100,00	Greensource

ELENCO DELLE IMPRESE VALUTATE CON IL METODO DEL PATRIMONIO NETTO

Società a controllo congiunto (joint venture)

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.	Milano	Euro	40.489.544	46,79	Iren Mercato

Società 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	46,00	Ireti
Aguas de San Pedro	S.Pedro Sula (Honduras)	Lempiras	159.900	39,34	Ireti
Aiga S.p.A.	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 Rinnovabili
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 srl	Milano	Euro	10.000	50,00	Iren Mercato
G.A.I.A. S.p.A.	Asti	Euro	5.539.700	45,00	Iren Ambiente
Global Service Parma	Parma	Euro	20.000	30,00	Ireti
Iniziative Ambientali S.r.l.	Novellara (RE)	Euro	100.000	40,00	Iren Ambiente
Mondo Acqua	Mondovì (CN)	Euro	1.100.000	38,50	Ireti
Nord Ovest Servizi	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
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	13.148.879	30,00	Iren Rinnovabili
Tirana Acque (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 a cessare

ELENCO DELLE PARTECIPAZIONI IN ALTRE IMPRESE

Società	Sede	Valuta	Capitale sociale	% possesso	Società partecipante
Acque Potabili Siciliane in fallimento (1)	Palermo	Euro	5.000.000	9,83	Iren Acqua
Aeroporto di Reggio Emilia	Reggio Emilia	Euro	2.177.871	0,11	Studio Alfa
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 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
Emilbanca BCC	Bologna	Euro	-	-	Studio Alfa
Environment Park S.p.A.	Torino	Euro	11.406.780	3,39	Iren Energia
				7,41	AMIAT
Reggio Emilia Innovazione (2)	Reggio Emilia	Euro	871.956	0,99	Iren Ambiente
Società di Biotecnologie S.p.A.	Torino	Euro	536.000	1,00	Iren Energia
Stadio Albaro (2)	Genova	Euro	1.230.000	2,00	Iren Mercato
T.I.C.A.S.S.	Genova	Euro	176.000	3,45	Ireti

(1) in fallimento dal 29.10.2013

(2) Società in liquidazione

**RICONCILIAZIONE PROSPETTI DI BILANCIO IAS/IFRS CON I PROSPETTI DI BILANCIO
RICLASSIFICATI (Comunicazione Consob n. 6064293 del 28 luglio 2006)**

migliaia di euro

SP IAS/IFRS		SP RICLASSIFICATO	
Attività materiali	3.450.175	Attività materiali	3.450.175
Investimenti immobiliari	12.964	Investimenti immobiliari	12.964
Attività immateriali	1.881.368	Attività immateriali	1.881.368
Avviamento	158.958	Avviamento	158.958
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	158.778	Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	158.778
Altre partecipazioni	7.123	Altre partecipazioni	7.123
Totale (A)	5.669.366	Attivo Immobilizzato (A)	5.669.366
Altre attività non correnti	45.717	Altre attività non correnti	45.717
Debiti vari e altre passività non correnti	(458.745)	Debiti vari e altre passività non correnti	(458.745)
Totale (B)	(413.028)	Altre attività (Passività) non correnti (B)	(413.028)
Rimanenze	68.605	Rimanenze	68.605
Crediti commerciali non correnti	63.332	Crediti commerciali non correnti	63.332
Crediti commerciali	805.068	Crediti commerciali	805.068
Crediti per imposte correnti	13.116	Crediti per imposte correnti	13.116
Crediti vari e altre attività correnti	286.223	Crediti vari e altre attività correnti	286.223
Debiti commerciali	(661.443)	Debiti commerciali	(661.443)
Debiti vari e altre passività correnti	(287.027)	Debiti vari e altre passività correnti	(303.395)
Debiti per imposte correnti	(105.478)	Debiti per imposte correnti	(105.478)
Totale (C)	182.396	Capitale circolante netto (C)	166.028
Attività per imposte anticipate	333.689	Attività per imposte anticipate	333.689
Passività per imposte differite	(208.053)	Passività per imposte differite	(208.053)
Totale (D)	125.636	Attività (Passività) per imposte differite (D)	125.636
Benefici ai dipendenti	(121.626)	Benefici ai dipendenti	(121.626)
Fondi per rischi ed oneri	(448.400)	Fondi per rischi ed oneri	(448.400)
Fondi per rischi ed oneri quota corrente	(68.385)	Fondi per rischi ed oneri quota corrente	(52.017)
Totale (E)	(638.411)	Fondi e Benefici ai dipendenti (E)	(622.043)
Attività destinate ad essere cedute	524	Attività destinate ad essere cedute	524
Passività correlate ad attività destinate ad essere cedute	-	Passività correlate ad attività destinate ad essere cedute	-
Totale (F)	524	Attività (Passività) destinate a essere cedute (F)	524
		Capitale investito netto (G=A+B+C+D+E+F)	4.926.483
Patrimonio Netto (H)	2.498.695	Patrimonio Netto (H)	2.498.695
Attività finanziarie non correnti	(171.269)	Attività finanziarie non correnti	(171.269)
Passività finanziarie non correnti	2.794.200	Passività finanziarie non correnti	2.794.200
Totale (I)	2.622.931	Indeb. finanziario a medio e lungo termine (I)	2.622.931
Attività finanziarie correnti	(477.831)	Attività finanziarie correnti	(477.831)
Cassa e altre disponibilità liquide equivalenti	(111.438)	Cassa e altre disponibilità liquide equivalenti	(111.438)
Passività finanziarie correnti	394.126	Passività finanziarie correnti	394.126
Totale (L)	(195.143)	Indeb. finanziario a breve termine (L)	(195.143)
		Indebitamento finanziario netto (M=I+L)	2.427.788
		Mezzi propri e indeb. finanziario netto (H+M)	4.926.483

DETTAGLIO RAPPORTI CON PARTI CORRELATE

	migliaia di euro				
	Crediti Commerciali	Crediti Finanziari	Crediti di altra natura	Debiti Commerciali	Debiti Finanziari
SOCI PARTI CORRELATE					
Comune Genova	6.931	-	2.070	10.941	-
Comune Parma	17.925	-	412	698	-
Comune Piacenza	5.177	-	3	1.975	-
Comune Reggio Emilia	11.928	-	578	1.160	-
Comune Torino	71.964	155.960	393	4.112	3.308
Finanziaria Sviluppo Utilities	-	-	41	-	-
JOINT VENTURES					
OLT Offshore LNG	137	411.500	-	-	-
Acque Potabili	201	-	-	106	-
SOCIETA' COLLEGATE					
A2A Alfa	1	-	-	-	-
ACOS	35	5.330	-	-	-
ACOS Energia	2	-	-	(7)	-
Acquaenna	467	5.190	-	384	-
Aguas de San Pedro	-	423	-	-	-
AIGA	288	4	28	113	-
AMAT	14	-	-	-	-
AMTER	3.380	-	-	60	-
ASA	2.800	-	-	204	-
ASTEA	8	1.503	-	-	-
Asti Energia e Calore	1.073	943	-	-	-
BI Energia	10	746	-	-	-
CSP - Innovazione nelle ICT	-	-	-	18	-
Domus Acqua	96	-	-	-	-
GAIA	100	581	-	-	-
Global Service Parma	3.702	-	-	897	-
Iniziative Ambientali	3	-	-	-	-
Mondo Acqua	500	-	-	-	-
Nord Ovest Servizi	11	-	-	-	-
Piana Ambiente in liquidazione	70	-	-	-	-
Plurigas in liquidazione	6	-	-	(259)	-
Rio Riazzone	-	-	-	2	-
Sinergie Italiane in liquidazione	21	-	6.901	71	-
So. Sel.	21	44	-	1.821	-
STU Reggiane	505	474	-	-	-
Valle Dora Energia	183	-	-	733	2.605
ALTRE PARTI CORRELATE					
Controllate Comune di Torino	2.781	-	16	1.375	2.476
Controllate Comune di Genova	3.547	-	17	69	-
Controllate Comune di Parma	2.049	-	278	218	-
Controllate Comune di Piacenza	23	-	-	1.142	-
Controllate Comune di Reggio Emilia	208	-	3.208	89	-
Altre	-	-	-	-	-
TOTALE	136.167	582.698	13.945	25.922	8.389

migliaia di euro

	Debiti di altra natura	Ricavi e proventi	Costi e altri oneri	Proventi finanziari	Oneri finanziari
SOCI PARTI CORRELATE					
Comune Genova	-	5.054	3.727	-	-
Comune Parma	-	18.449	538	-	-
Comune Piacenza	-	9.544	1.008	-	-
Comune Reggio Emilia	1	18.469	319	-	-
Comune Torino	-	102.844	1.603	2.298	-
Finanziaria Sviluppo Utilities	-	16	-	-	-
JOINT VENTURES					
OLT Offshore LNG	-	3	-	7.135	-
Acque Potabili	-	235	250	-	-
SOCIETA' COLLEGATE					
A2A Alfa	-	1	-	-	-
ACOS	-	52	-	-	-
ACOS Energia	-	-	30	-	-
Acquaenna	-	40	-	24	-
Aguas de San Pedro	-	-	-	-	-
AIGA	-	4	-	8	-
AMAT	-	14	-	-	-
AMTER	-	997	168	2	-
ASA	-	86	38	15	-
ASTEA	-	8	-	-	-
Asti Energia e Calore	-	140	-	13	-
BI Energia	-	-	-	6	-
CSP - Innovazione nelle ICT	-	-	76	-	-
Domus Acqua	-	-	-	-	-
GAIA	-	485	19	-	-
Global Service Parma	-	1.144	398	-	-
Iniziative Ambientali	-	2	-	-	-
Mondo Acqua	-	148	-	4	-
Nord Ovest Servizi	-	-	-	52	-
Piana Ambiente in liquidazione	-	-	-	-	-
Plurigas in liquidazione	-	-	-	-	-
Rio Riazzone	-	-	-	-	-
Sinergie Italiane in liquidazione	-	43	30.104	-	-
So. Sel.	2	37	3.441	-	-
STU Reggiane	-	(9)	-	6	-
Valle Dora Energia	-	328	2.133	-	-
ALTRE PARTI CORRELATE					
Controllate Comune di Torino	143	1.679	1.183	-	2
Controllate Comune di Genova	-	2.763	96	-	-
Controllate Comune di Parma	34	1.510	1.595	-	221
Controllate Comune di Piacenza	1	196	1.142	-	-
Controllate Comune di Reggio Emilia	-	772	3.426	-	-
Altre	-	2	-	-	-
TOTALE	181	165.056	51.294	9.563	223

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 e Controllo 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 2018.
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.

1 agosto 2018

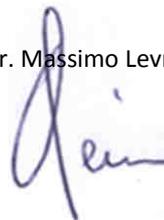
L'Amministratore Delegato

Dr. Massimiliano Bianco



Il Direttore Amministrazione e Finanza
e Dirigente Preposto L. 262/05

Dr. Massimo Levrino



RELAZIONE DI REVISIONE CONTABILE LIMITATA SUL BILANCIO SEMESTRALE ABBREVIATO CONSOLIDATO

Agli Azionisti della
Iren SpA

Introduzione

Abbiamo svolto la revisione contabile limitata dell'allegato bilancio semestrale abbreviato consolidato, 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 della Iren SpA e sue controllate ("Gruppo Iren") al 30 giugno 2018. Gli amministratori sono responsabili per la redazione del bilancio semestrale abbreviato consolidato 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 semestrale abbreviato consolidato sulla base della revisione contabile limitata svolta.

Portata della revisione contabile limitata

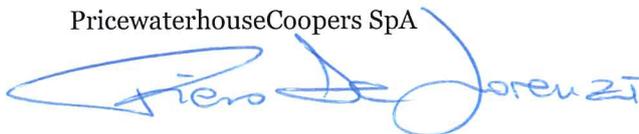
Il nostro lavoro è stato svolto secondo i criteri per la revisione contabile limitata raccomandati dalla Consob con Delibera n° 10867 del 31 luglio 1997. La revisione contabile limitata del bilancio semestrale abbreviato consolidato consiste nell'effettuare colloqui, prevalentemente con il personale 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 semestrale abbreviato consolidato.

Conclusioni

Sulla base della revisione contabile limitata svolta, non sono pervenuti alla nostra attenzione elementi che ci facciano ritenere che il bilancio semestrale abbreviato consolidato del Gruppo Iren al 30 giugno 2018 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.

Torino, 3 agosto 2018

PricewaterhouseCoopers SpA



Piero De Lorenzi
(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 12979880155 Iscritta al n° 119644 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 Wulher 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.gruppoiren.it

