



**Relazione
Finanziaria semestrale**
al 30 giugno 2014

Sommario

Premessa.....	1
Gruppo Iren in cifre.....	2
Cariche sociali.....	4
Missione e valori del Gruppo Iren.....	5
RELAZIONE SULLA GESTIONE.....	7
Il Gruppo Iren: l'assetto organizzativo.....	8
Informazioni sul titolo Iren nel primo semestre 2014.....	13
Dati operativi.....	16
Scenario di mercato.....	19
Fatti di rilievo del periodo.....	25
Situazione economica.....	27
Analisi per settori di attività.....	29
Situazione finanziaria.....	39
Fatti di rilievo intervenuti dopo la chiusura del periodo ed evoluzione prevedibile della gestione.....	41
Quadro normativo.....	43
Gestione Finanziaria.....	56
Rapporti con Parti Correlate.....	58
Rischi e incertezze.....	59
Organizzazione e sistemi informativi.....	64
Ricerca e sviluppo.....	65
Personale.....	74
Qualità, Ambiente e Sicurezza.....	75
Iren e la Sostenibilità.....	79
BILANCIO SEMESTRALE ABBREVIATO CONSOLIDATO E NOTE ESPLICATIVE.....	81
Prospetto della situazione patrimoniale – finanziaria.....	82
Prospetto di conto economico.....	84
Prospetto delle altre componenti di conto economico complessivo.....	85
Prospetto delle variazioni delle voci di patrimonio netto.....	86
Rendiconto finanziario.....	88
Note esplicative.....	89
I. Contenuto e forma del bilancio semestrale abbreviato consolidato.....	90
II. Variazione area di consolidamento rispetto al 31 dicembre 2013.....	97
III. Gestione dei rischi finanziari del Gruppo.....	97
IV. Informativa sui rapporti con parti correlate.....	102
V. Fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura del periodo.....	106
VI. Altre informazioni.....	107
VII. Informazioni sulla situazione patrimoniale – finanziaria.....	108
VIII. Informazioni sul conto economico.....	135
IX. Garanzie e passività potenziali.....	143
X. Informativa per settori di attività.....	146
XI. Allegati al bilancio semestrale abbreviato consolidato.....	149
Attestazione del bilancio semestrale abbreviato ai sensi dell'art. 154-bis del D.LGS. 58/1998.....	156
Relazione della società di revisione sulla revisione contabile limitata del bilancio semestrale abbreviato consolidato.....	157

PREMESSA

Come diffusamente esplicitato nel successivo paragrafo delle Note Illustrative “Contenuto e forma del bilancio semestrale abbreviato consolidato” relativo ai Principi contabili applicati, dal primo gennaio 2014 risulta applicabile, tra gli altri, il nuovo IFRS 11 – Accordi a controllo congiunto, che disciplina il trattamento contabile delle Joint Venture. Il principio non consente più il mantenimento del consolidamento proporzionale per le Joint Venture applicato dal Gruppo Iren fino al 31 dicembre 2013. La conseguenza di quanto esposto si manifesta attraverso l’uscita dal perimetro di consolidamento delle società AES Torino, Iren Rinnovabili (e sue controllate), OLT Offshore LNG e Società Acque Potabili (e sue controllate) che vengono contabilizzate con il metodo del Patrimonio Netto.

A seguito di quanto sopra descritto gli Amministratori hanno, peraltro, ritenuto opportuno predisporre, oltre agli schemi di bilancio redatti in conformità ai principi contabili internazionali in vigore, specifici prospetti (definiti *riesposti*) al fine di rappresentare e dettagliare per singola linea di conto economico e di stato patrimoniale il business del teleriscaldamento della città di Torino. Tale attività, infatti, è gestita attraverso la partecipata a controllo congiunto AES Torino S.p.A., che, in applicazione del nuovo IFRS 11, sarebbe contabilizzata quale mero investimento finanziario.

Tali prospetti Riesposti, oltre a fornire informazioni sostanzialmente coerenti a quelle fornite prima dell’entrata in vigore del nuovo IFRS 11 (quando AES S.p.A. era oggetto di consolidamento proporzionale), meglio riflettono la rilevanza strategica del business del teleriscaldamento, in cui il Gruppo Iren risulta ai vertici nazionali, ed il ruolo svolto dal Gruppo nella gestione e nello sviluppo del teleriscaldamento nella città di Torino, come altresì confermato a seguito dell’accordo siglato con Italgas ad inizio del mese di aprile 2014 illustrato al paragrafo relativo agli eventi significativi del primo semestre 2014. Tale accordo prevede la scissione di AES Torino S.p.A. ed il trasferimento in capo al Gruppo Iren delle attività inerenti il teleriscaldamento della città di Torino a far data dal 1° luglio 2014.

Per le ragioni sopra esposte i commenti, riportati nella presente Relazione sulla Gestione, sull’andamento patrimoniale, economico e finanziario del Gruppo Iren relativi al primo semestre 2014, fanno riferimento a tali prospetti riesposti.

Coerentemente con quanto sopra riportato anche l’informativa per settori di attività, che come richiesto dall’IFRS 8 si basa sugli elementi che il management utilizza nel prendere le proprie decisioni operative e strategiche, fa riferimento ai dati riesposti.

GRUPPO IREN IN CIFRE

	Primo Semestre 2014 Riesposto	Primo Semestre 2013 Riesposto	Variaz. %
Dati Economici (milioni di euro)			
Ricavi	1.521	1.788	(14,9)
Margine operativo lordo	371	380	(2,4)
Risultato operativo	229	252	(9,2)
Risultato prima delle imposte	168	215	(22,0)
Risultato netto di Gruppo e di Terzi	87	118	(26,6)
Dati Patrimoniali (milioni di euro)			
	Al 30/06/2014 Riesposto	Al 31/12/2013 Riesposto	
Capitale investito netto	4.228	4.191	0,9
Patrimonio netto	1.986	1.999	(0,7)
Posizione finanziaria netta	(2.242)	(2.192)	2,3
Indicatori economico-finanziari			
	<i>Primo Semestre 2014 Riesposto</i>	<i>Primo semestre 2013 Riesposto</i>	
MOL/Ricavi	24,4%	21,2%	
	<i>Al 30/06/2014 Riesposto</i>	<i>Al 31/12/2013 Riesposto</i>	
Debt/Equity	1,13	1,10	
Dati tecnici e commerciali			
	<i>Primo Semestre 2014</i>	<i>Primo semestre 2013</i>	
Energia elettrica venduta (GWh)	5.755	6.555	(12,2)
Energia termica prodotta (GWh _t)	1.494	1.842	(18,9)
Volumetria teleriscaldata (mln m ³)	79	77	3,3
Gas venduto (mln m ³)	1.242	1.726	(28,0)
Acqua distribuita (mln m ³)	72	75	(4,3)
Rifiuti trattati (ton)	521.338	498.843	4,5

(*) Variazione superiore al 100%

Iren, multiutility quotata alla Borsa Italiana, è nata il 1° luglio 2010 dall'unione tra IRIDE ed ENÌA. Opera nei settori dell'energia elettrica (produzione, distribuzione e vendita), dell'energia termica per teleriscaldamento (produzione, vettoriamento e vendita), del gas (distribuzione e vendita), della gestione dei servizi idrici integrati, dei servizi ambientali (raccolta e smaltimento dei rifiuti) e dei servizi per le Pubbliche Amministrazioni.

Iren è strutturata sul modello di una holding industriale con sede direzionale a Reggio Emilia, sedi operative a Genova, Parma, Piacenza e Torino, e società responsabili delle singole linee di business. Alla holding fanno capo le attività strategiche, di sviluppo, coordinamento e controllo, mentre le cinque società operative garantiscono il coordinamento e lo sviluppo delle linee di business in accordo a quanto esposto nel seguito:

- Iren Acqua Gas nel ciclo idrico integrato;
- Iren Energia nel settore della produzione di energia elettrica e termica e dei servizi tecnologici;
- Iren Mercato nella vendita di energia elettrica, gas e teleriscaldamento;
- Iren Emilia nel settore gas, nella raccolta dei rifiuti, nell'igiene ambientale e nella gestione dei servizi locali;
- Iren Ambiente nella progettazione e gestione degli impianti di trattamento e smaltimento rifiuti e nel settore delle energie rinnovabili.

Produzione energia elettrica: grazie ad un consistente parco di impianti di produzione di energia elettrica e termica a scopo teleriscaldamento, la capacità produttiva complessiva è pari a oltre 8.800 GWh annui, inclusa la quota assicurata dagli impianti acquisiti da Edipower (Turbigio e Tusciano).

Distribuzione Gas: attraverso oltre 9.000 chilometri di rete Iren serve più di un milione di clienti.

Distribuzione Energia Elettrica: con 7.474 chilometri di reti in alta, media e bassa tensione il Gruppo distribuisce l'energia elettrica a circa 691.000 clienti a Torino e Parma.

Ciclo idrico integrato: con circa 14.150 chilometri di reti acquedottistiche, oltre 8.000 km di reti fognarie e 813 impianti di depurazione, Iren fornisce più di 2.400.000 abitanti.

Ciclo ambientale: con 123 stazioni ecologiche attrezzate, 2 termovalorizzatori, 1 discarica, 12 impianti di trattamento e 2 impianti di compostaggio, il Gruppo serve 116 comuni per un totale di circa 1.139.000 abitanti.

Teleriscaldamento: grazie a 878 chilometri di reti interrante di doppia tubazione il Gruppo Iren fornisce il calore ad una volumetria di circa 79 milioni di metri cubi, pari ad una popolazione servita di oltre 550.000 persone.

Vendita gas, energia elettrica e termica: il Gruppo ha commercializzato nel corso del 1° semestre 2014 558 milioni di metri cubi di gas, oltre 5.750 GWh di energia elettrica e oltre 1.550 GWh_t di calore per teleriscaldamento.

CARICHE SOCIALI

Consiglio di Amministrazione

Presidente	Francesco Profumo
Vice Presidente	Andrea Viero
Amministratore Delegato	Nicola De Sanctis
Consiglieri	Franco Amato ⁽¹⁾
	Lorenzo Bagnacani
	Roberto Bazzano
	Tommaso Dealessandri
	Anna Ferrero
	Roberto Walter Firpo ⁽²⁾ fino al 18 giugno 2014
	Augusto Buscaglia ^(2 bis) dal 18 giugno 2014
	Alessandro Ghibellini ⁽³⁾
	Fabiola Mascardi ⁽⁴⁾
	Ettore Rocchi ⁽⁵⁾
	Barbara Zanardi ⁽⁶⁾

Collegio Sindacale

Presidente	Paolo Peveraro ⁽⁷⁾
Sindaci effettivi	Aldo Milanese ⁽⁷⁾
	Annamaria Fellegara ⁽⁷⁾
Sindaci supplenti	Alessandro Cotto ⁽⁷⁾
	Emilio Gatto ⁽⁷⁾

Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili e societari

Massimo Levrino

Società di Revisione

PricewaterhouseCoopers S.p.A. ⁽⁸⁾

⁽¹⁾ Presidente del Comitato Controllo e Rischi e componente del Comitato Operazioni Parti Correlate.

⁽²⁾ Componente del Comitato Remunerazioni fino al 18.6.2014.

^(2bis) Componente del Comitato Remunerazioni dal 04.07.2014.

⁽³⁾ Componente del Comitato Controllo e Rischi.

⁽⁴⁾ Presidente del Comitato Remunerazioni e componente del Comitato Operazioni Parti Correlate.

⁽⁵⁾ Componente del Comitato Remunerazioni.

⁽⁶⁾ Presidente del Comitato Operazioni Parti Correlate e componente del Comitato Controllo e Rischi.

⁽⁷⁾ Nominati dall'Assemblea Ordinaria del 14 maggio 2012 per il triennio 2012-2014.

⁽⁸⁾ Incarico affidato dall'Assemblea Ordinaria del 14 maggio 2012 per il novennio 2012-2020.



MISSIONE E VALORI DEL GRUPPO IREN

La missione del Gruppo Iren è quella di offrire ai clienti e ai cittadini efficienza, efficacia, economicità ed elevata qualità dei servizi, operando con competenza e professionalità, nel pieno rispetto dell'ambiente e della sicurezza, nei settori dell'energia, dei servizi idrici integrati, ambientali e per le pubbliche amministrazioni, contribuendo al benessere dei propri collaboratori e delle comunità e garantendo ai propri azionisti un'adeguata redditività d'impresa.



Iren S.p.A.

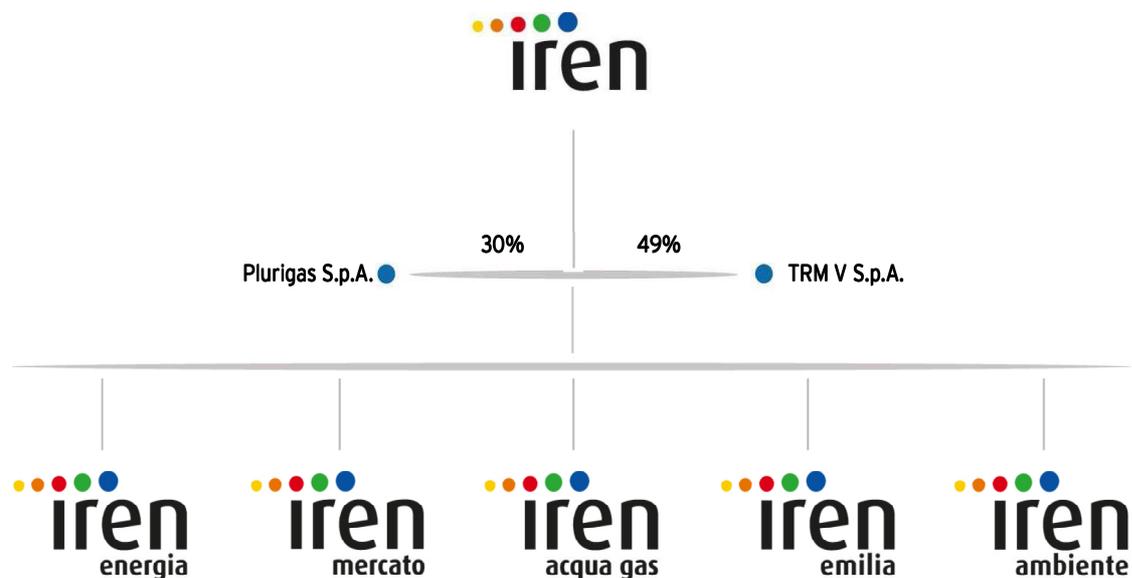
Via Nubi di Magellano, 30 - 42123 Reggio Emilia
Capitale sociale interamente versato euro 1.276.225.677,00
Registro Imprese di Reggio Emilia n. 07129470014
Codice Fiscale e partita IVA n. 07129470014

The background is a solid yellow color. On the left side, there is a decorative graphic consisting of several thick, curved lines in white, orange, red, green, and blue. These lines start from the left edge and curve towards the right, with some overlapping each other. The lines are smooth and have a slight gradient effect.

Relazione sulla gestione

al 30 giugno 2014

IL GRUPPO IREN: L'ASSETTO ORGANIZZATIVO



L'Assemblea degli azionisti del 27 marzo 2013 ha deliberato la liquidazione volontaria della società Plurigas S.p.A.

Nella rappresentazione sono state considerate le principali Società Partecipate di Iren Holding.

IREN ENERGIA

Produzione di energia elettrica e termica cogenerativa

Iren Energia dispone complessivamente di circa 3.000 MW di potenza installata, di cui circa 2.800 MW direttamente e circa 200 MW tramite la partecipata Energia Italiana. In particolare, Iren Energia ha la disponibilità di 25 impianti di produzione di energia elettrica: 19 idroelettrici, 5 termoelettrici in cogenerazione e 1 termoelettrico, per una potenza complessiva di circa 2.200 MW in assetto elettrico e 2.300 MW termici, di cui 900 MW in cogenerazione. Le fonti di energia primaria utilizzate sono totalmente 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. La potenza termica complessiva di Iren Energia è di 2.300 MWt, di cui il 40% proviene dagli impianti di cogenerazione di proprietà e la parte restante è relativa a generatori di calore convenzionali. La produzione di calore nel primo semestre 2014 è stata pari a circa 1.494 GWh_t, con una volumetria teleriscaldata pari a circa 79 milioni di metri cubi.

Distribuzione di energia elettrica

Iren Energia, tramite la controllata AEM Torino Distribuzione, svolge l'attività di distribuzione di energia elettrica su tutto il territorio delle città di Torino e di Parma (circa 1.094.000 abitanti); nel primo semestre 2014 l'energia elettrica complessiva distribuita è stata pari a 1.915 GWh, di cui 1.467 GWh nella Città di Torino e 448 GWh nella città di Parma.

Distribuzione Gas e Teleriscaldamento

Le attività di teleriscaldamento e distribuzione del gas nel capoluogo piemontese sono svolte da AES Torino (partecipata al 51% da Iren Energia e dal 1° luglio 2014 a seguito della scissione di AES Torino integrata in Iren Energia), che possiede una delle più estese reti di teleriscaldamento a livello nazionale, con circa 520 km di doppia tubazione al 31 dicembre 2013. Nel 2013 la rete del gas, estesa per 1.335 km, ha servito circa 500.000 clienti finali.

Iren Energia dispone anche delle reti di teleriscaldamento nella città di Reggio Emilia con un'estensione di circa 216 Km, di Parma con circa 84 Km e di Piacenza con circa 19 Km.

Infine, la società Nichelino Energia, partecipata da Iren Energia (67%) e da AES Torino (33%), ha come obiettivo lo sviluppo del teleriscaldamento nella città di Nichelino.

Servizi agli Enti Locali e Global Service

Iren Servizi e Innovazione è attiva nel campo dell'illuminazione pubblica e monumentale, degli impianti semaforici, della gestione in global service tecnologico di edifici, delle energie rinnovabili ed alternative e fornisce inoltre servizi in qualità di consulente energetico.

Iren Servizi e Innovazione realizza impianti per la produzione di energia elettrica mediante fonti rinnovabili, quali fotovoltaico, solare termico e biomasse (cippato di legno e pellets), o assimilate, come ad esempio gli impianti di trigenerazione (energia elettrica, "caldo" e "freddo").

IREN MERCATO

Il Gruppo, tramite IREN Mercato, opera nella commercializzazione dell'energia elettrica, del gas, del calore, nella fornitura di combustibili per il gruppo, nell'attività di trading dei titoli di efficienza energetica, certificati verdi ed emission trading, nei servizi di gestione clienti a società partecipate dal gruppo, nella fornitura di servizi calore e nella vendita di calore tramite la rete di teleriscaldamento.

Iren Mercato è presente su tutto il territorio nazionale con una maggiore concentrazione di clientela servita nella zona del centro nord dell'Italia.

Iren Mercato presiede alle attività di programmazione, dispacciamento e consuntivazione dell'energia elettrica; presiede inoltre alla commercializzazione dell'energia proveniente dalle diverse fonti del gruppo sul mercato rappresentato dai clienti finali, dalla Borsa Elettrica Italiana e da altri operatori grossisti.

Le principali fonti del Gruppo disponibili per le attività di Iren Mercato sono rappresentate dalle centrali termoelettriche e idroelettriche di Iren Energia S.p.A.

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.

Infine, Iren Mercato gestisce la vendita del calore ai clienti teleriscaldati del comune di Torino e dei capoluoghi di Reggio Emilia, Parma e Piacenza e lo sviluppo commerciale sulle aree di nuovo insediamento del teleriscaldamento sia nell'ambito urbano torinese che per comuni limitrofi (Nichelino).

Iren Mercato storicamente è attiva nella vendita diretta del gas metano su tutto il territorio del Comune di Genova e nei comuni limitrofi delle altre province liguri e del basso Piemonte; a seguito delle fusioni che l'hanno interessata serve inoltre il comune di Torino e Sassuolo (Modena) e le province di Reggio Emilia, Parma e Piacenza.

Il gruppo è altresì attivo nella vendita di servizi gestione calore e global service sia a favore di soggetti privati sia di enti pubblici. L'attività di sviluppo è stata concentrata sulla filiera dedicata alla gestione degli impianti di climatizzazione degli edifici adibiti ad usi di civile abitazione e terziario con l'offerta di contratti servizi energia anche attraverso società controllate e partecipate. Tale modello garantisce la fidelizzazione dei clienti nel lungo periodo con il conseguente mantenimento delle forniture di gas naturale che costituiscono una delle principali attività di Iren Mercato.

Commercializzazione Gas Naturale

I volumi complessivi di gas naturale approvvigionati nel corso del primo semestre 2014 sono stati pari a 1.242 Mmc di cui circa 558 Mmc commercializzati a clienti finali esterni al Gruppo, 600 Mmc impiegati all'interno del Gruppo IREN sia per la produzione di energia elettrica e termica sia per la fornitura di servizi calore mentre 84 Mmc rappresentano il gas in stoccaggio.

Al 30 giugno 2014 i clienti gas gestiti direttamente da Iren Mercato sono pari a circa 730.000 distribuiti sul bacino storico genovese e sulle aree di sviluppo limitrofe, sul bacino torinese e sui bacini storici emiliani.

Commercializzazione energia elettrica

I volumi commercializzati nel primo semestre 2014, sono stati pari a 5.755 GWh.

I clienti di energia elettrica gestiti a fine giugno 2014 sono pari a circa 708.000 distribuiti principalmente sul bacino tradizionalmente servito, corrispondente a Torino e Parma, e sulle aree presidiate commercialmente dall'azienda.

Nel seguito viene presentata un'analisi per cluster di clientela finale.

Mercato libero e borsa

I volumi complessivamente venduti a clienti finali e grossisti sono pari a 2.605 GWh, mentre i volumi impiegati sulla borsa al lordo dell'energia compravenduta sono pari a 2.772 GWh. Nel primo semestre 2014 le disponibilità interne al Gruppo Iren, ammontano a 3.318 GWh (Iren Energia) cui si aggiungono 144 GWh provenienti dagli impianti PAI e TRM. Alle disponibilità interne si aggiungono la borsa (al lordo dell'energia compravenduta) per 1.092 GWh e gli acquisti da grossisti per 1.010 GWh. La parte residuale dei volumi commercializzati si riferisce principalmente alle operazioni infragruppo ed alle perdite di distribuzione.

Mercato ex vincolato

I clienti complessivamente gestiti in regime di maggior tutela da Iren Mercato nel primo semestre 2014 sono pari a circa 309.000, mentre i volumi complessivamente venduti ammontano a 378 GWh.

Vendita calore tramite rete di teleriscaldamento

Iren Mercato gestisce la vendita del calore ai clienti teleriscaldati del Comune di Genova attraverso il CAE, del Comune di Torino, di Nichelino e delle province di Reggio Emilia, Piacenza e Parma.

Tale attività si espleta nella fornitura di calore ai clienti già serviti dalla rete di teleriscaldamento, nella gestione dei rapporti con i medesimi e nel controllo e conduzione delle sottocentrali che alimentano impianti termici degli edifici serviti dalla rete. Il calore venduto ai clienti è fornito da Iren Energia S.p.A. a condizioni economiche tali da garantire un'adeguata remunerazione.

Nel corso dei primi sei mesi del 2014 la volumetria teleriscaldata si è attestata a 79 milioni di metri cubi in incremento rispetto all'esercizio precedente (+2,5 milioni di metri cubi).

Gestione servizi calore

Il gruppo è attivo nella vendita di servizi gestione calore e global service sia a favore di soggetti privati che di enti pubblici.

Impianto di rigassificazione LNG

Come riportato nel bilancio 2013 si segnala che in data 12 luglio 2013, Olt ha formalizzato la propria rinuncia all'esenzione dal TPA (Third Party Access), inviandone formale comunicazione al Ministero dello Sviluppo Economico.

La rinuncia al diritto di esenzione dal regime di TPA era espressamente prevista nell'ambito della disciplina del fattore di garanzia stabilita dalla delibera AEEG n. 92/08.

Nel corso del primo semestre 2014, sono proseguiti i contatti con il Ministero in seguito ai quali la Direzione Generale per la sicurezza dell'approvvigionamento e le infrastrutture energetiche agli inizi di marzo comunicava che *"in seguito al parere positivo dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas, di cui alla Delibera 16 gennaio 2014 4/2014/I/GASA, è stato predisposto lo schema di decreto, trasmesso agli Uffici di Gabinetto di questo Ministero, relativo all'accettazione della rinuncia in questione, a decorrere dal 20 dicembre 2013, data di entrata in esercizio del terminale di rigassificazione"*.

L'intervenuto cambio di Governo ha causato un ulteriore superamento dei termini previsti dall'ordinamento, reso inevitabile per acquisire la dovuta conoscenza in merito al terminale e all'iter procedimentale in corso.

Gli amministratori ritengono comunque che vi siano sufficienti elementi per prevedere la positiva conclusione del procedimento, e quindi il rilascio del fattore di garanzia alla Società.

IREN ACQUA GAS

Servizi Idrici Integrati

Iren Acqua Gas, direttamente e tramite le società operative controllate Mediterranea delle Acque e Idrotigullio e la partecipata Am.Ter, si occupa della gestione dei servizi idrici nelle province di Genova, Parma, Reggio Emilia e Piacenza. In particolare ha assunto a partire dal luglio 2004 il ruolo di Gestore d'Ambito nell'ATO Genovese e dal 1° luglio 2010 si è aggiunta la gestione del ramo idrico relativamente agli ambiti di Reggio Emilia e Parma, conferito a Iren Acqua Gas nel processo di fusione Iride-Enìa.

A partire dal 1° ottobre 2011 Iren Acqua Gas, in virtù del conferimento del ramo idrico effettuato da Iren Emilia, ha esteso la propria gestione nel territorio dell'Ambito di Piacenza.

Iren Acqua Gas, con la propria struttura raggiunge, negli Ambiti Territoriali Ottimali (ATO) gestiti (Area Genovese, Reggio Emilia Parma e Piacenza), complessivamente un bacino di 177 Comuni e oltre 2 milioni di abitanti serviti.

Iren Acqua Gas direttamente e tramite le sue controllate, nel corso del primo semestre 2014, ha venduto circa 72 Mmc di acqua nelle aree gestite, attraverso una rete di distribuzione di oltre 14.100 km. Per quanto riguarda le acque reflue gestisce una rete fognaria complessiva di circa 8.000 Km.

Distribuzione Gas

Iren Acqua Gas, tramite la controllata Genova Reti Gas, distribuisce il gas metano nel comune di Genova e in altri 19 comuni limitrofi per un totale di circa 350.000 clienti finali. La rete di distribuzione è composta da circa 1.800 km di rete di cui circa 418 Km in media pressione e la restante in bassa pressione. L'area servita si estende per circa 571 kmq ed è caratterizzata da una corografia estremamente complessa con notevoli variazioni altimetriche. Il gas naturale in arrivo dai metanodotti di trasporto nazionale, transita attraverso 7 cabine di ricezione metano di proprietà dell'azienda interconnesse fra di loro e viene immesso nella rete di distribuzione locale. L'impiego di tecnologie innovative per la posa e la manutenzione delle reti consente di effettuare le necessarie manutenzioni riducendo al minimo tempi, costi e disagi alla cittadinanza.

Iren Acqua Gas tramite la sua controllata Genova Reti Gas ha distribuito gas, nel corso del primo semestre 2014, per complessivi 209 milioni di metri cubi.

Servizi tecnologici specialistici / ricerca

Attraverso le proprie Divisioni Saster e SasterPipe, Genova Reti Gas è in grado di offrire al mercato servizi di ingegneria delle reti (informatizzazione, modellizzazione, simulazioni) e attività di rinnovo delle reti tecnologiche con tecnologie no dig, per le quali vanta un know-how esclusivo. Al fine specifico di promuovere e organizzare iniziative scientifiche e culturali finalizzate alla tutela dell'ambiente e delle risorse idriche e ad una gestione ottimale dei servizi a rete, dal 2003 è stata inoltre costituita la Fondazione AMGA Onlus, le cui attività istituzionali sono volte alla promozione e realizzazione di progetti di ricerca, di formazione e informazione, nonché al sostegno di azioni intraprese da altri enti in relazione alla salvaguardia ambientale e all'organizzazione dei servizi di pubblica utilità.

IREN EMILIA

Iren Emilia opera nel settore della distribuzione del gas metano, della raccolta rifiuti e dell'igiene ambientale e coordina l'attività delle società territoriali dell'Emilia Romagna per la gestione operativa del ciclo idrico integrato, delle reti elettriche e del teleriscaldamento, e altri business minori (illuminazione pubblica, gestione verde pubblico, ecc.).

Iren Emilia gestisce l'attività di distribuzione del gas naturale in 72 dei 140 comuni delle province di Reggio Emilia, Parma e Piacenza. La società gestisce complessivamente quasi 5.950 km di rete di distribuzione locale di alta, media e bassa pressione per una potenzialità progettata massima di prelievo pari complessivamente a 726.879 Smc/h.

Iren Emilia svolge la sua attività nell'ambito dei servizi di Igiene Ambientale nelle province di Piacenza, Parma e Reggio Emilia per un totale di 116 comuni del territorio, servendo un bacino di 1.135.000 abitanti. Sensibile alla salvaguardia ambientale ed allo sviluppo sostenibile, Iren Emilia ha attivato sistemi di raccolta differenziata capillarizzata dei rifiuti che, anche grazie alla gestione di 123 stazioni ecologiche attrezzate, hanno consentito al bacino servito di ottenere risultati prossimi al 63,5%.

La società, in particolare, effettua la raccolta dei rifiuti urbani, la pulizia delle strade e dei marciapiedi, lo sgombero della neve; compie la pulizia e la manutenzione dei parchi e delle aree verdi della città e avvia i

rifiuti riciclabili alle corrette filiere per trasformarli in materia prima o energia rinnovabile. Attraverso Iren Ambiente, società del gruppo Iren, assicura che lo smaltimento dei rifiuti avvenga in modo da preservare e tutelare l'ambiente e studia gli aspetti del problema di smaltimento dei rifiuti, approfondendo la conoscenza delle tecnologie più innovative e ambientalmente sicure attualmente esistenti.

In data 18 marzo 2014 il Consiglio di Amministrazione ha approvato l'avvio della procedura per la scissione del ramo denominato "Raccolta rifiuti" di Iren Emilia a favore di Iren Ambiente e nella seduta successiva del 24 marzo ha approvato il relativo progetto di scissione parziale, convocando l'assemblea straordinaria dei Soci per il 10 aprile 2014 per l'approvazione del progetto di scissione; a conclusione dell'iter la scissione del ramo ha avuto efficacia a far data dal 1 luglio 2014.

Iren Emilia svolge altresì la gestione operativa del ciclo idrico integrato (acquedotto, depurazione e fognatura) sulle province di Parma, Piacenza e Reggio Emilia. Tale attività riguarda una rete complessiva di 12.250 km di rete di acquedotto, 6.950 km di reti fognarie e 489 impianti di sollevamento delle acque reflue e 800 impianti di trattamento tra depuratori biologici e fosse imhoff distribuiti sul territorio di 110 Comuni.

L'attività di gestione operativa della rete di teleriscaldamento è attiva nelle città di Reggio Emilia, Parma e Piacenza e riguarda una rete complessiva di 326 km con una volumetria complessiva servita pari a 19,3 milioni di metri cubi.

In data 20 settembre 2012 è stato sottoscritto l'atto di cessione da Iren Ambiente ad Iren Emilia del ramo d'azienda "attività di conduzione di impianti di teleriscaldamento" con conseguente subentro da parte della stessa nei rapporti giuridici e contrattuali in essere. Questa attività si basa su specifici contratti con Iren Energia S.p.A., nel settore del teleriscaldamento, attraverso la gestione, manutenzione straordinaria e realizzazione di centrali termiche e impianti di cogenerazione di proprietà della predetta società del gruppo nelle tre province emiliane di Parma, Reggio Emilia e Piacenza. Prosegue altresì l'attività di manutenzione degli impianti di cogenerazione di Iren Ambiente siti presso le discariche di proprietà.

La gestione operativa della rete di distribuzione di energia elettrica è svolta nella città di Parma e riguarda 2.400 km di rete con un numero superiore ai 125.000 punti di consegna alla clientela finale.

IREN AMBIENTE

Settore ambiente

Iren Ambiente, direttamente e attraverso le società partecipate, svolge nelle province di Parma, Reggio Emilia e Piacenza le attività di trattamento, smaltimento, stoccaggio, recupero e riciclo dei rifiuti urbani e speciali, di recupero energetico (calore e energia elettrica) attraverso la termovalorizzazione e la gestione di impianti per la produzione di biogas.

Iren Ambiente gestisce un importante portafoglio clienti a cui fornisce servizi per lo smaltimento di rifiuti speciali e svolge l'attività di trattamento, selezione, recupero e smaltimento finale dei rifiuti urbani raccolti da Iren Emilia S.p.A..

La frazione indifferenziata dei rifiuti raccolti è destinata a diverse modalità di smaltimento nella ricerca della migliore valorizzazione della risorsa rifiuto attraverso un processo industriale di preventiva selezione meccanica al fine di ridurre la frazione destinata alla termovalorizzazione e allo smaltimento in discarica.

Iren Ambiente tratta oltre 1.000.000 tonnellate annue di rifiuti con 12 impianti di trattamento, selezione e stoccaggio, 2 termovalorizzatori (Piacenza e Parma), 1 discarica (Poatica - Reggio Emilia), 2 impianti di compostaggio (Reggio Emilia). Il nuovo Polo Ambientale Integrato (PAI), (impianto di selezione e termovalorizzazione da rifiuti della provincia di Parma) è stato avviato in esercizio definitivo nel mese di aprile 2014.

INFORMAZIONI SUL TITOLO IREN NEL PRIMO SEMESTRE 2014

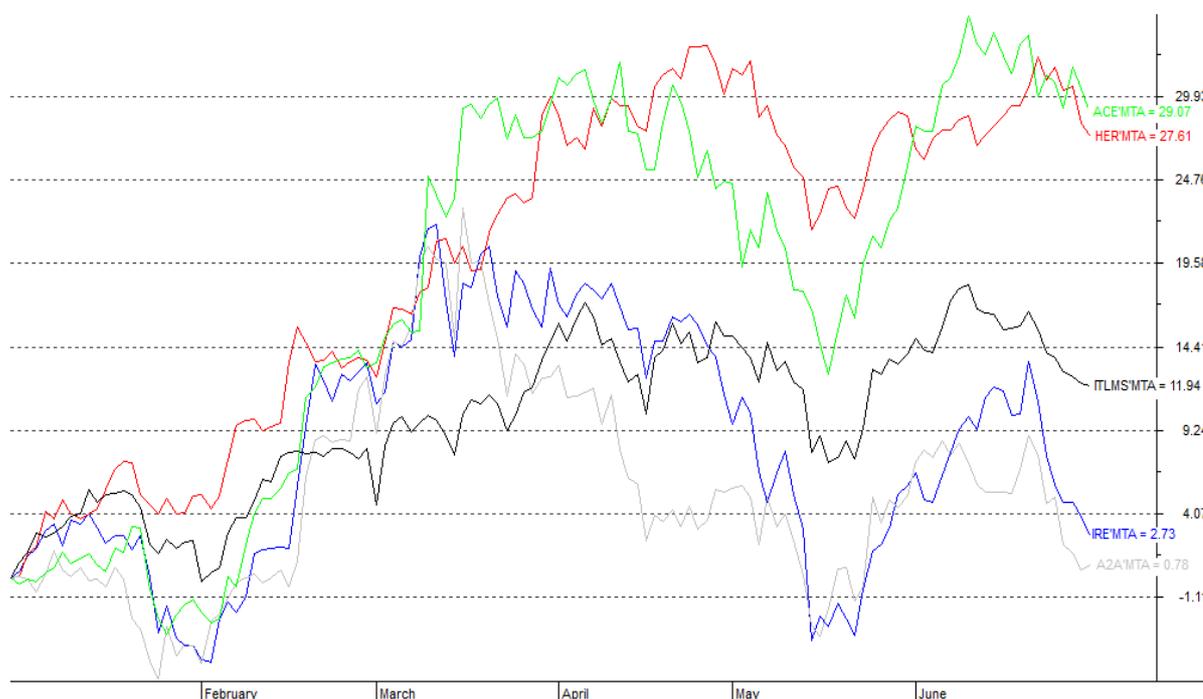
Andamento del titolo IREN in Borsa

Nel corso del primo semestre 2014 il mercato borsistico italiano ha mantenuto un trend positivo, legato soprattutto ad un allentamento delle tensioni finanziarie dovute principalmente alle politiche espansive della BCE piuttosto che ad una reale ripresa dell'economia reale. Infatti il quadro congiunturale è stato caratterizzato da una persistente debolezza dei mercati energetici che ha impattato soprattutto le società con maggiore esposizione alle attività di generazione e vendita gas ed energia.

In questo contesto il titolo Iren ha realizzato una crescita di circa il 2,7%, qualche punto percentuale meglio di A2A (+0,78%) che ha un portafoglio di attività simile ad Iren.

L'indice MTA ha registrato nello stesso periodo una crescita di circa il 12%, mentre Hera ed Acea, che hanno un portafoglio di attività principalmente basato sulle attività regolate, hanno registrato performance superiori al 27%.

ANDAMENTO TITOLO IREN VS COMPETITORS



Il titolo Iren a fine giugno 2014 si è attestato a 1,13 euro per azione con volumi medi da inizio anno che si sono attestati intorno ai 2,3 milioni di pezzi giornalieri.

Nello stesso periodo il prezzo medio è stato di 1,19 euro per azione avendo toccato il massimo di 1,34 euro per azione l'11 marzo ed il minimo di 1,04 il 4 febbraio.

DATI DI BORSA

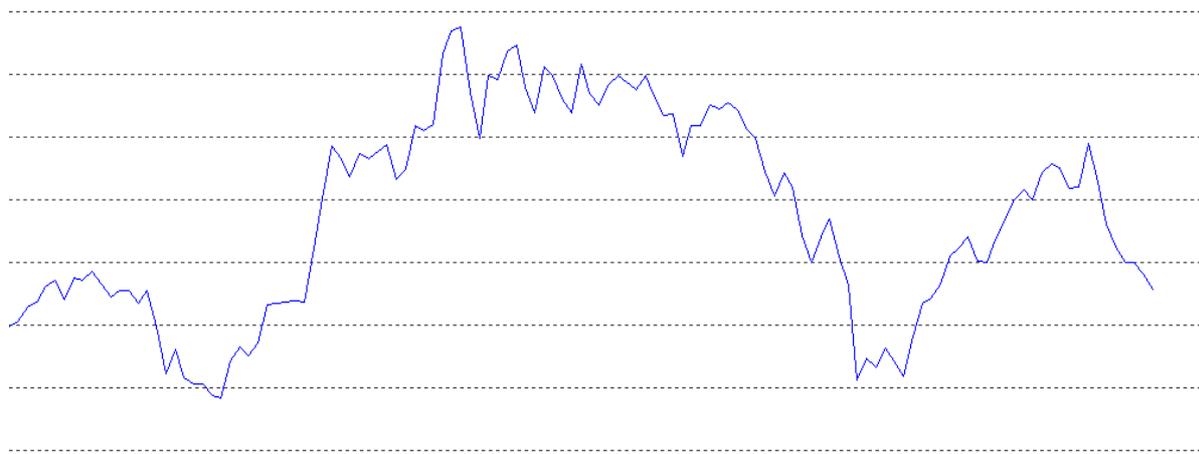
Prezzo medio
Prezzo massimo
Prezzo minimo
N. azioni ('000)

euro/azione nei primi 6 mesi del 2014

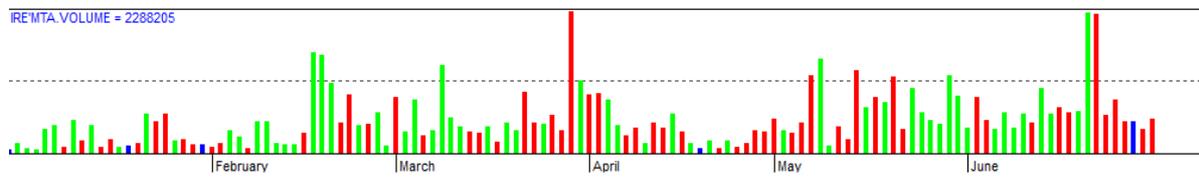
1,19
1,34
1,04
1.276.226

ANDAMENTO PREZZO E VOLUMI DEL TITOLO IREN

IREMTA = 1.13



IREMTA.VOLUME = 2288205

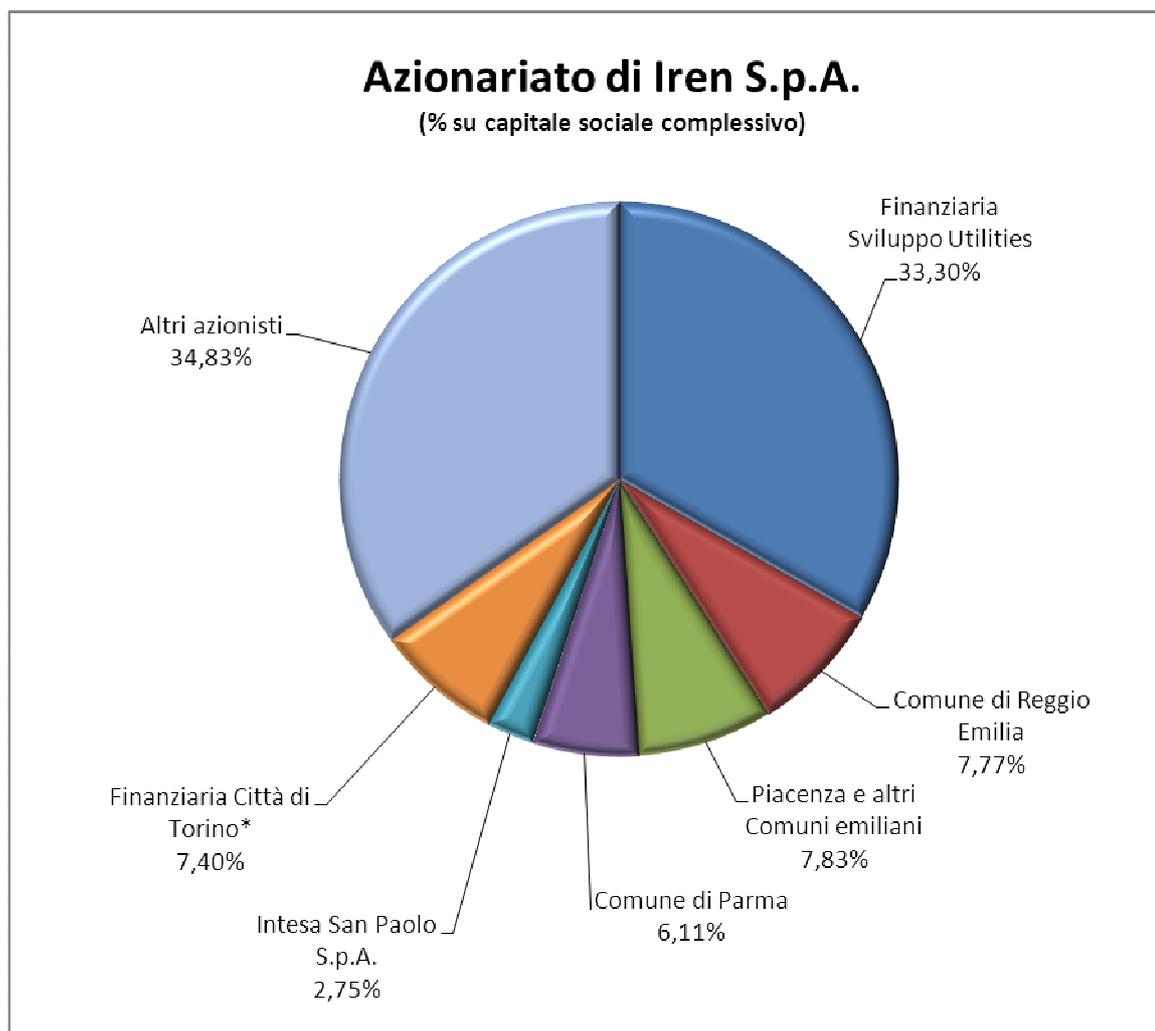


Il coverage del titolo

Il Gruppo IREN è attualmente seguito da cinque broker: Banca IMI, Banca Akros, Equita, Intermonte, KeplerCheuvreux.

Azionariato

Al 30 giugno 2014 sulla base delle informazioni disponibili alla società, l'azionariato di Iren era il seguente:



(*) azioni di risparmio prive di diritto di voto

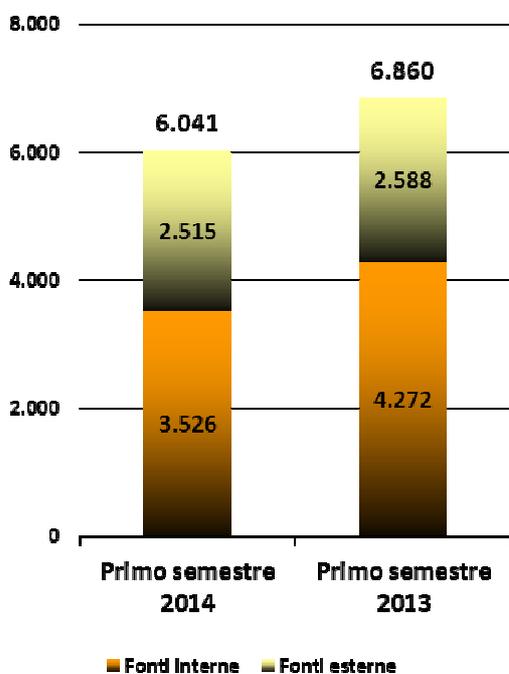
DATI OPERATIVI

Bilancio dell'energia elettrica

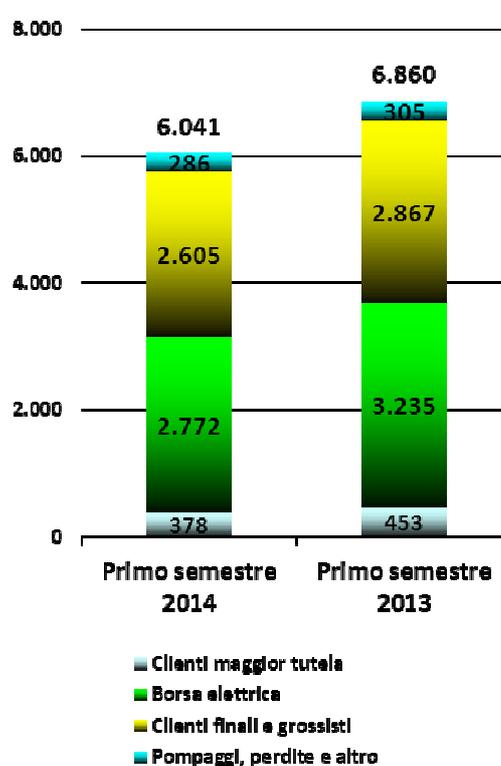
GWh	Primo Semestre 2014	Primo Semestre 2013	Variaz. %
FONTI			
Produzione lorda	3.526	4.272	(17,5)
<i>a) da fonte cogenerativa</i>	2.293	3.183	(28,0)
<i>b) da fonte idroelettrica</i>	685	562	21,9
<i>c) da fonte termoelettrica</i>	345	-	(*)
<i>d) Produzione WTE e discariche, PAI e TRM</i>	203	49	(*)
<i>e) Produzione da impianti Edipower</i>	-	477	(100,0)
Acquisto da Acquirente Unico	397	476	(16,6)
Acquisto energia in Borsa Elettrica	1.092	1.035	5,5
Acquisto energia da grossisti e importazioni	1.026	1.077	(4,7)
Totale Fonti	6.041	6.860	(11,9)
IMPIEGHI			
Vendite a clienti di maggior tutela	378	453	(16,6)
Vendite in Borsa Elettrica	2.772	3.235	(14,3)
Vendite a clienti finali e grossisti	2.605	2.867	(9,1)
Pompaggi, perdite di distribuzione e altro	286	305	(6,2)
Totale Impieghi	6.041	6.860	(11,9)

(*) Variazione superiore al 100%

Composizione Fonti



Composizione Impieghi

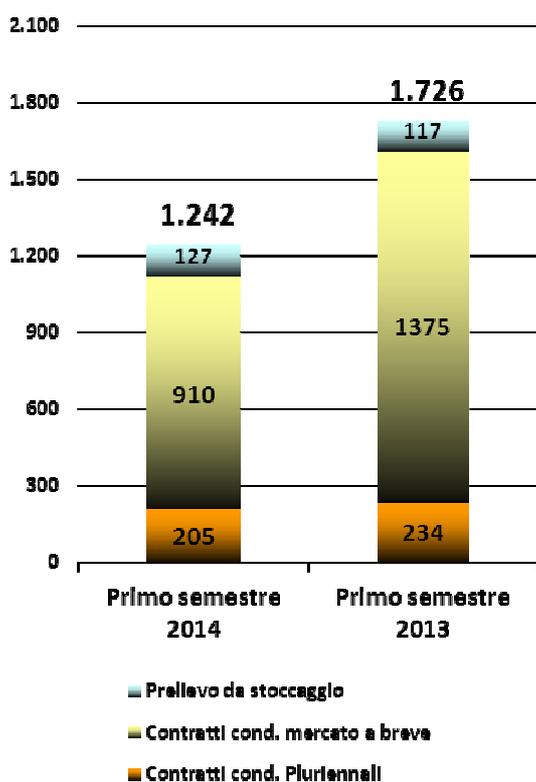


Bilancio del gas

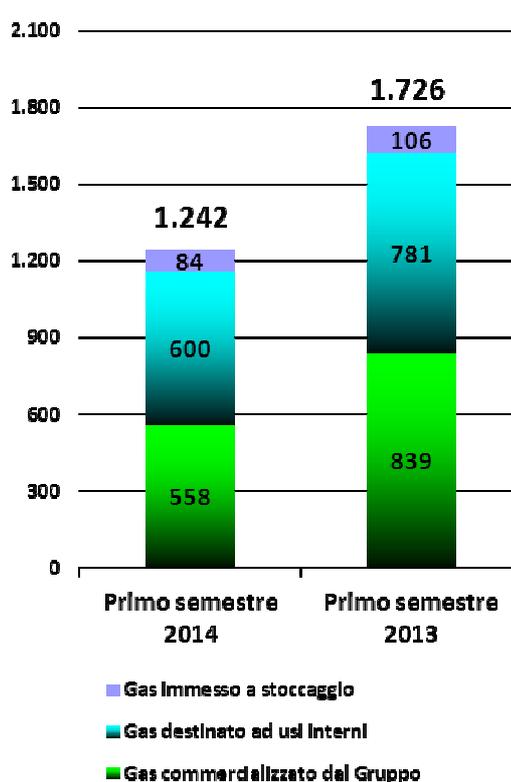
Milioni di metri cubi	Primo Semestre 2014	Primo Semestre 2013	Variaz. %
FONTI			
Contratti con condizioni pluriennali	205	234	(12,4)
Contratti con condizioni mercato a breve (annuali e a spot)	910	1.375	(33,8)
Prelievo da stoccaggio	127	117	8,5
Totale Fonti	1.242	1.726	(28,0)
IMPIEGHI			
Gas commercializzato dal Gruppo	558	839	(33,5)
Gas destinato ad usi interni (1)	600	781	(23,1)
Gas immesso a stoccaggio	84	106	(20,7)
Totale Impieghi	1.242	1.726	(28,0)

(1) Gli usi interni riguardano il termoelettrico, il tolling, l'impiego per la generazione di servizi calore e gli autoconsumi.

Composizione Fonti



Composizione Impieghi



Servizi a rete

	Primo Semestre 2014	Primo Semestre 2013	Variaz. %
DISTRIBUZIONE ENERGIA ELETTRICA			
Energia elettrica distribuita (GWh)	1.915	2.036	(5,9)
N. contatori elettronici	701.503	692.478	1,3
DISTRIBUZIONE GAS			
<i>Gas distribuito da Iren Emilia (mln mc)</i>	452	587	(23,1)
<i>Gas distribuito da Iren Acqua Gas (mln mc)</i>	209	256	(18,5)
Totale Gas distribuito	661	844	(21,7)
TELERISCALDAMENTO			
Volumetria teleriscaldato (mln mc)	79	77	3,3
Rete Teleriscaldamento (Km)	878	828	6,0
SERVIZIO IDRICO INTEGRATO			
Volumi Acqua (mln mc)	72	75	(4,3)

SCENARIO DI MERCATO

Scenario energetico nazionale

Nel periodo Gennaio - Giugno 2014 la produzione netta di energia elettrica in Italia è stata pari a 132.057 GWh in riduzione (- 4,0%) rispetto allo stesso periodo del 2013. La richiesta di energia elettrica, pari a 152.949 GWh (- 3,0%) è stata soddisfatta per l'87,2% dalla produzione nazionale (-0,9%) e per il restante 12,8% dal saldo con l'estero. A livello nazionale, la produzione termoelettrica tradizionale è stata pari a 78.989 GWh, con una riduzione del 10,1% rispetto al 2013 ed ha rappresentato il 59,8% dell'offerta produttiva; la produzione di fonte idroelettrica è stata pari a 30.351 GWh (+11,1% rispetto al 2013) rappresentandone il 23% mentre la produzione da fonte geotermica, eolica e fotovoltaica è stata pari a 22.717 GWh (+1,0%) coprendo il 17,2% dell'offerta.

Domanda e offerta di energia elettrica cumulata

	fino al 30-giu-14	fino al 30-giu-13	Var. %
Domanda	152.949	157.623	-3,0%
- Nord	71.798	74.072	-3,1%
- Centro	44.255	45.787	-3,3%
- Sud	22.759	23.249	-2,1%
- Isole	14.137	14.515	-2,6%
Produzione netta	132.057	137.568	-4,0%
- Idroelettrico	30.351	27.317	11,1%
- Termoelettrico	78.989	87.862	-10,1%
- Geotermoelettrico	2.722	2.599	4,7%
- Eolico e fotovoltaico	19.995	19.790	1,0%
Saldo estero	22.251	21.384	4,1%

Fonte: elaborazione RIE su dati TERNA

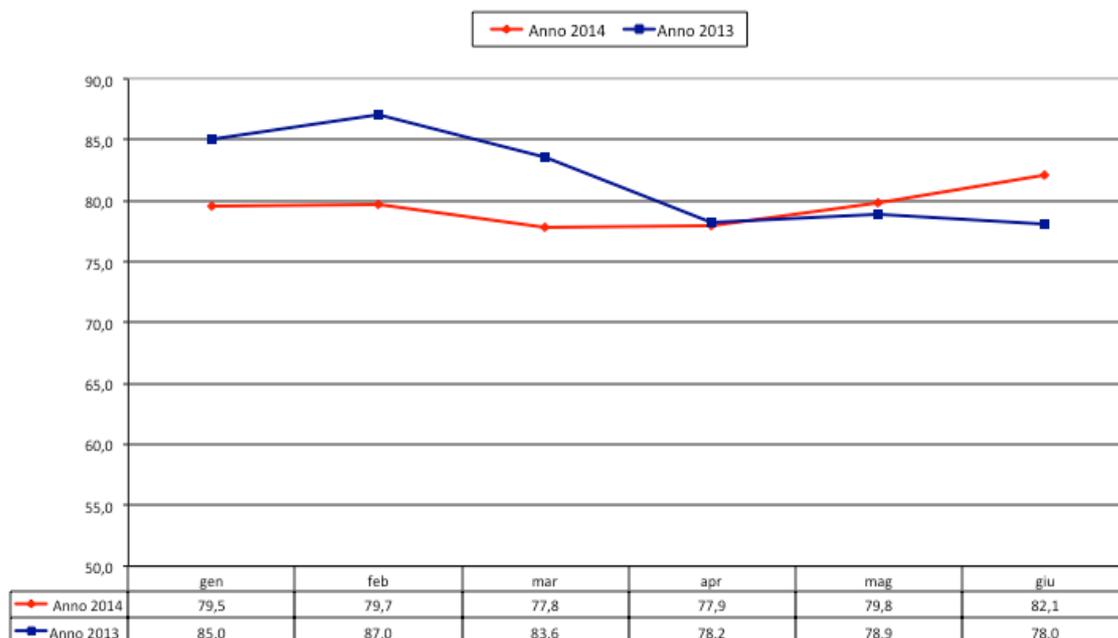
Il primo semestre del 2014 ha visto complessivamente una riduzione della domanda elettrica rispetto al pari periodo dell'anno precedente (- 3,0%) corrispondente a circa - 4,7 TWh. I decrementi percentuali si verificano in tutte le zone del Paese, i maggiori decrementi si registrano nella zona Nord Ovest (- 4,2%) ed in Lombardia (- 4,0%).

Nei primi sei mesi del 2014 il prezzo medio del greggio è stato pari a 108,9 \$/bbl, in lieve aumento rispetto allo stesso periodo del 2013 (+1,3%). Il cambio \$/€ medio è stato 1,370 in aumento (+4,3%) rispetto alla media dello stesso periodo del 2013. Per effetto delle precedenti dinamiche, la quotazione media del greggio in euro è stata 79,5 €/bbl nel 2014 in riduzione rispetto al valore medio del 2013 (-2,9%).

Nel secondo trimestre 2014, le quotazioni in dollari del Brent Dated hanno visto una dinamica rialzista rispetto al valore medio di marzo, in riduzione contenuta rispetto all'inizio dell'anno. In particolare in maggio il Brent si è portato a 109,6 doll./bbl, in aumento di circa due dollari rispetto ad aprile. Le quotazioni, quasi mai scese sotto i 110 dollari nella seconda parte del mese, hanno trovato sostegno nella perdurante crisi ucraina e nelle continue tensioni in diversi paesi dell'area MENA, Libia su tutti. In Giugno si è assistito ad una fiammata delle quotazioni del Brent, con picchi giornalieri che hanno superato i 115 doll./bbl, come non si verificava dallo scorso settembre, e un valore medio di 111,7 doll./bbl, il più alto da inizio anno. La situazione irachena - l'avanzata degli jihadisti dello Stato Islamico dell'Iraq e del Levante (Isis) con l'occupazione di diverse città del nord e del centro del Paese - preoccupa i mercati perché di fatto erode i margini di manovra in caso di nuovi ammanchi oil e perché instilla ragionevoli dubbi sulla futura sicurezza dell'offerta OPEC.

Si conferma l'esistenza di un livello minimo intorno a 100 doll./bbl, riconducibile a tensioni geopolitiche e/o maggiori costi lato offerta, che il barile fatica ad abbandonare, se non per brevi lassi temporali, anche in presenza di fondamentali reali complessivamente deboli.

Andamento del Brent (€/bbl)



Il secondo trimestre del 2014 sulla borsa elettrica si chiude con un prezzo medio di 46,5 €/MWh, il più basso valore trimestrale dall'avvio della piattaforma informatica. Riduzione che si conferma, seppur in maniera più contenuta, anche in termini congiunturali, seguendo il trend delineato nella prima parte dell'anno con una riduzione rispetto al primo trimestre dell'11,4%. Discesa che si unisce, sebbene con componente strutturale, ad una altrettanto netta riduzione della domanda (- 4,2%). La richiesta dell'ultimo trimestre cala del 2,2% (- 0,6 TWh) rispetto al 2013. La domanda scende oltre il livello raggiunto nel secondo trimestre del 2009 (ovvero di un ulteriore -2,6%), minimo annuale del sistema elettrico nazionale.

La discesa del PUN, in media semestrale, risulta del - 18,4%. In valore assoluto questa è pari a -11,1 €/MWh mentre il floor raggiunto è di 49,5 €/MWh.

Prezzo medio di acquisto in Borsa (MGP) - PUN (€/MWh)



Relativamente ai prezzi zionali si assiste, nel semestre, alla conferma della riduzione del prezzo nella zona Sardegna passata dal -2% del PUN 2013 all'attuale -1,2%. Si conferma inoltre il valore della zona Sud quale prezzo minimo e la Sicilia quale prezzo massimo. Anche per quest'ultima zona si conferma l'incremento riscontrato l'anno passato rispetto al 2012 (+ 47,7% sul PUN attuale vs +51% del 2013 vs +22% del 2012). Differenziale che vede un decremento del prezzo insulare rispetto al trend del PUN medio nazionale. Si riduce infatti del 15,6% (- 13,6 €/MWh) il prezzo in Sicilia rispetto ad una riduzione del 13,8% (- 7,8 €/MWh) a livello nazionale.

Le borse elettriche europee hanno espresso, nel semestre, un prezzo medio di 33,3 €/MWh rispetto al PUN medio IpeX pari a 49,5 €/MWh con un differenziale di 16,2 €/MWh in riduzione rispetto ai 21,2 €/MWh del 2013.



La liquidità del mercato borsistico da Gennaio a Maggio 2014 risulta pari a 70,7 TWh circa il 66,7% dei volumi acquistati.

Nella tabella seguente il confronto tra i prezzi futures medi dei prodotti disponibili per il secondo trimestre 2014. Nei tre mesi da Aprile a Giugno si registrano variazioni in riduzione per le quotazioni dei trimestrali di Settembre e Dicembre '14 in lieve rialzo per quelli di Marzo e Giugno '15. Il futuro annuale (Dicembre 2015) che quotava 58,1 €/MWh a Gennaio si è portato a 52,6 €/MWh in Giugno (- 5,5 €/MWh).

	Apr. 2014 futures	Mag. 2014 futures	Giu. 2014 futures
Mensili	€/MWh	mensili	€/MWh
	mag-14	giu-14	lug-14
	giu-14	lug-14	ago-14
	lug-14	ago-14	set-14
Trimestrali	€/MWh	trimestrali	€/MWh
	set-14	set-14	set-14
	dic-14	dic-14	dic-14
	mar-15	mar-15	mar-15
	giu-15	giu-15	giu-15
Annuali	€/MWh	annuali	€/MWh
	dic-15	dic-15	dic-15

Fonte: elaborazioni RIE su dati IDEX

Il Mercato del Gas Naturale

Dopo la forte contrazione di 4,8 md mc (-6,5%) del 2013, il primo semestre 2014 registra un nuovo pesante calo della domanda di gas naturale. Le cifre rese disponibili da Snam Rete Gas indicano una riduzione dei consumi complessivi di ben 5,5 md mc (-14,4%) in confronto allo stesso periodo dell'anno precedente. La diminuzione è imputabile per il 66% ai minori prelievi delle reti di distribuzione che segnano -17,6% vs. il 2013 (-3,6 md mc) a causa di una stagione invernale estremamente mite e per il 29% circa agli usi termoelettrici che calano di -16,2% (-1,6 md mc) in conseguenza dell'andamento della domanda elettrica (-3,0% per -4,7 TWh) e dell'incremento dell'apporto delle fonti rinnovabili (+6,8% per circa +3,4 TWh), sostenuto in particolare dalla produzione idroelettrica (+11,1%). Si osserva che rispetto al primo semestre 2008 la diminuzione dei consumi gas delle centrali è del 51%. In lieve calo in confronto al 2013 anche i consumi industriali che segnano -1%. Il mese di giugno è stato il primo dell'anno a registrare una variazione positiva della domanda complessiva (+2,5%) e di quella per usi termoelettrici (+1,4%).

Lato immissioni nel sistema, le importazioni da inizio anno sono diminuite del 4,7% rispetto al 2013: circa il 54,7% del gas è provenuto da Tarvisio (prevalentemente Russia) con un incremento del 6,1% in confronto all'anno precedente e del 38,4% vs il 2012, il 15,0% da Mazara del Vallo (Algeria) con un calo del 41,5% rispetto al 2013 effetto soprattutto delle rinegoziazioni dei volumi nei contratti a lungo termine, il 9,7% da Gela (Libia), il 12,8% da Passo Gries (Nord-Europa) e il 7,8% % dal rigassificatore di Rovigo. La produzione nazionale si è ridotta del 7,5%.

Impieghi e fonti di gas naturale nel Primo semestre 2014 e confronto con gli anni precedenti

Gennaio – Giugno	2014	2013	2012	2011	2008	Var. % '14/'13	Var. % '14/'12	Var. % '14/'11	Var. % '14/'08
GAS PRELEVATO (Mld mc)									
Impianti di distribuzione	17,0	20,6	20,3	19,6	19,4	-17,6%	-16,5%	-13,7%	-12,6%
Usi industriali	6,7	6,8	7,0	7,0	8,0	-1,0%	-3,8%	-4,0%	-16,1%
Usi termoelettrici	8,2	9,8	12,3	14,0	16,7	-16,2%	-33,5%	-41,4%	-50,7%
Rete Terzi e consumi di sistema (*)	0,8	1,0	1,4	1,3	1,6	-20,2%	-42,1%	-40,8%	-51,7%
Totale prelevato	32,6	38,1	41,0	42,0	45,7	-14,4%	-20,3%	-22,2%	-28,5%
GAS IMMESSO (Mld mc)									
Produzione nazionale	3,4	3,7	4,1	3,8	4,7	-7,5%	-15,4%	-10,3%	-25,9%
Importazioni	29,3	30,8	36,8	38,1	40,7	-4,7%	-20,3%	-23,0%	-28,0%
Stoccaggi	-0,1	3,6	0,1	0,1	0,3	n.s.	n.s.	n.s.	n.s.
Totale immesso	32,6	38,1	41,0	42,0	45,7	-14,4%	-20,3%	-22,2%	-28,5%

(*) Comprende: transiti, esportazioni, riconsegne imprese di trasporto, variazioni di invaso/svaso, perdite, consumi e il gas non contabilizzato.

Fonte : elaborazioni su dati Snam Rete Gas: provvisori per maggio-giugno 2014

Nel primo semestre 2014, in un contesto di domanda debole per usi termoelettrici ed industriali, un inverno più mite della media in tutta Europa, con conseguente minor ricorso agli stoccaggi e offerta abbondante hanno contribuito ad una riduzione dei prezzi all'ingrosso a pronti e a termine su tutti i principali hubs del gas, sia rispetto a fine 2013 che in confronto al primo semestre dell'anno scorso. Le quotazioni a pronti del TTF olandese, hub di riferimento per l'Europa continentale, sono scese da 27,7 Euro/MWh di dicembre 2013 a 17,4 Euro/MWh di giugno 2014, valore inferiore del 34% rispetto allo stesso mese del 2013; in media nel semestre la riduzione è del 22% in confronto al pari periodo dello scorso anno. Neppure le problematiche geopolitiche tra Russia e Ucraina e il loro mancato accordo riguardo le forniture di gas hanno avuto finora effetti sulle quotazioni.

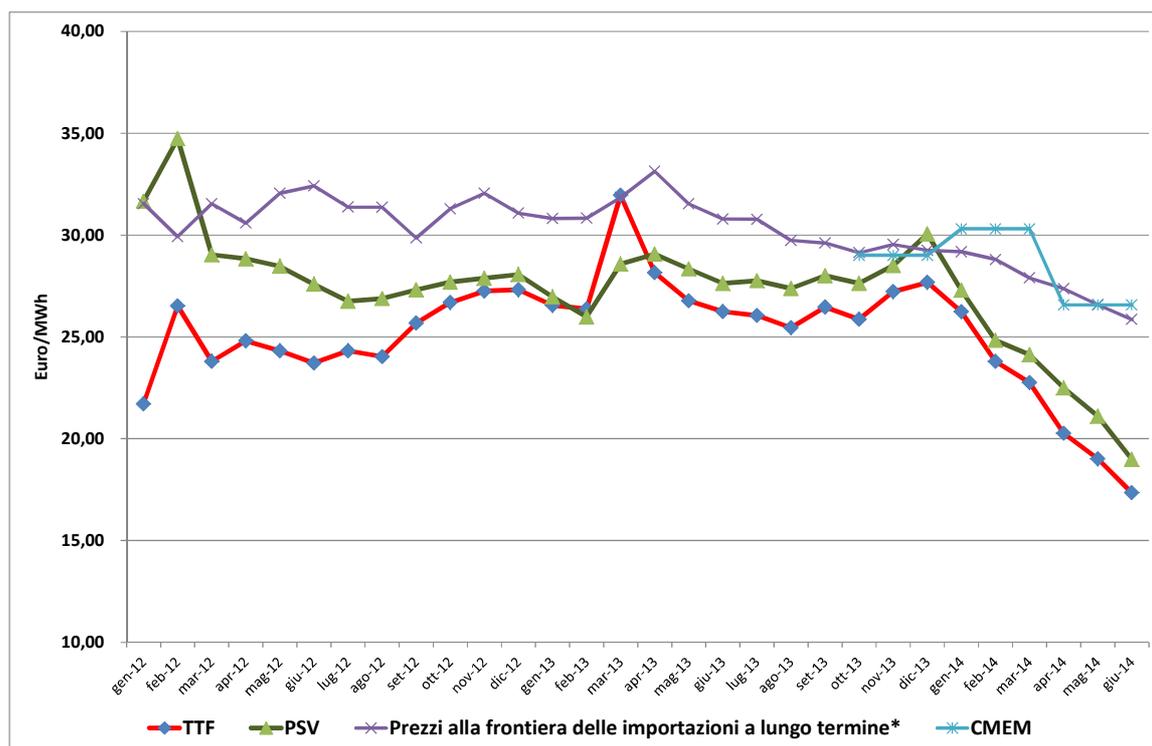
I prezzi alla frontiera dei contratti a lungo termine sono risultati in diminuzione soprattutto per effetto della conclusione di alcune rinegoziazioni internazionali, intese ad un maggior avvicinamento dei due livelli di prezzo con effetti anche retroattivi; ma la riduzione è stata più contenuta rispetto alla forte discesa dei prezzi degli hubs: indicativamente nei primi sei mesi le quotazioni spot sono inferiori in media del 20% circa rispetto ai prezzi dei contratti alla frontiera.

Anche l'hub italiano PSV ha registrato valori in calo, con una media semestrale delle quotazioni a pronti di 23,1 Euro/MWh in confronto ai 27,8 Euro/MWh dello stesso semestre 2013 (-17%). Da fine 2012 la differenza tra PSV italiano e TTF olandese si è ridotta su valori principalmente determinati dai costi fisiologici di trasporto dei volumi fisici tra i due hubs; nel primo semestre 2014 il PSV ha registrato in media prezzi superiori a quelli del TTF di 1,6 Euro/MWh (+7,3%).

Il mercato del bilanciamento (PB-Gas), altra espressione del prezzo a breve del gas sul mercato all'ingrosso italiano, ha registrato valori molto vicini a quelli del PSV con 23,4 Euro/MWh in media nel periodo.

La c.d. "componente C_{MEM} ", intesa a riflettere il costo di approvvigionamento del gas nel prezzo al mercato tutelato e definita da AEEGSI a partire dal 1° ottobre 2014 sulla base delle quotazioni forward del TTF ("riportate" al PSV tramite addizione di apposite componenti di trasporto), è risultata in media di 30,4 cEuro/mc corrispondenti a 28,4 Euro/MWh.

Dinamiche dei prezzi del gas sui mercati all'ingrosso europei



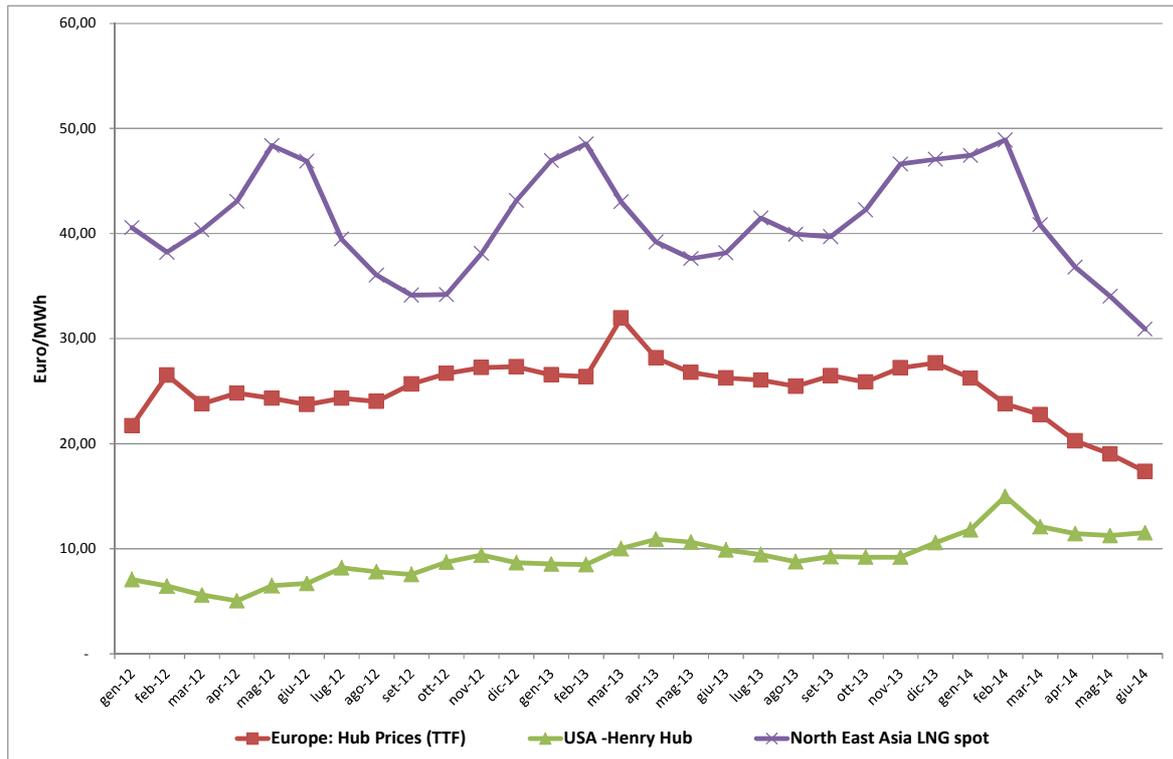
*Valori indicativi basati su stime e rilevazioni del World Gas Intelligence

Nota: i prezzi della C_{MEM} sono stati trasformati in Euro/MWh sulla base di un potere calorifico di 38,52 MJ/mc

Fonte: Elaborazioni RIE; su dati Platts, AEEG, WGI

In riferimento ai rapporti tra i prezzi internazionali del gas, si osserva che nonostante l'aumentata internazionalizzazione degli scambi e la crescita delle reciproche influenze tra macro-aree grazie allo sviluppo del GNL, i mercati del gas rimangono ancora molto «regionalizzati», causa differenze nelle condizioni locali di mercato e degli equilibri domanda/offerta, diversi sistemi di pricing, costi di trasporto. Conseguenza di questi fattori è una forte differenza tra i prezzi del gas nelle tre principali macro-aree di mercato (Europa, Asia, USA). Nella prima metà del 2014 e in particolare negli ultimi mesi si è assistito ad una contenuta riduzione di questa differenza che rimangono però in media rilevanti (vedi grafico successivo). La parziale riduzione del delta è stata causata dal già citato calo dei prezzi europei, mentre in USA le quotazioni dell'Henry Hub sono risultate invece in aumento rispetto al 2013 (giungendo a 6 \$/MBtu in febbraio) a causa di un inverno lungo ed eccezionalmente rigido con stoccaggi pesantemente intaccati, fattori che influenzano ancora i prezzi di fine giugno (4,6 \$/MBtu vs 3,8 \$/MBtu di giugno 2013). Inoltre in Asia i prezzi spot del GNL, dopo un picco invernale che ha portato a sfiorare quota 20 \$/MBtu (circa 49 Euro/MWh) e a superare i prezzi dei contratti asiatici indicizzati al petrolio, negli ultimi mesi risultano in diminuzione: 12 \$/MBtu a giugno 2014 (circa 31 Euro/MWh). In media nel primo semestre, a prezzi spot europei pari 8,7 \$/MBtu (21,6 Euro/MWh) fanno fronte prezzi del GNL spot asiatico di 16 \$/MBtu (40 Euro/MWh) e quotazioni statunitensi molto inferiori pari a 4,9 \$/MBtu (12,2 Euro/MWh).

Confronto tra prezzi internazionali del gas



Fonte: Elaborazioni RIE su dati Platts

FATTI DI RILIEVO DEL PERIODO

Emissione di un Private Placement per 100 milioni di euro con scadenza a 5 anni

Iren S.p.A. ha completato con successo l'11 febbraio 2014 l'emissione di un *Private Placement* per un ammontare di 100 milioni di euro con la durata di 5 anni e cedola pari al 3% annuo.

Le obbligazioni, quotate alla Borsa Irlandese, sono interamente sottoscritte da Morgan Stanley e sono riservate per la negoziazione ad investitori istituzionali.

L'operazione segue il primo collocamento obbligazionario perfezionato nel 2013.

Riapertura dell'operazione di Private Placement effettuata il 14 ottobre 2013 con incremento dell'ammontare per 50 milioni di euro

Il 19 marzo 2014 Iren S.p.A. ha concluso l'operazione di riapertura (*tap issue*) dell'emissione obbligazionaria a tasso fisso del 4,37% effettuata il 14 ottobre 2013 e con scadenza al 14 ottobre 2020.

Le obbligazioni, quotate alla Borsa Irlandese, sono destinate esclusivamente ad investitori istituzionali.

L'operazione ha consentito di raccogliere 50 milioni di euro aggiuntivi rispetto ai 210 milioni di euro dell'emissione originaria (incluso l'importo della riapertura effettuata in data 29 ottobre 2013), alle medesime condizioni di scadenza e cedola, con un rendimento più basso (inferiore al 4%).

Accordo per la progressiva integrazione della Divisione Ambiente di Unieco nel Gruppo Iren

Il Gruppo Iren, attraverso la controllata Iren Ambiente S.p.A. e Unieco Società Cooperativa, attraverso la propria controllata UCM S.r.l., hanno sottoscritto in data 28 febbraio 2014 un accordo finalizzato alla progressiva integrazione della Divisione Ambiente di Unieco in Iren Ambiente.

L'operazione consentirà al Gruppo Iren, in linea con le previsioni del proprio Piano Industriale, di rafforzare la propria posizione nel settore ambiente, divenendo uno dei principali soggetti nel panorama nazionale attivo lungo tutta la filiera della gestione rifiuti, di sviluppare la propria presenza nelle regioni di riferimento (Emilia Romagna, Liguria e Piemonte) e di ampliare il proprio bacino geografico in territori con rilevanti potenzialità di sviluppo.

Offerta Pubblica di Acquisto su Acque Potabili S.p.A.

Iren S.p.A., Iren Acqua Gas S.p.A. (IAG) e Società Metropolitana Acque Torino S.p.A. (SMAT), hanno deliberato in data 11 marzo 2014 di promuovere per il tramite della società Sviluppo Idrico S.r.l., società il cui intero capitale sociale è detenuto in parti uguali da IAG e da SMAT, un'offerta pubblica di acquisto volontaria totalitaria ai sensi degli articoli 102 e seguenti del TUF su n. 13.785.355 azioni ordinarie di Acque Potabili S.p.A. – Società per la condotta di Acque Potabili (SAP). IAG e SAP detengono rispettivamente n. 11.108.795 e n. 11.109.295 azioni SAP, pari complessivamente al 61,71% del capitale sociale della società.

L'offerta è finalizzata, in primo luogo, alla revoca delle azioni ordinarie di SAP dalla quotazione sul Mercato Telematico Azionario, gestito da Borsa Italiana.

Il corrispettivo di adesione stabilito inizialmente dall'offerente per ciascuna azione portata in adesione all'Offerta era pari ad euro 1,05 ed incorporava un premio del 15,5% rispetto alla media ponderata dei prezzi ufficiali delle azioni registrato nei sei mesi antecedenti la data di riferimento (10 marzo 2014).

Il periodo di adesione all'offerta pubblica di acquisto volontaria era fissato dal 14 aprile 2014 al 30 maggio 2014 (estremi inclusi).

In data 29 maggio 2014 l'offerente Sviluppo Idrico S.r.l. ha prorogato la durata del periodo di adesione dell'offerta pubblica di acquisto dal 30 maggio 2014 al 6 giugno 2014 ed ha incrementato il corrispettivo di adesione da 1,05 euro a 1,20 euro per azione.

Sulla base dei risultati definitivi, sono state portate in adesione, ivi inclusa la riapertura dei termini, complessive n. 9.431.746 azioni rappresentative del 26,197% del capitale sociale di Acque Potabili e pari al 68,419% delle azioni oggetto dell'Offerta per un controvalore complessivo pari a euro 11.318.095,20.

A seguito e per effetto dell'Offerta, ivi inclusa la riapertura dei termini, Sviluppo Idrico, IAG e Smat detengono una partecipazione pari a n. 31.649.336 azioni, pari all'87,908% del capitale sociale di Acque Potabili. Sviluppo Idrico, IAG e Smat non hanno acquistato azioni al di fuori dell'Offerta né durante il periodo di adesione né durante la riapertura dei termini.

Si precisa che sulla base dei suddetti risultati non si sono verificati i presupposti per il Delisting di Acque Potabili.

Per gli ulteriori sviluppi si rimanda a quanto riportato nel paragrafo Fatti di rilievo intervenuti dopo la chiusura del periodo.

Scissione di AES Torino

IREN Energia e Italgas, società interamente controllata da Snam, hanno sottoscritto il 9 aprile 2014 un accordo vincolante – approvato dall'Assemblea di Iren Energia il 17 aprile 2014 – per la separazione delle attività di distribuzione del gas naturale e del calore da teleriscaldamento attualmente svolte da AES Torino (società partecipata per il 51% da IREN Energia e per il 49% da Italgas).

Secondo l'accordo la separazione delle attività di distribuzione del gas naturale e del calore da teleriscaldamento si realizza attraverso la scissione parziale non proporzionale di AES Torino, con data di efficacia 1° luglio 2014. A partire da tale data il Gruppo IREN è beneficiario del ramo d'azienda relativo all'attività di distribuzione di calore da teleriscaldamento ed esce dalla compagine azionaria di AES Torino, mentre Italgas detiene l'intero capitale sociale di AES Torino.

Con il perfezionamento dell'accordo, IREN Energia è tornata a essere direttamente titolare della rete di teleriscaldamento nei Comuni di Torino, Moncalieri e Nichelino, che, con 56 milioni di metri cubi teleriscaldati (pari al 60% circa degli abitanti), è la rete più estesa d'Italia e consoliderà la leadership in Italia nel settore del teleriscaldamento con oltre 79 milioni di metri cubi serviti. L'operazione di scissione di AES Torino rientra tra i casi di esclusione previsti per le operazioni con parti correlate dal Regolamento Consob e dalla Procedura adottata dal Gruppo IREN in materia.

Esercizio dell'opzione di acquisto su TRM V S.p.A.

Il Consiglio di Amministrazione di IREN S.p.A. ha deliberato in data 29 aprile 2014 di esercitare l'opzione di acquisto da F2i Ambiente S.p.A. di una quota pari al 24% di TRM V S.p.A., società nella quale detiene già una partecipazione del 25% e che controlla TRM S.p.A., società che ha ricevuto l'affidamento per progettare, costruire e gestire il termovalorizzatore dei rifiuti urbani e assimilati a servizio della zona sud della provincia di Torino.

Il perfezionamento dell'operazione è avvenuto il 9 maggio 2014 ad un prezzo di circa 35,7 milioni di euro.

Il teleriscaldamento di IREN si aggiudica il premio Innovazione ICT Piemonte promosso da Smau.

Nel mese di maggio 2014, il Gruppo Iren si è aggiudicato il Premio Innovazione ICT Piemonte, assegnato da Smau ai migliori casi di aziende ed enti pubblici che hanno innovato con successo il proprio *business* attraverso le tecnologie digitali con l'obiettivo di generare un meccanismo virtuoso di condivisione delle esperienze di eccellenza.

A partire dal 2011 il Gruppo Iren, *leader* italiano nel settore del teleriscaldamento (79 milioni di metri cubi teleriscaldati), ha infatti deciso di investire nell'individuazione di metodologie e sistemi in grado di ottimizzare e innovare il sistema di telegestione delle sottostazioni di scambio termico di condominio (costituite sostanzialmente da uno scambiatore tra rete primaria di teleriscaldamento cittadino e rete secondaria di riscaldamento di edificio, da un regolatore e da un contatore) presenti nelle città di Torino, Parma, Piacenza e Reggio Emilia.

Il Gruppo Iren ha così sviluppato un sistema aperto basato su *software open source* e componenti *industry standard* per la telelettura e telegestione delle sottostazioni di scambio termico, installando sistemi innovativi su 3.600 sottostazioni e con l'obiettivo di completare il piano di copertura delle sottostazioni gestite.

Il sistema di telegestione offre diversi benefici quali la telelettura dei contatori, la possibilità di monitorare e variare i parametri di esercizio dei regolatori, attivando gli interventi di manutenzione, le accensioni da remoto e la gestione delle emergenze determinate da guasti della rete.

Approvazione Bilancio 2013 ed attribuzione dividendo

In data 18 giugno 2014 l'Assemblea di Iren ha approvato il Bilancio 2013 ed ha deliberato l'attribuzione di un dividendo pari ad 0,0523 euro per azione il quale è stato messo in pagamento in data 26 giugno 2014.

SITUAZIONE ECONOMICA, PATRIMONIALE E FINANZIARIA DEL GRUPPO IREN

Nel seguito sono presentati lo schema di conto economico, quello patrimoniale ed il rendiconto finanziario del Gruppo Iren, a cui si riferiscono i commenti relativi all'andamento gestionale.

Situazione economica

CONTO ECONOMICO CONSOLIDATO GRUPPO IREN

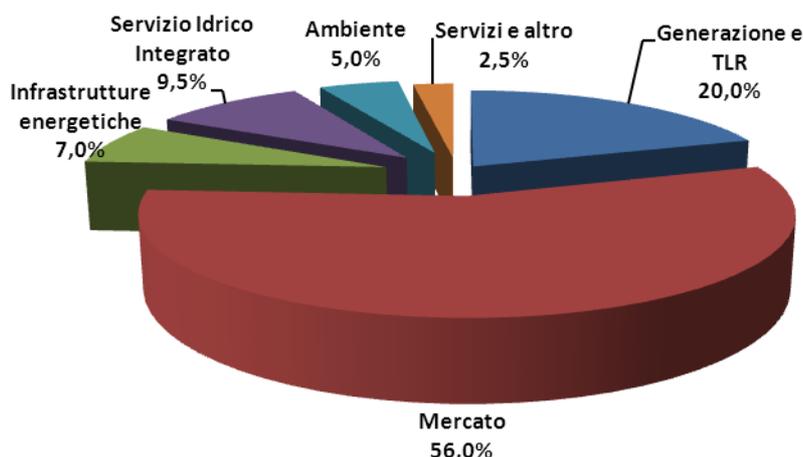
	Primo semestre 2014 Riesposto	Primo semestre 2013 Riesposto	migliaia di euro Var. %
Ricavi			
Ricavi per beni e servizi	1.368.569	1.691.840	(19,1)
Variazione dei lavori in corso	136	1.132	(88,0)
Altri proventi	152.784	95.111	60,6
- di cui non ricorrenti	21.044	-	
Totale ricavi	1.521.489	1.788.083	(14,9)
Costi operativi			
Costi materie prime sussidiarie di consumo e merci	(573.500)	(788.594)	(27,3)
Prestazioni di servizi e godimento beni di terzi	(409.935)	(467.921)	(12,4)
Oneri diversi di gestione	(37.446)	(33.912)	10,4
Costi per lavori interni capitalizzati	9.879	12.074	(18,2)
Costo del personale	(139.951)	(130.146)	7,5
Totale costi operativi	(1.150.953)	(1.408.499)	(18,3)
MARGINE OPERATIVO LORDO	370.536	379.584	(2,4)
Ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni			
Ammortamenti	(118.406)	(101.211)	17,0
Accantonamenti e svalutazioni	(23.241)	(26.384)	(11,9)
Totale ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni	(141.647)	(127.595)	11,0
RISULTATO OPERATIVO	228.889	251.989	(9,2)
Gestione finanziaria			
Proventi finanziari	14.580	14.897	(2,1)
Oneri finanziari	(64.499)	(61.934)	4,1
Totale gestione finanziaria	(49.919)	(47.037)	6,1
Risultato di collegate contabilizzate con il metodo del patrimonio netto	(11.189)	10.000	(*)
Rettifica di valore di partecipazioni	(20)	-	-
Risultato prima delle imposte	167.761	214.952	(22,0)
Imposte sul reddito	(81.058)	(96.886)	(16,3)
Risultato netto delle attività in continuità	86.703	118.066	(26,6)
Risultato netto da attività operative cessate	-	-	-
Risultato netto del periodo	86.703	118.066	(26,6)
attribuibile a:			
- Utile (perdita) di pertinenza del Gruppo	76.958	112.323	(31,5)
- Utile (perdita) di pertinenza di terzi	9.745	5.743	69,7

(*) Variazione superiore al 100%

Ricavi

Al 30 giugno 2014 il gruppo Iren ha conseguito ricavi per 1.521 milioni di euro in diminuzione del 14,9% rispetto ai 1.788 milioni di euro del primo semestre 2013. La flessione dei ricavi è riconducibile prevalentemente ai minori quantitativi venduti nei settori energetici per effetto sia della stagione termica particolarmente mite sia al proseguimento dell'attività di ottimizzazione del portafoglio clienti del segmento business. Inoltre la perdurante situazione di overcapacity produttiva di energia elettrica correlata alle maggiori produzioni delle fonti rinnovabili unitamente ad un calo della domanda (-3% su base nazionale) hanno comportato una continua pressione al ribasso di prezzi e margini dell'energia elettrica.

COMPOSIZIONE RICAVI (*)

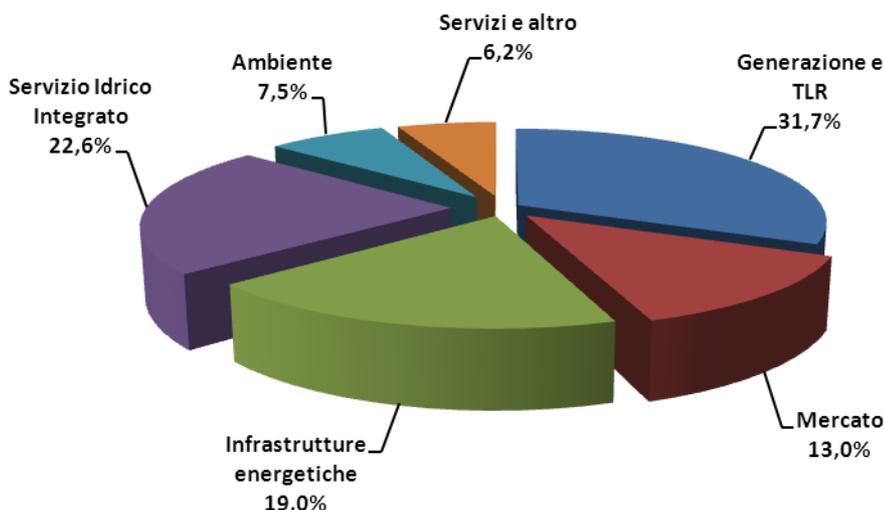


(*) al lordo delle elisioni intersettoriali

Margine Operativo Lordo

Il margine operativo lordo (Ebitda) ammonta a 371 milioni di euro in calo del -2,4% rispetto ai 380 milioni di euro del primo semestre 2013. Tale riduzione di marginalità è riconducibile principalmente alla filiera energetica per l'effetto congiunto di fattori regolatori, climatici e di mercato. Si è infatti esplicitata pienamente l'effetto della revisione da parte dell'AEEGSI della tariffa di vendita del gas (delibera n.196/13 e conseguente rideterminazione al ribasso della tariffa di teleriscaldamento), e la cessazione di incentivi sulla produzione cogenerazione di calore (certificati verdi teleriscaldamento) oltre al già accennato andamento climatico straordinariamente mite e alla pressione sui margini dell'energia elettrica.

COMPOSIZIONE EBITDA



Risultato operativo

Il risultato operativo (Ebit) è pari a 229 milioni di euro in contrazione del -9,2% rispetto ai 252 milioni di euro del 2013. Alla diminuzione del risultato operativo, oltre alla dinamica negativa del margine operativo lordo, hanno contribuito i maggiori ammortamenti registrati nel periodo (17 milioni di euro) in parte compensati dalla diminuzione (3,1 milioni di euro) degli accantonamenti e delle svalutazioni di periodo.

Oneri e Proventi finanziari

Gli oneri e proventi finanziari esprimono un saldo negativo per 50 milioni. In particolare gli oneri finanziari ammontano a 65 milioni. La variazione rispetto al primo semestre 2013 è dovuta principalmente alla diminuzione degli interessi capitalizzati e dall'aumento degli oneri finanziari da attualizzazione. I proventi finanziari ammontano a 15 milioni di euro (-2%).

Risultato di collegate contabilizzate con il metodo del patrimonio netto

Il risultato di società collegate contabilizzate con il metodo del patrimonio netto è negativo per circa 11 milioni di euro, in riduzione rispetto al corrispondente periodo 2013 principalmente per il risultato negativo di Olt, parzialmente compensato dagli utili di Amiat, ASA e TRM V..

Risultato prima delle imposte

Per effetto delle dinamiche sopra indicate il risultato consolidato prima delle imposte ha raggiunto 168 milioni di euro, in riduzione rispetto ai 215 milioni di euro del primo semestre 2013.

Imposte sul reddito

Le imposte sul reddito del primo semestre 2014 sono pari a 81 milioni, con un decremento del 16,3% rispetto al primo semestre 2013. Il Tax rate nominale è del 48%.

Risultato netto del periodo

Il risultato netto è positivo per 87 milioni di euro, in diminuzione del 26,6% rispetto allo stesso periodo del 2013.

Analisi per settori di attività

Il Gruppo Iren opera nei seguenti settori di attività:

- Generazione e Teleriscaldamento (Produzione Idroelettrica, Cogenerazione elettrica e calore, Reti di Teleriscaldamento)
- Mercato (Vendita energia elettrica, gas, calore)
- Infrastrutture Energetiche (Reti di distribuzione dell'energia elettrica, Reti di distribuzione del gas)
- Servizio Idrico Integrato (Vendita e distribuzione acqua, depurazione e fognatura)
- Ambiente (Raccolta e Smaltimento rifiuti)
- Altri servizi (Telecomunicazioni, Illuminazione Pubblica, Servizi global service 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 (area Nord-Ovest).

Nei prospetti seguenti vengono esposti il capitale investito netto comparato ai valori al 31.12.2013 e i conti economici (fino al risultato operativo) per settore di attività, raffrontati ai dati del 1° semestre 2013 riesposti al fine di tener conto del deconsolidamento delle attività relative alle società OLT, SAP, Iren Rinnovabili e del nuovo assetto, post scissione, della gestione delle attività gestite da AES Torino (consolidamento integrale della distribuzione di teleriscaldamento e deconsolidamento delle attività di distribuzione gas).

Risultati per settori di attività al 30 giugno 2014

milioni di euro

	Generazione e TLR	Mercato	Infrastrutture energetiche	Ciclo idrico	Ambiente	Servizi e altro	Non allocabili	Totale
Capitale immobilizzato	1.991	56	860	952	345	27	295	4.527
Capitale circolante netto	59	81	(85)	113	(4)	19	14	197
Altre attività e passività non correnti	(91)	33	(60)	(283)	(60)	(14)	(20)	(496)
Capitale investito netto (CIN)	1.959	170	715	782	281	32	289	4.228
Patrimonio netto								1.986
Posizione Finanziaria netta								2.242
Mezzi propri ed indebitamento finanziario netto								4.228

Risultati per settori di attività al 31 dicembre 2013

milioni di euro

	Generazione e TLR	Mercato	Infrastrutture energetiche	Ciclo idrico	Ambiente	Servizi e altro	Non allocabili	Totale
Capitale immobilizzato	2.020	55	850	951	335	29	286	4.526
Capitale circolante netto	137	20	(56)	86	(31)	(11)	7	151
Altre attività e passività non correnti	(107)	36	(61)	(272)	(50)	(14)	(18)	(486)
Capitale investito netto (CIN)	2.049	111	734	765	254	3	275	4.191
Patrimonio netto								1.999
Posizione Finanziaria netta								2.192
Mezzi propri ed indebitamento finanziario netto								4.191

Risultati per settori di attività al 30 giugno 2014

milioni di euro

	Generazione e TLR	Mercato	Infrastrutture energetiche	Ciclo idrico	Ambiente	Altri servizi	Elisioni e rettifiche	Totale
Totali ricavi e proventi	463	1.299	161	222	115	59	(797)	1.521
Totale costi operativi	(345)	(1.251)	(91)	(138)	(88)	(36)	797	(1.151)
Margine Operativo Lordo (EBITDA)	118	48	71	84	28	23	-	371
Amm.ti, acc.ti netti e svalutazioni	(45)	(20)	(21)	(35)	(17)	(3)		(142)
Risultato operativo (EBIT)	72	28	49	49	11	20	-	229

Risultati per settori di attività al 30 giugno 2013

milioni di euro

	Generazione e TLR	Mercato	Infrastrutture energetiche	Ciclo idrico	Ambiente	Altri servizi	Elisioni e rettifiche	Totale
Totali ricavi e proventi	540	1.681	160	204	106	44	(947)	1.788
Totale costi operativi	(384)	(1.613)	(84)	(144)	(89)	(42)	947	(1.409)
Margine Operativo Lordo (EBITDA)	156	68	76	60	17	2	-	380
Amm.ti, acc.ti netti e svalutazioni	(34)	(24)	(23)	(32)	(11)	(3)		(128)
Risultato operativo (EBIT)	122	44	53	28	6	(1)	-	252

Nel seguito sono presentate le principali grandezze economiche con i relativi commenti suddivisi per settore di attività.

Generazione e Teleriscaldamento

Nel semestre i ricavi ammontano a 463 milioni di euro in diminuzione del -14,4% rispetto ai 540 milioni di euro del primo semestre 2013.

		I semestre 2014	I semestre 2013	Δ %
Ricavi	€/mil.	463	540	-14,4%
Margine operativo lordo (Ebitda)	€/mil.	118	156	-24,6%
<i>Ebitda Margin</i>		25,4%	28,9%	
Risultato Operativo (Ebit)	€/mil.	72	122	-40,8%
Investimenti	€/mil.	30	14	(*)
Energia elettrica prodotta	GWh	3.324	3.745	-11,3%
<i>da fonte idroelettrica</i>	GWh	685	562	22,0%
<i>da fonte cogenerativa</i>	GWh	2.293	3.183	-28,0%
<i>da fonte termoelettrica</i>	GWh	345	-	(*)
Calore prodotto	GWh _t	1.494	1.842	-18,9%
<i>da fonte cogenerativa</i>	GWh _t	1.317	1.528	-13,8%
<i>da fonte non cogenerativa</i>	GWh _t	177	314	-43,5%
Volumetrie teleriscaldate	Mmc	79	77	3,3%

(*) Variazione superiore al 100%

Nel semestre l'energia elettrica prodotta è stata pari a 3.324 GWh in diminuzione (-11,3%) rispetto ai 3.745 GWh del primo semestre 2013, principalmente per effetto della minore produzione in assetto cogenerativo (-890 GWh) parzialmente compensata sia dalla produzione termoelettrica dell'impianto di Turbigo, sia dalla maggiore produzione idroelettrica +22%.

In particolare la produzione termoelettrica è stata pari a 2.638 GWh, di cui 2.293 GWh da fonte cogenerativa, in flessione del -28% rispetto ai 3.183 GWh del 2013, e di 345 GWh da fonte non cogenerativa e relativa all'impianto ex-Edipower di Turbigo entrato nel perimetro di Gruppo a partire dall'ultimo bimestre 2013.

La produzione idroelettrica è stata pari a 685 GWh in aumento del +22% rispetto ai 562 GWh del 2013 per effetto della produzione del Nucleo ex-Edipower di Tuscano (+221 GWh) anch'esso entrato nel perimetro di Gruppo soltanto a partire dall'ultimo bimestre 2013.

La produzione di calore del periodo è stata pari a 1.494 GWh_t in diminuzione del -18,9% rispetto ai 1.842 GWh_t del 2013, per effetto principalmente di una stagione termica invernale particolarmente mite (-18% gradi giorno nell'area torinese, -23% nell'area genovese e -26% nell'area emiliana).

La volumetria teleriscaldata è pari a circa 79 milioni di metri cubi in incremento significativo di +2,4 Mmc (+3,3%) rispetto al 30 giugno 2013. In crescita anche la quota di calore da produzione in cogenerazione pari all'88% (83% nel primo semestre 2013), grazie alla realizzazione di un nuovo sistema di accumulatori.

Il margine operativo lordo (Ebitda) è stato pari a 118 milioni di euro, in contrazione rispetto ai 156 milioni di euro del corrispondente periodo 2013.

La flessione del margine operativo lordo è stata influenzata in modo negativo da diversi fattori esogeni che hanno già caratterizzato i risultati del primo trimestre. In particolare la stagione termica della prima parte dell'anno, straordinariamente mite, che ha fortemente penalizzato la produzione di calore. La produzione di energia elettrica, in gran parte correlata alla cogenerazione di energia termica, inoltre sconta una riduzione dei margini di generazione per effetto della diminuzione dei prezzi di vendita. Positiva la dinamica della marginalità relativa alla produzione idroelettrica per il contributo dell'impianto ex-Edipower di Tuscano, entrato nel perimetro del Gruppo dall'ultimo bimestre 2013.

Il risultato operativo (Ebit) del settore ammonta a 72 milioni di euro ed è anch'esso in contrazione rispetto ai 122 milioni di euro del primo semestre 2013. Oltre alla dinamica registrata sul margine operativo lordo, il risultato operativo risente dei maggiori ammortamenti connessi agli impianti ex-Edipower del Nucleo idroelettrico di Tuscano e alla centrale di Turbigio, e dell'impianto di Torino Nord. Gli investimenti realizzati nel settore Generazione e Teleriscaldamento ammontano complessivamente a 30 milioni di euro di cui circa 27 milioni di euro sono relativi alla Cogenerazione e reti teleriscaldamento e 3 milioni di euro sono relativi al settore idroelettrico.

Mercato

Il volume d'affari semestrale dell'area mercato ammonta a 1.299 milioni di euro in diminuzione del -22,7% rispetto ai 1.681 milioni di euro del primo semestre 2013.

Il margine operativo lordo (Ebitda) pari a 48 milioni di euro è in riduzione rispetto ai 68 milioni di euro del corrispondente periodo del 2013.

		I semestre 2014	I semestre 2013	Δ %	
Ricavi	€/mil.	1.299	1.681	-22,7%	
Margine operativo lordo (Ebitda)	€/mil.	48	68	-29,4%	
<i>Ebitda Margin</i>		3,7%	4,0%		
	<i>da Energia Elettrica</i>	€/mil.	12	-5	(*)
	<i>da Gas</i>	€/mil.	35	67	-48,4%
	<i>da Calore</i>	€/mil.	2	6	-70,0%
Risultato Operativo (Ebit)	€/mil.	28	44	-37,3%	
Investimenti		5	4	27,7%	
Energia Elettrica Venduta	GWh	5.755	6.555	-12,2%	
Energia Elettrica Venduta (al netto Compravendita in Borsa)	GWh	5.095	6.142	-17,0%	
Gas Acquistato	Mmc	1.242	1.726	-28,0%	
	<i>Gas commercializzato dal Gruppo</i>	Mmc	558	839	-33,5%
	<i>Gas destinato ad usi interni</i>	Mmc	600	781	-23,1%
	<i>Gas in stoccaggio</i>	Mmc	84	106	-20,7%

(*) Variazione superiore al 100%

Commercializzazione Energia Elettrica

I volumi commercializzati al netto dell'energia compravenduta in Borsa ammontano a 5.095 GWh (l'energia elettrica lorda ammonta 5.755 GWh) con una diminuzione del -17,0% rispetto ai 6.142 GWh del primo semestre 2013.

I volumi venduti a clienti finali e grossisti sono pari a 2.605 GWh in diminuzione del -9,1% rispetto ai 2.867 GWh del primo semestre 2013 mentre i volumi impiegati sulla Borsa (al netto dell'energia compravenduta in borsa) ammontano a 2.112 GWh in riduzione del -25,1% rispetto ai 2.821 GWh del corrispondente periodo 2013.

Relativamente ai clienti gestiti in regime di maggior tutela, i volumi complessivamente venduti nel corso del periodo sono stati pari a 378 GWh in calo del -16,6% rispetto ai 453 GWh del primo semestre 2013 per effetto della progressiva liberalizzazione del mercato. Nel primo semestre 2014 il Gruppo ha mantenuto, anche attraverso le produzioni degli impianti ex-Edipower di Tuscano e Turbigio che hanno sostanzialmente compensato la cessazione del tolling Edipower, una quota di produzione di energia elettrica da fonti interne al Gruppo di circa il 65%.

Il margine operativo lordo (Ebitda) della vendita di energia elettrica è pari a 12 milioni di euro in rilevante incremento rispetto al risultato negativo (-5 milioni di euro) del primo semestre 2013.

Tale risultato è correlato principalmente al venir meno delle perdite connesse alla gestione del contratto di tolling che nel 2013 rifletteva la perdita gestionale di Edipower.

Commercializzazione Gas Naturale

I volumi complessivi di gas naturale approvvigionati nel corso del primo semestre 2014 sono stati pari a 1.242 milioni di metri cubi a fronte dei 1.726 milioni di metri cubi del 2013 (-28,0%). I volumi commercializzati a clienti esterni al Gruppo sono stati pari a 558 milioni di metri cubi (839 milioni di metri cubi nel primo semestre 2013) mentre 600 milioni di metri cubi sono stati impiegati all'interno del Gruppo sia per la produzione di energia elettrica sia per la fornitura di servizi calore (781 milioni di metri cubi nel primo semestre 2013) e 84 milioni di metri cubi sono stati immessi in stoccaggio (106 milioni di metri cubi nel primo semestre 2013).

Il margine operativo lordo (Ebitda) pari a 35 milioni di euro risulta in flessione rispetto ai 67 milioni del corrispondente periodo del 2013 prevalentemente per la contrazione del margine unitario derivante dai provvedimenti AEEGSI di revisione dei meccanismi di definizione tariffaria oltre alla rilevante riduzione dei volumi venduti per il già citato effetto climatico che ha caratterizzato in modo straordinario la prima parte dell'anno.

Sviluppo mercato

Nel primo semestre 2014 è proseguita un'attività costante e continuativa per la fidelizzazione della clientela e per l'ampliamento del portafoglio di riferimento, estendendo il perimetro di attività a nuove aree geografiche.

L'attività dei competitor è proseguita in misura crescente sui territori storicamente gestiti e quindi è stata ulteriormente rafforzata l'attività commerciale, attraverso l'incremento dei canali di vendita e il potenziamento dell'attività outbound verso i clienti.

Vendita calore tramite reti di teleriscaldamento:

Il margine operativo lordo nel primo semestre 2014 ammonta a 2 milioni di euro in contrazione rispetto al margine del primo semestre 2013.

Infrastrutture energetiche

Nel primo semestre 2014 il settore Infrastrutture Energetiche, che comprende i business della distribuzione gas, energia elettrica, ha registrato ricavi per 161 milioni di euro in linea con i ricavi del primo semestre 2013.

Il margine operativo lordo (Ebitda) è stato pari a 71 milioni di euro. La riduzione del -7,7% rispetto ai 76 milioni di euro del primo semestre 2013 è dovuta alla contrazione del margine dell'attività di gestione delle reti elettriche e per fattori straordinari non ripetibili del primo semestre 2013.

Il risultato operativo netto (Ebit) è stato pari a 49 milioni di euro in calo rispetto ai 53 milioni di euro del primo semestre 2013 (-7,4%).

Di seguito vengono esposte le principali dinamiche dei settori interessati.

		I semestre 2014	I semestre 2013	Δ %
Ricavi	€/mil.	161	160	0,8%
Margine operativo lordo (Ebitda)	€/mil.	71	76	-7,7%
<i>Ebitda Margin</i>		43,8%	47,8%	
	<i>da Reti Elettriche</i>	€/mil. 33	40	-17,6%
	<i>da Reti Gas</i>	€/mil. 37	36	3,3%
Risultato Operativo (Ebit)	€/mil.	49	53	-7,4%
Investimenti	€/mil.	29	21	41,0%
	<i>in Reti Elettriche</i>	€/mil. 12	10	11,8%
	<i>in Reti Gas</i>	€/mil. 17	10	70,8%
Energia elettrica distribuita	GWh	1.915	2.036	-5,9%
Gas distribuito	Mmc	661	844	-21,7%

Reti Distribuzione Energia elettrica

Il margine operativo lordo (Ebitda) è stato pari a 33 milioni di euro, in calo del 17,6% rispetto ai 40 milioni di euro del corrispondente periodo 2013.

La flessione per circa -7 milioni di euro è riconducibile principalmente al venire meno delle sopravvenienze attive (conguagli pregressi) che avevo caratterizzato il primo semestre 2013, alla riduzione dei contributi di allacciamento alla rete ed altri ricavi accessori del margine di contribuzione.

Nel corso del primo semestre 2014 sono stati effettuati investimenti per 12 milioni di euro inerenti a nuovi allacciamenti, nuove cabine BT/MT e linee BT/MT.

Reti Distribuzione Gas

Il margine operativo lordo (Ebitda) della distribuzione reti gas ammonta a 37 milioni di euro in aumento del +3,3% rispetto ai 36 milioni di euro del 1° semestre 2013. L'incremento del margine è riconducibile prevalentemente a maggiori ricavi tariffari da vincolo.

Gli investimenti di periodo realizzati ammontano a 17 milioni di euro e riguardano in particolare il piano di risanamento della rete tramite sostituzione delle tubazioni ghisa grigia, l'installazione di misuratori elettronici e le iniziative di sviluppo della rete di distribuzione e degli allacciamenti.

Servizio idrico integrato

Nel primo semestre 2014 il servizio idrico integrato ha registrato ricavi per 222 milioni di euro in aumento del +8,6% rispetto ai 204 milioni di euro del primo semestre 2013. Tale crescita è riconducibile agli incrementi tariffari approvati in applicazione del nuovo metodo definitivo ma principalmente alla contabilizzazione di conguagli pregressi (metodo transitorio 2012-2013) ed ai maggiori ricavi relativi all'applicazione dell'IFRIC 12 correlati agli investimenti di periodo su beni di terzi.

		I semestre 2014	I semestre 2013	Δ %
Ricavi	€/mil.	222	204	8,6%
Margine operativo lordo (Ebitda)	€/mil.	84	60	39,1%
<i>Ebitda Margin</i>		37,7%	29,4%	
Risultato Operativo (Ebit)	€/mil.	49	28	76,0%
Investimenti	€/mil.	25	25	3,4%
Acqua Venduta	Mmc	72	75	-4,3%

Il margine operativo lordo (Ebitda) ammonta a 84 milioni di euro in significativo aumento (+39,1%) rispetto ai 60 milioni di euro del 2013. L'incremento è da ricondursi alle dinamiche tariffarie, alle sopravvenienze per conguagli tariffari pregressi e alle sinergie operative.

Il risultato operativo (Ebit) ammonta a 49 milioni di euro in aumento del +76,0% rispetto ai 28 milioni di euro del corrispondente periodo 2013. Il miglioramento riflette le dinamiche del margine operativo lordo.

Gli investimenti ammontano a 25 milioni di euro e riguardano la realizzazione di infrastrutture previste dai Piani d'Ambito per la manutenzione e lo sviluppo di reti ed impianti di distribuzione, della rete fognaria e dei sistemi di depurazione.

Ambiente

Nel primo semestre 2014 i ricavi del settore ammontano a 115 milioni di euro in incremento del +9,1% rispetto ai 106 milioni di euro del primo semestre 2013. L'incremento di oltre 9 milioni di euro è derivante principalmente da maggior ricavi energetici (energia elettrica e calore), dai corrispettivi dei servizi di igiene ambientale e dalla vendita di materiali di recupero rivenienti dalla raccolta differenziata.

		I semestre 2014	I semestre 2013	Δ %
Ricavi	€/mil.	115	106	9,1%
Margine operativo lordo (Ebitda)	€/mil.	28	17	62,2%
<i>Ebitda Margin</i>		24,1%	16,3%	
Risultato Operativo (Ebit)	€/mil.	11	6	81,4%
Investimenti	€/mil.	12	30	-60,6%
Rifiuti trattati	ton	521.338	498.843	4,5%
<i>Rifiuti urbani</i>	ton	357.569	361.726	-1,1%
<i>Rifiuti speciali</i>	ton	163.769	137.117	19,4%

Il margine operativo lordo di periodo (Ebitda) ammonta a 28 milioni di euro in rilevante aumento (+62,2%) rispetto ai 17 milioni di euro del primo semestre 2013. L'incremento è da ricondursi all'avvio del termovalorizzatore PAI Parma (ricavi energetici e costi cessanti su altri impianti), al recupero di

marginalità del termovalorizzatore Tecnoborgo, all'incremento dei margini sulle attività di igiene ambientale anche per sinergie operative e sulle attività di trading e trattamento dei rifiuti speciali.

Il risultato operativo netto (Ebit) ammonta a 11 milioni di euro in crescita del +81,4% rispetto ai 6 milioni di euro del primo semestre 2013. Sul margine hanno inciso negativamente: i maggiori investimenti relativi all'entrata in esercizio del termovalorizzatore PAI, gli accantonamento a fondo svalutazione crediti ed i rilasci di alcuni fondi di gestione post-mortem delle discariche contabilizzati nel primo semestre 2013.

Gli investimenti di periodo ammontano a 12 milioni di euro e si riferiscono principalmente ai lavori di completamento del Polo Ambientale Integrato di Parma, attrezzature del servizio di raccolta a supporto dello sviluppo della raccolta differenziata con modalità porta-porta e all'avvio della realizzazione dell'impianto di trattamento delle sabbie derivanti dallo spazzamento stradale.

Servizi e altro

		I semestre 2014	I semestre 2013	Δ %
Ricavi	€/mil.	59	44	32,8%
Margine operativo lordo (Ebitda)	€/mil.	23	2	(*)
<i>Ebitda Margin</i>		38,9%	4,1%	
Risultato Operativo (Ebit)	€/mil.	20	-1	(*)
Investimenti	€/mil.	8	5	65,0%

(*) Variazione superiore al 100%

Nel primo semestre 2014 i ricavi ammontano a 59 milioni di euro in crescita rispetto ai 44 milioni di euro del corrispondente periodo 2013.

L'incremento è da ricondursi alla plusvalenza generata nel semestre per la cessione di ulteriori quote del Fondo immobiliare in precedenza costituito con conferimento di immobili del Gruppo.

Tale plusvalenza incide positivamente anche sul margine operativo lordo di periodo, che è pari a 23 milioni di euro a fronte dei 2 milioni di euro del corrispondente periodo 2013.

Situazione patrimoniale

STATO PATRIMONIALE RICLASSIFICATO GRUPPO IREN

	migliaia di euro		
	30.06.2014	31.12.2013	Var. %
	Riesposto	Riesposto	
Attivo immobilizzato	4.527.224	4.525.762	0,0
Altre attività (Passività) non correnti	(148.852)	(135.501)	9,9
Capitale circolante netto	196.553	151.369	29,9
Attività (Passività) per imposte differite	127.154	121.995	4,2
Fondi rischi e Benefici ai dipendenti	(474.695)	(473.695)	0,2
Attività (Passività) destinate a essere cedute	491	995	(50,7)
Capitale investito netto	4.227.875	4.190.925	0,9
Patrimonio netto	1.985.719	1.998.762	(0,7)
<i>Attività finanziarie a lungo termine</i>	<i>(55.808)</i>	<i>(79.424)</i>	<i>(29,7)</i>
<i>Indebitamento finanziario a medio e lungo termine</i>	<i>1.872.446</i>	<i>1.853.608</i>	<i>1,0</i>
Indebitamento finanziario netto a medio lungo termine	1.816.638	1.774.184	2,4
<i>Attività finanziarie a breve termine</i>	<i>(542.901)</i>	<i>(454.902)</i>	<i>19,3</i>
<i>Indebitamento finanziario a breve termine</i>	<i>968.419</i>	<i>872.881</i>	<i>10,9</i>
Indebitamento finanziario netto a breve termine	425.518	417.979	1,8
Indebitamento finanziario netto	2.242.156	2.192.163	2,3
Mezzi propri ed indebitamento finanziario netto	4.227.875	4.190.925	0,9

Nel seguito sono commentate le principali dinamiche patrimoniali del periodo chiuso al 30 giugno 2014. L'attivo immobilizzato risulta sostanzialmente invariato rispetto al 31 dicembre 2013. Per maggiori informazioni sul dettaglio degli investimenti del periodo, si rimanda al paragrafo Analisi per settori di attività.

L'incremento del Capitale Circolante netto (+29,9%) risente della dinamica dei debiti e crediti commerciali e delle poste tributarie.

La fiscalità differita risulta in crescita del 4,2% rispetto al periodo precedente.

L'incremento del Patrimonio netto deriva principalmente dall'utile di periodo.

Il rendiconto finanziario, presentato nel seguito, fornisce un dettaglio analitico delle ragioni della movimentazione del primo semestre 2014.

Situazione finanziaria

RENDICONTO FINANZIARIO DEL GRUPPO IREN

	migliaia di euro		
	Primo semestre 2014 Riesposto	Primo semestre 2013 Riesposto	Var. %
A. Disponibilità liquide iniziali	50.221	26.681	88,2
Flusso finanziario generato dall'attività operativa			
Risultato del periodo	86.703	118.066	(26,6)
Rettifiche per:			
Ammortamenti attività materiali e immateriali	118.406	101.211	17,0
(Plusvalenze) Minusvalenze e altre variazioni patrimoniali	(25.136)	336	(*)
Variazione netta TFR e altri benefici ai dipendenti	382	1.216	(68,6)
Variazione netta fondo rischi e altri oneri	(2.274)	(18.281)	(87,6)
Variazione imposte anticipate e differite	(4.383)	(2.351)	86,4
Variazione altre attività/passività non correnti	13.351	(9.611)	(*)
Dividendi contabilizzati al netto delle elisioni	(1.030)	(790)	30,4
Quota del risultato di collegate	11.189	(10.000)	(*)
Svalutazioni (Rivalutazioni) nette di attività	706	626	12,8
B. Cash flow operativo prima delle variazioni di CCN	197.914	180.422	9,7
Variazione rimanenze	25.051	14.461	73,2
Variazione crediti commerciali	129.874	125.186	3,7
Variazione crediti tributari e altre attività correnti	(23.421)	9.349	(*)
Variazione debiti commerciali	(240.377)	(238.805)	0,7
Variazione debiti tributari e altre passività correnti	63.689	127.588	(50,1)
C. Flusso finanziario derivante da variazioni di CCN	(45.184)	37.779	(*)
D. Cash flow operativo (B+C)	152.730	218.201	(30,0)
Flusso finanziario da (per) attività di investimento			
Investimenti in attività materiali e immateriali	(109.420)	(97.523)	12,2
Investimenti in attività finanziarie	(47.290)	(23)	(*)
Realizzo investimenti e variazione attività destinate ad essere cedute	23.840	4.394	(*)
Dividendi incassati	6.886	8.332	(17,4)
Altri movimenti di attività finanziarie	-	(116)	(100,0)
E. Totale flusso finanziario da attività di investimento	(125.984)	(84.936)	48,3
F. Free cash flow (D+E)	26.746	133.265	(79,9)
Flusso finanziario da attività di finanziamento			
Erogazione di dividendi	(73.641)	(76.070)	(3,2)
Nuovi finanziamenti a lungo termine	150.000	158.000	(5,1)
Rimborsi di finanziamenti a lungo termine	(263.262)	(36.942)	(*)
Variazione debiti finanziari	224.540	(120.446)	(*)
Variazione crediti finanziari	(87.894)	13.591	(*)
G. Totale flusso finanziario da attività di finanziamento	(50.257)	(61.867)	(18,8)
H. Flusso monetario del periodo (F+G)	(23.511)	71.398	(*)
I. Disponibilità liquide finali (A+H)	26.710	98.079	(72,8)

(*) Variazione superiore al 100%

La tabella seguente evidenzia sinteticamente la variazione dell'indebitamento finanziario netto del Gruppo nei periodi considerati.

	migliaia di euro		
	Primo semestre 2014 Riesposto	Primo semestre 2013 Riesposto	Var. %
Free cash flow	26.746	133.265	(79,9)
Erogazione di dividendi	(73.641)	(76.070)	(3,2)
Variazione fair value strumenti derivati di copertura	(3.098)	16.620	(*)
Variazione posizione finanziaria netta	(49.993)	73.815	(*)

(*) Variazione superiore al 100%

L'indebitamento finanziario netto al 30 giugno 2014 è pari a 2.242 milioni di euro, in aumento del 2,3% rispetto al 31 dicembre 2013.

In particolare il free cash flow, positivo per 27 milioni di euro, deriva dall'effetto congiunto dei seguenti flussi monetari:

- il cash flow operativo è positivo per 153 milioni di euro e si compone per 198 milioni di euro da cash flow operativo prima delle variazioni di capitale circolante netto e per -45 milioni di euro dal flusso finanziario derivante da variazioni di capitale circolante netto;
- il flusso monetario da attività di investimento, negativo per 126 milioni di euro, è generato da investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali per 157 milioni di euro (comprensivi degli investimenti effettuati per la costruzione delle infrastrutture in regime di concessione secondo quanto stabilito dall'IFRIC 12), da realizzo di attività immobilizzate per 24 milioni di euro e dall'incasso di dividendi per 7 milioni di euro.

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

FATTI DI RILIEVO AVVENUTI DOPO LA CHIUSURA

Scissione in favore di IREN Energia della rete teleriscaldamento di AES Torino

Dal 1° luglio 2014, IREN Energia ha acquisito la proprietà diretta del ramo d'azienda afferente l'attività di distribuzione di calore da teleriscaldamento nei Comuni di Torino, Moncalieri e Nichelino, che si aggiungono alle reti di teleriscaldamento già oggi detenute nelle città di Genova, Parma, Piacenza e Reggio Emilia.

Emissione obbligazionaria sul mercato europeo per 300 milioni di euro.

In data 3 luglio 2014 è stato completato il collocamento sul mercato Eurobond di un'emissione obbligazionaria inaugurale in formato Public Placement per un ammontare di Euro 300 milioni.

Il prestito obbligazionario, quotato alla Borsa Irlandese, ha una durata di 7 anni ed una cedola annua fissa pari al 3,0%.

L'operazione è stata accolta con grande interesse da parte di investitori istituzionali italiani ed esteri, raccogliendo adesioni corrispondenti a 2,5 volte l'ammontare offerto.

Le obbligazioni, che hanno un taglio unitario minimo di Euro 100.000, sono state collocate al prezzo di emissione pari a 99,225%. Il tasso di rendimento lordo effettivo a scadenza è pari a 3,125%.

L'emissione del prestito obbligazionario contribuisce a migliorare ulteriormente il profilo finanziario del Gruppo Iren attraverso un allungamento della scadenza media e una diminuzione del costo medio dell'indebitamento.

Finanziamento da 75 milioni di euro da Unicredit

Il 28 luglio 2014 IREN S.p.A. ha stipulato con Unicredit un contratto di finanziamento dell'ammontare di 75 milioni di euro di durata di 4 anni a parziale rifinanziamento di una linea di finanziamento con il medesimo istituto bancario.

Progetto di fusione per incorporazione di Società Acque Potabili in Sviluppo Idrico

In data 7 agosto 2014 il Consiglio di amministrazione di Acque Potabili ha approvato il progetto di fusione per incorporazione di Acque Potabili in Sviluppo Idrico (la "Fusione") che verrà sottoposto all'approvazione dell'Assemblea dei Soci convocata per il giorno 24 settembre 2014, in unica convocazione.

Il progetto di Fusione è stato approvato, altresì, dal Consiglio di amministrazione di Sviluppo Idrico riunitosi in data 7 agosto 2014.

L'operazione persegue lo scopo di revocare le azioni di Acque Potabili dalla quotazione sul MTA, di conseguire la riorganizzazione delle attività di Acque Potabili e un risparmio di costi collegati al venir meno degli oneri connessi alla quotazione medesima. L'integrazione con Sviluppo Idrico, in particolare, mira a superare i limiti connessi alla gestione frammentata delle concessioni attualmente in capo ad Acque Potabili mediante il raggiungimento di una gestione integrata delle concessioni di cui la stessa è titolare con le concessioni attualmente gestite in via autonoma da IAG e SMAT.

La Fusione verrà deliberata sulla base delle situazioni patrimoniali delle società interessate riferite alla data del 30 giugno 2014, redatte e approvate ai sensi dell'articolo 2501-quater del codice civile dai relativi Consigli di amministrazione.

Per effetto della Fusione, tutte le azioni ordinarie di Acque Potabili verranno annullate e concambiate con azioni ordinarie di Sviluppo Idrico.

In particolare, a servizio del concambio, Sviluppo Idrico procederà all'aumento del proprio capitale sociale per massimi Euro 5.633.096, mediante emissione di massime n. 5.633.096 azioni ordinarie di nuova emissione, nonché all'annullamento senza concambio di tutte le azioni ordinarie di Acque Potabili di proprietà di Sviluppo Idrico.

I Consigli di amministrazione delle società partecipanti alla Fusione hanno determinato il rapporto di cambio nella seguente misura: 0,212 azioni ordinarie Sviluppo Idrico da nominali Euro 1,00 ciascuna per

ogni n. 1 azione ordinaria Acque Potabili del valore di Euro 0,10 ciascuna. Non sono previsti conguagli in danaro.

Il rapporto di cambio è oggetto di verifica da parte dell'Esperto ai sensi dell'articolo 2501-sexies del codice civile. L'Esperto indipendente Reconta Ernst & Young S.p.A. è stato nominato dal Presidente del Tribunale di Torino con provvedimento depositato in cancelleria il 18 luglio 2014 su istanza congiunta di Acque Potabili e di Sviluppo Idrico.

La Fusione darà diritto agli azionisti di Acque Potabili che non abbiano concorso all'approvazione della Fusione di recedere per tutte o parte delle loro azioni.

Al riguardo, si comunica che il valore di liquidazione delle azioni ordinarie Acque Potabili in relazione alle quali dovesse essere esercitato l'indicato diritto di recesso è stato determinato, in misura pari ad Euro 1,105 per azione. Tale valore è stato calcolato, in conformità a quanto disposto dall'art. 2437-ter, comma 3 del codice civile, facendo esclusivo riferimento alla media aritmetica (calcolata da Borsa Italiana S.p.A.) dei prezzi di chiusura nei sei mesi che precedono la data di pubblicazione dell'avviso di convocazione dell'Assemblea Straordinaria dei soci di Acque Potabili convocata per il 24 settembre 2014 in unica convocazione.

L'efficacia del recesso sarà in ogni caso subordinata all'efficacia della Fusione.

EVOLUZIONE PREVEDIBILE DELLA GESTIONE

Lo scenario macroeconomico nell'area Euro del primo semestre 2014 evidenzia un Pil praticamente piatto e stride con crescite di circa 1 punto percentuale degli Stati Uniti e dello 0,8 per il Regno Unito. In particolare il secondo trimestre dell'esercizio risulta negativo anche per Germania e Francia, mentre per il nostro paese Moody's ha aggiornato al ribasso le previsioni di crescita dallo 0,5% al - 0,1%. Segnali opposti dal super indice dell'Ocse: tra giugno 2013 e giugno 2014 l'indice italiano resta il più alto tra i Paesi europei. Per il secondo semestre del 2014, l'orientamento ancora restrittivo della politica fiscale in molti Stati membri, le condizioni stagnanti del mercato del lavoro e la conseguente bassa dinamica del reddito disponibile determineranno una persistente debolezza dei consumi delle famiglie.

Per il nostro paese gli scenari, descritti in precedenza, prevedono un trend che oscilla dalla seppur lieve recessione ad una crescita estremamente contenuta, in ragione della capacità di prestito del sistema bancario al fine di non interrompere il normale ciclo d'investimento, nonché dall'attuazione o meno delle riforme in itinere conseguenti all'attuale fase politico istituzionale. Si fa particolare riferimento al piano di rimborso alle imprese da parte della pubblica amministrazione, alle misure attinenti il mercato del lavoro ed alle azioni volte ad aumentare la capacità di spesa dei contribuenti.

Risulta, peraltro, prevedibile che gli investimenti privati accelerino gradualmente per effetto della ripresa dell'attività economica e della necessità di ricostituire la capacità produttiva dopo una fase di riduzione prolungata.

Lo scenario competitivo rimarrà sfidante con prezzi delle commodities energetici che nel breve termine non mostrano segnali di recupero.

In tale contesto macroeconomico, la strategia di breve termine del Gruppo si focalizza sul mantenimento della redditività, anche attraverso il perseguimento di significative sinergie gestionali, sul consolidamento della presenza del Gruppo nei settori regolati, oltre al rigoroso presidio della propria stabilità finanziaria ed all'ottimizzazione del portafoglio investimenti, con particolare attenzione ad opportunità di sviluppo selettivamente individuate.

QUADRO NORMATIVO

Nel seguito sono presentate le principali novità normative emerse nel corso del primo semestre del 2014 che influenzano i settori nei quali il Gruppo opera; per un'analisi più completa si rimanda alle informazioni contenute nel Bilancio 2013 del Gruppo.

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

La disciplina dei servizi pubblici locali risultante dal complesso quadro normativo è contenuta nella Legge di conversione del D.L. 18/10/2012 n.179 recante ulteriori misure urgenti per la crescita del Paese, art. 34 come risultante dalla legge di conversione - L. 17/12/2012 n. 221, 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, ai sensi del quale:

1. In deroga a quanto previsto dall'*articolo 34, comma 21 del decreto-legge 18 ottobre 2012, n. 179*, convertito, con modificazioni, dalla *legge 17 dicembre 2012, n. 221*, al fine di garantire la continuità del servizio, laddove l'ente responsabile dell'affidamento ovvero, ove previsto, l'ente di governo dell'ambito o bacino territoriale ottimale e omogeneo abbia già avviato le procedure di affidamento pubblicando la relazione di cui al comma 20 del medesimo articolo, il servizio è espletato dal gestore o dai gestori già operanti fino al subentro del nuovo gestore e comunque non oltre il 31 dicembre 2014.

2. La mancata istituzione o designazione dell'ente di governo dell'ambito territoriale ottimale ai sensi del comma 1 dell'*articolo 3-bis del decreto-legge del 13 agosto 2011, n. 138*, convertito, con modificazioni, dalla *legge 14 settembre 2011, n. 148*, ovvero la mancata deliberazione dell'affidamento entro il termine del 30 giugno 2014, comportano l'esercizio dei poteri sostitutivi da parte del Prefetto competente per territorio, le cui spese sono a carico dell'ente inadempiente, che provvede agli adempimenti necessari al completamento della procedura di affidamento entro il 31 dicembre 2014.

3. Il mancato rispetto dei termini di cui ai commi 1 e 2 comporta la cessazione degli affidamenti non conformi ai requisiti previsti dalla normativa europea alla data del 31 dicembre 2014.

4. Il presente articolo non si applica ai servizi di cui all'*articolo 34, comma 25, del decreto-legge 18 ottobre 2012, n. 179*, convertito, con modificazioni, dalla *legge 17 dicembre 2012, n. 221*. (servizio di distribuzione di gas naturale, di cui al *decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164*, servizio di distribuzione di energia elettrica, di cui al *decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79*, e alla *legge 23 agosto 2004, n. 239*, nonché gestione delle farmacie comunali, di cui alla *legge 2 aprile 1968, n. 475*).

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.

E' stata pubblicata nella G.U.U.E (Gazzetta Ufficiale dell'Unione Europea), L. 94, del 28 marzo 2014 la [Direttiva 2014/23/UE](#) del Parlamento Europeo e del Consiglio, del 26 febbraio 2014, sull'aggiudicazione dei contratti di concessione.

La direttiva dovrà essere recepita dagli Stati membri entro il 18 aprile 2016 (anche se non mancano interpretazioni sulla immediata applicabilità della stessa presso gli Stati membri).

Le modalità di assegnazione sono le seguenti:

- a) a società private, selezionate mediante una procedura di gara pubblica;

- b) direttamente a società pubblico-privata, qualora il socio privato sia selezionato mediante una gara d'appalto avente per oggetto (i) l'assegnazione della posizione di socio e, allo stesso tempo, (ii) l'attribuzione al socio privato di compiti operativi connessi alla gestione del servizio;
- c) direttamente a società interamente posseduta da enti pubblici, se l'unico scopo di tali società è quello di fornire servizi ai soci pubblici e se l'amministrazione aggiudicatrice può esercitare lo stesso controllo che l'autorità esercita sui propri uffici (le cosiddette società "in house").

Codice dei contratti pubblici

Il testo del D. lgs. 163/2006 (Codice dei Contratti Pubblici) è stato oggetto di integrazioni e modifiche. Nel seguito si riportano le novità di maggior rilievo:

- per le imprese partecipanti alle gare, non è causa di esclusione la dichiarazione di concordato preventivo c.d. in continuità, ma per poter partecipare è necessario una espressa autorizzazione da parte del commissario giudiziale, se nominato o dal tribunale (precisazione introdotta dalla L. 9/2014);
- le stazioni appaltanti devono, ove possibile ed economicamente conveniente, suddividere gli appalti in lotti funzionali;
- istituzione della Banca Dati Nazionale Dei Contratti Pubblici che permetterà alle Stazioni appaltanti di verificare i requisiti di capacità generale, tecnica ed economico-finanziaria, dopo successivi rinvii dal 1°/07/2014 diventa obbligatorio verificare i requisiti attraverso la banca dati per gli appalti nei settori ordinari (raccolta RSU);
- nelle gare con aggiudicazione al prezzo più basso, detto prezzo è determinato al netto delle spese relative al costo del personale;
- la legge anti-corruzione introduce nuovi obblighi di pubblicità per le P.A. e le società controllate da Enti pubblici, con esclusione delle società quotate in borsa e delle società da loro controllate, come precisato dalla circolare del Ministro per la PA e la semplificazione n. 1/2014;
- con la legge n. 9/2014 di conversione del decreto-legge n. 145 del 2013, art. 13, sono state introdotte norme che consentono alle stazioni appaltanti di pagare direttamente i subappaltatori per i casi di crisi di liquidità finanziaria dell'impresa appaltatrice che siano comprovate da ripetuti ritardi nei pagamenti dei Subappaltatori o dei Cottimisti ed accertate dalla Stazione appaltante, dopo aver sentito l'Appaltatore. Inoltre è sempre consentito alla stazione appaltante, anche per i contratti di appalto in corso, nella pendenza di procedura di concordato preventivo, provvedere ai pagamenti dovuti per le prestazioni eseguite dall'affidatario medesimo e dai subappaltatori e cottimisti.

A fine 2013 la Commissione UE ha emanato il Regolamento n. 1336/2013 con il quale sono state modificate per il biennio 2014/2015 le soglie di applicazione in materia di procedure di aggiudicazione degli appalti pubblici: 207.000 euro per i settori ordinari (invece di 200.000) e per i settori speciali; 414.000 euro (invece di 400.000) per tutti gli appalti pubblici di forniture e di servizi e 5.186.000 euro (invece di 5.000.000) per gli appalti pubblici di lavori.

Di grande impatto sulla normativa saranno, una volta recepite (entro il 18/4/2016), le Direttive dell'Unione Europea pubblicate nella G.U.U.E (Gazzetta Ufficiale dell'Unione Europea), L. 94 del 28 marzo 2014:

- la Direttiva 2014/24/UE del Parlamento Europeo e del Consiglio, del 26 febbraio 2014, sugli appalti pubblici, che abroga la direttiva 2004/18/CE;
- la Direttiva 2014/25/UE del Parlamento Europeo e del Consiglio, del 26 febbraio 2014, sulle procedure d'appalto degli enti erogatori nei settori dell'acqua, dell'energia, dei trasporti e dei servizi postali, che abroga la direttiva 2004/17/CE;
- la Direttiva 2014/23/UE sull'aggiudicazione dei contratti di concessione (prima non disciplinati).

Si segnala da ultimo la soppressione dell'AVCP, che dovrebbe essere sostituita dall'ANAC ex art. 19 del DL 90/2014 pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale del 24/06/2014.

Quest'ultimo DL introduce norme di accelerazione del processo amministrativo (art 40) e di contrasto contro l'abuso del processo (art 41) le c.d. liti temerarie.

Codice antimafia

Con il decreto legislativo 6 settembre 2011, n. 159 è stato approvato il codice delle leggi antimafia e delle misure di prevenzione, che raggruppa in unico testo le disposizioni in materia di lotta alla delinquenza mafiosa.

In particolare si evidenziano: eliminazione delle cd "informative atipiche", validità annuale delle informative antimafia, anziché semestrale, ed ottenimento delle comunicazioni antimafia solo dalla Prefettura, non più dalla Camera di Commercio.

Il D.L. 90/2014 all'art. 29 dispone, modificando l'art. 1 comma 52 della legge 190/2012, che diventa obbligatorio la consultazione delle c.d. "White list", istituite presso le Prefetture e che l'iscrizione negli elenchi tiene luogo delle comunicazioni ed informazioni antimafia richieste dal D. Lgs. 159/2011, anche per attività diverse da quelle per cui sono stati istituiti gli elenchi. Le attività definite a maggior rischio di infiltrazione sono elencate nel comma 53 dell'art. 1 della legge 190 /2012 (per es. noli a caldo, trasporto e smaltimento rifiuti per conto terzi, autotrasportatori conto terzi, estrazione, fornitura e trasporto terra e materiali inerti, ecc.)

Robin Hood Tax

L'art. 7 del decreto-legge 13 agosto 2011, n. 138, convertito in legge 14 settembre 2011, n. 148, ha innalzato di quattro punti percentuali (dal 6,5% al 10,5%), la cosiddetta "Robin Hood Tax", ossia l'aliquota addizionale IRES per le società operanti nel settore energetico per i periodi di imposta dal 2011 al 2013 e l'ha estesa agli esercenti la trasmissione/dispacciamento/distribuzione elettrica e il trasporto/distribuzione gas, nonché alle società che producono energia elettrica mediante l'impiego prevalente di biomasse e da fonte solare-fotovoltaica ed eolica. Al momento l'addizionale non è stata confermata per gli anni successivi al 2013.

Distribuzione gas

Il Decreto Letta del 2000 ha introdotto la concorrenza nel mercato del gas naturale italiano attraverso la liberalizzazione delle importazioni, esportazione, trasporto, dispacciamento e vendita di gas.

L'attività di stoccaggio ha lo scopo di compensare le fluttuazioni della domanda dei consumi all'interno del sistema nazionale del gas, in modo da garantire una riserva strategica di gas naturale. L'attività di stoccaggio è svolta da imprese sulla base di concessioni aggiudicate mediante pubblica procedura di gara. L'attività di distribuzione è considerata come un servizio pubblico e può essere effettuata solo da aziende che non forniscono già altri servizi nel settore del gas. Attualmente, il servizio di distribuzione viene assegnato sulla base di gare pubbliche per un periodo massimo di 12 anni.

Con decreto del 19 gennaio 2011 il Ministro dello sviluppo economico ha determinato gli ambiti territoriali nel settore della distribuzione del gas naturale. E' stato anche approvato il regolamento per i criteri di gara e per la valutazione delle offerte per l'affidamento del servizio di distribuzione gas. In tale regolamento è stabilito che il Comune capoluogo di Provincia sia stazione appaltante per la gestione della gara. Il termine per l'individuazione della stazione appaltante è fissato in sei mesi dall'entrata in vigore del regolamento (11 febbraio 2012) per gli ambiti di Parma, Reggio Emilia, Torino 1 – Città di Torino, Torino 2 – Impianto di Torino, in 24 mesi per l'ambito Genova 2 – Provincia e in 30 mesi per Genova 1 – Città e Impianto di Genova, in 36 mesi per l'ambito di Piacenza 2 est.

Le relative gare devono essere indette entro 15 mesi dalla scadenza dei termini di cui sopra dal Comune capoluogo di provincia, oppure entro 18 mesi da soggetto individuato dai Comuni appartenenti all'ambito territoriale (se quest'ultimo non comprende il Comune Capoluogo).

Nel corso del 2013 il "Decreto del Fare" (decreto-legge 21 giugno 2013, n. 68) ha introdotto alcune modifiche al "regolamento criteri" che definisce le regole fondamentali per lo svolgimento delle gare d'ambito. E' stata prevista la perentorietà delle scadenze per la nomina della stazione appaltante, con una penale per il mancato rispetto dei termini e il rafforzamento dei poteri sostitutivi, mediante la nomina di un "commissario ad acta". Le date limite per l'indizione delle gare sono state poi prorogate in misura differenziata.

L'avvio delle gare per ATEM sono previste secondo il seguente calendario:

- Reggio Emilia - gara prorogata di due anni causa terremoto (2° semestre 2015)
- Parma – 1° semestre 2014 (già decorso, possibile proroga al 2° semestre)
- Piacenza – 2° semestre 2016
- Torino – 1° semestre 2014 (già decorso, possibile proroga al 2° semestre)
- Genova – 2° semestre 2015

Il D.L.145/2013 convertito in L. n. 9 del 21/2/2014 ha stabilito all'art. 1 comma 16 "I termini di scadenza previsti dal comma 3 dell'articolo 4 del decreto-legge 9 agosto 2013 n.98, sono prorogati di ulteriori 4 mesi. Le date limite di cui all'allegato 1 al regolamento di cui al decreto del Ministro dello sviluppo economico 12 novembre 2011 n.226, relative agli ambiti ricadenti nel terzo raggruppamento dello stesso allegato 1, nonché i rispettivi termini di cui all'allegato 3 del medesimo regolamento, sono prorogati di quattro mesi."

Con la delibera 382/2012/R/gas è stato pubblicato lo schema di contratto di servizio tipo per la distribuzione del gas naturale.

Tra i fatti più significativi intervenuti nel quadro normativo del settore della distribuzione gas vanno ricordati soprattutto i provvedimenti dell'Autorità per l'Energia e il Gas in materia di:

- tariffe di distribuzione e misura;
- servizio di distribuzione e misura.

Servizio default

Con la deliberazione ARG/gas 99/11, l'Autorità aveva introdotto disposizioni per il mercato della vendita al dettaglio del gas naturale, con particolare riferimento alle modalità di acquisto e perdita della responsabilità dei prelievi, alla disciplina dell'inadempimento del cliente finale alle proprie obbligazioni di pagamento (c.d. morosità) e al completamento dell'assetto previsto in materia di servizi di ultima istanza, disciplinando il servizio di default, finalizzato a garantire il bilanciamento della rete di distribuzione in relazione ai prelievi di gas effettuati direttamente dal cliente finale (privo di un fornitore) titolare del punto di riconsegna per il quale non ricorrano i presupposti per l'attivazione del fornitore di ultima istanza, o ne sia comunque impossibile l'attivazione.

Con la delibera 352/2012/R/gas sono state adottate disposizioni a completamento della disciplina del servizio di default, stabilendo la remunerazione dell'impresa di distribuzione che eroga il servizio di default e l'entrata in vigore della disciplina relativa alla remunerazione del SdD, fissata a partire dall'1 gennaio 2013, tenuto conto dell'intervento del DM 3 agosto 2012 il quale ha inteso comprendere tra i clienti finali aventi diritto al fornitore di ultima istanza anche i clienti che siano rimasti privi di fornitore per motivi dipendenti dalla propria volontà e siano titolari di punti di prelievo non disalimentabili.

Con la sentenza 29/12/2012 n. 3296 della sez. III del Tar Lombardia è stata ritenuta illegittima la Deliberazione 99/11 in quanto, in violazione del principio comunitario e nazionale della separazione anche funzionale tra le attività di distribuzione e le attività di fornitura del gas ha introdotto il servizio di default ponendolo a carico delle imprese di distribuzione del gas.

L'AEEG ha proposto appello con istanza di misure cautelari monocratiche contro la sentenza del TAR. Il Consiglio di Stato il 28 gennaio 2013 ha accolto l'appello dell'AEEG in via cautelativa e ha sospeso gli effetti della sentenza del TAR Lombardia, fissando l'udienza di merito per il 19 febbraio 2013. A seguito della decisione di sospensiva indicata, AEEG ha ritenuto di pubblicare il 30 gennaio 2013 la delibera 25/2013/R/gas "Disposizioni Urgenti, in attuazione dei decreti monocratici 28 gennaio 2013 del Consiglio di Stato, in materia di servizio di default sulle reti di distribuzione del gas naturale".

A fronte dell'apertura di un tavolo tecnico con l'AEEG, è stato chiesto il rinvio della discussione del ricorso al fine di poter portare avanti il tavolo tecnico frattanto avviato con gli operatori.

Il Consiglio di Stato ha quindi rinviato la discussione della domanda cautelare alla camera di consiglio del 9.7.2013.

All'udienza del 9 luglio 2013 il Consiglio di Stato ha fissato per il 4 marzo 2014 l'udienza per discussione di merito dei ricorsi in appello proposti da AEEG avverso le sentenze del TAR di Milano del dicembre 2012.

L'AEEG in data 21.11.2013 ha assunto una ulteriore delibera 533/2013/R/GAS in merito alla disciplina del default 533/2013/R/GAS. In data 21 gennaio 2014 è stato proposto ricorso per motivi aggiunti per il suo annullamento.

Successivamente sono state emesse: il 6 giugno 2013 la delibera 241/2013/R/gas "Riforma della disciplina del servizio di default di distribuzione, a seguito della dichiarata impossibilità a svolgere tutte le attività di cui al TIVG, in merito al bilanciamento dei prelievi diretti", il 27/2/2014 la delibera 84/2014/R/gas "Disciplina della morosità e dei servizi di ultima istanza modifiche ed integrazioni al TIMG e TIVG, il 29 maggio 2014 la delibera 246/2014/R/gas "valorizzazione del gas naturale prelevato presso i punti di riconsegna cui è erogato il servizio di default distribuzione a seguito della mancata disalimentazione fisica".

Con sentenza depositata in data 12.6.2014, il Consiglio di Stato ha accolto l'appello promosso dall'AEEG avverso le sentenze con cui il TAR Milano, nel dicembre 2012, aveva ravvisato l'illegittimità della delibera 99/11 disponendone l'annullamento.

In estrema sintesi il Consiglio di Stato, aderendo alle difese dell'AEEG, 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 indebitto 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.

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.

In particolare, il Decreto Bersani ha:

- liberalizzato le attività di produzione, importazione, esportazione, acquisto e vendita di energia elettrica dal 1° gennaio 2003, a condizione che nessuna società fosse autorizzata a produrre o importare direttamente o indirettamente oltre il 50% del totale dell'energia elettrica generata o importata in Italia, al fine di aumentare la concorrenza nel mercato della produzione di energia elettrica;
- previsto l'istituzione dell'Acquirente Unico, che deve stipulare e gestire contratti di fornitura, al fine di garantire la capacità di generazione necessaria e la fornitura di energia elettrica in condizioni di continuità, sicurezza ed efficienza del servizio di tutto il sistema, nonché parità di trattamento tariffario;
- previsto la creazione della "Power Exchange", una piazza virtuale in cui i produttori, importatori, grossisti, distributori, gestore della rete di trasmissione nazionale, l'Acquirente Unico e gli altri partecipanti al mercato libero possono comprare e vendere energia elettrica a prezzi determinati attraverso una procedura di gara;
- prevista la creazione del soggetto che gestisce la Borsa elettrica (cioè GME o Gestore del Mercato) ed attribuite le attività di trasmissione e dispacciamento in concessione al gestore della rete di trasmissione nazionale (Terna), mentre l'attività di distribuzione di energia elettrica viene effettuata in regime di concessione rilasciata dal Ministero dello Sviluppo Economico.

La legge n 290 del 27 ottobre 2003 ha stabilito la riunificazione di proprietà e gestione della rete di trasmissione.

Nel 2007 sono state adottate misure per assicurare la separazione funzionale ("unbundling").

Struttura tariffaria per trasmissione, distribuzione e misura

L' AEEG ha stabilito un regime tariffario che è entrato in vigore il 1° gennaio 2000. Questo regime ha sostituito il sistema "cost plus" con un nuovo meccanismo di "price cap", che prevede un limite per gli incrementi tariffari annuali corrispondenti alla differenza tra il tasso di inflazione e l'aumento della produttività conseguibile dal fornitore di servizi, insieme ad ulteriori fattori, come il miglioramento della qualità. Secondo la metodologia del price-cap, le tariffe dovrebbero essere ridotte di una percentuale fissa ogni anno così da incoraggiare gli operatori regolamentati per migliorare l'efficienza e gradualmente trasferire il risparmio sul cliente finale.

Il 2012 è il primo anno del quarto periodo regolatorio (2012-2015), nel quale vigono provvedimenti che regolano le attività principali della distribuzione elettrica, che opera in un mercato elettrico oramai completamente liberalizzato.

Tali attività sono:

- 1) tariffe del servizio di trasmissione, distribuzione e misura (del. ARG/elt 199/11)
- 2) tariffa sociale (del. ARG/elt 117/08)
- 3) qualità del servizio (del. ARG/elt 198/11)
- 4) morosità (del. ARG/elt 4/08)
- 5) switching (del. ARG/elt 42/08)
- 6) regolazione delle partite fisiche ed economiche del servizio di dispacciamento *settlement* (del. ARG/elt 107/09)
- 7) *unbundling* (del. ARG/elt 11/07)
- 8) sistema indennitario (del. ARG/elt 191/09).

In merito al punto 1), il meccanismo della tariffa media nazionale integrata da perequazioni (generali + specifica aziendale) viene sostituito da una tariffa individuale per singolo distributore.

In merito al punto 2), al fine di proteggere i clienti domestici in situazioni di disagio (economico e fisico), si prevede la semplificazione e la rimozione di alcune criticità nella disciplina del bonus elettrico.

Sul punto 3), la del. 198/2011 (TIQE) norma la qualità commerciale e quella tecnica per il 2012-2015.

Si evidenzia l'entrata in vigore dal 2013 del "preventivo rapido" e di nuovi indicatori per la sostituzione del gruppo di misura guasto e per il ripristino del valore corretto.

In merito al punto 4), continua a valere il sistema definito dalla del. 4/08:

- a) tutela del credito dei venditori e degli esercenti la salvaguardia;
- b) definizione di specifiche regole per la gestione della sospensione della fornitura in caso di morosità di clienti finali, connessi in bassa tensione e non dotati di misuratore elettronico, prevedendo obblighi informativi a carico dei distributori.

Sul punto 5), la del. 42/08 ha regolato dispacciamento, trasmissione, distribuzione e misura elettrica nei casi di cambiamento di venditore sullo stesso punto di prelievo attivo, o di attribuzione a un venditore un punto di prelievo nuovo o precedentemente disattivato (*switching*).

In merito al punto 6), l'allegato A alla delibera ARG/elt 107/09 (Testo Integrato *Settlement* –TIS) riassume in unico testo tutte le disposizioni inerenti il *settlement*, cioè la regolazione delle partite fisiche ed economiche del dispacciamento (regolazione mensile, conguagli annuali, rettifiche delle misure, ...) per ottenere:

- a) la corretta contabilizzazione e valorizzazione economica dell'energia prelevata da ciascun utente del dispacciamento;
- b) il contenimento dell'impatto economico ed amministrativo per gli utenti del dispacciamento dovuto alle rettifiche delle misure;
- c) la semplificazione contabile ed amministrativa per Terna e i distributori.

Sul punto 7), il "Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas in merito agli obblighi di separazione amministrativa e contabile (*unbundling*) per le imprese operanti nei settori dell'energia elettrica e il gas e relativi obblighi di pubblicazione e comunicazione" (Testo Integrato o TIU) ha stabilito l'obbligo di separazione funzionale a carico dell'impresa verticalmente integrata - vale a dire l'impresa o il gruppo di imprese che, nel settore dell'energia elettrica o del gas, svolge almeno un'attività in concessione (ad esempio, la distribuzione dell'energia elettrica e/o del gas) e almeno un'attività liberalizzata (ad esempio, la vendita di energia elettrica e/o gas) – recependo sostanzialmente il contenuto delle direttive comunitarie 2003/54/CE (per il settore elettrico) e 2003/55/CE (per il settore gas).

Lo scopo è promuovere la concorrenza, l'efficienza e adeguati livelli di qualità nell'erogazione dei servizi.

- a) garantendo la neutralità della gestione delle infrastrutture essenziali per lo sviluppo di un mercato concorrenziale;
- b) impedendo discriminazioni tra gli operatori del mercato nell'accesso alle informazioni sensibili e nell'utilizzo delle infrastrutture;
- c) separando le attività svolte in regime di concorrenza dalle attività regolate (quelle di gestione delle infrastrutture), evitando il trasferimento incrociato di risorse e di costi.

Per la separazione funzionale occorre in primis affidare, nell'ambito di un'impresa verticalmente integrata, ogni attività regolata a un Gestore Indipendente, che la deve amministrare con autonomia decisionale e organizzativa e perseguendo obiettivi di efficienza, economicità, neutralità e non discriminazione.

Il Gestore Indipendente nomina un garante per la corretta gestione delle informazioni commercialmente sensibili (detto Garante dei Dati), che vigila sulla corretta gestione delle informazioni (intese come quelle commercialmente sensibili, cioè rilevanti per la concorrenza nel mercato).

Per raggiungere gli obiettivi descritti, il Gestore Indipendente si dota del Piano degli adempimenti, documento contenente una serie di misure organizzative e gestionali, i cui requisiti minimi sono fissati dall'Autorità.

Inoltre, annualmente, il Gestore Indipendente predispose ed invia all'Autorità il Rapporto Annuale delle Misure Adottate (RAMA).

In merito al punto 8), la del. ARG/elt 191/09 ha definito il "Sistema Indennitario" che garantisce un indennizzo al venditore uscente in caso di mancato incasso del credito relativo alle fatture degli ultimi mesi di erogazione della fornitura, prima della data di effetto dello *switching* per il servizio prestato.

La successiva del. ARG/elt 219/10 emana le disposizioni per il funzionamento del Sistema Indennitario.

Questo sistema permette a tutti i venditori di potersi rivalere sul cliente finale, indipendentemente dal cambio di venditore richiesto dal cliente finale stesso.

Concessioni di grande derivazione ad uso idroelettrico

Con sentenza della Corte Costituzionale n. 205 del 4 luglio 2011 è stata dichiarata l'illegittimità delle disposizioni del decreto-legge 31 maggio 2010, n. 78, convertito in legge 30 luglio 2010, n. 122, che prorogavano di cinque anni le concessioni di grande derivazione per la produzione di energia elettrica, con eventuale ulteriore proroga di sette anni in caso di costituzione di società miste da parte di alcune province.

In conseguenza della dichiarazione di illegittimità costituzionale, le concessioni con scadenza al 31 dicembre 2010 si trovano in regime di prosecuzione della gestione da parte del concessionario, fino alla data del subentro del nuovo concessionario che dovrà essere scelto mediante procedura ad evidenza pubblica.

La durata delle future concessioni, da rilasciare a seguito di procedura di gara, sarà variabile, secondo criteri da stabilire in un emanando decreto interministeriale d'intesa con la Conferenza Stato-Regioni, da venti a trent'anni, in rapporto agli investimenti ritenuti necessari. Nella scelta della migliore offerta per l'affidamento della concessione si avrà riguardo prevalentemente all'offerta economica per l'acquisizione della risorsa idrica e all'aumento dell'energia prodotta o della potenza installata. Per le concessioni già scadute e per quelle in scadenza entro il 2017, la gara sarà indetta entro due anni dalla data dell'entrata in vigore del decreto interministeriale che fisserà i criteri e la nuova concessione decorrerà dal quinto anno successivo alla scadenza originaria e comunque non oltre il 31 dicembre 2017. 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 concessione.

Servizio idrico integrato

Il processo di riforma del servizio idrico integrato, avviato con la Legge 36/94 (Legge Galli), è stato rivisto con l'approvazione del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, come modificato dal D. LGS. 10 dicembre 2010, n. 219.

La regolazione della gestione del sistema di servizio idrico integrato è basata sui seguenti principi:

- istituzione di un unico sistema integrato per la gestione dell'intero ciclo dell'acqua;
- individuazione, da parte delle Regioni, degli "Ambiti Territoriali Ottimali" o "ATO", all'interno dei quali i servizi idrici integrati sono da gestire. Ciascun ATO è responsabile di: (a) organizzare il servizio idrico integrato, mediante un piano che deve definire la politica degli investimenti e di gestione (Piano d'Ambito), (b) individuare un operatore del servizio idrico integrato, (c) determinare le tariffe applicabili agli utenti, (d) monitorare e supervisionare il servizio e le attività svolte dal gestore al fine di garantire la corretta applicazione delle tariffe e il conseguimento degli obiettivi e dei livelli di qualità stabiliti nel piano d'ambito;
- l'organizzazione del servizio idrico integrato si basa su una chiara distinzione dei compiti tra i vari organi di governo. Le autorità statali e regionali svolgono la pianificazione generale. Le autorità locali supervisionano, organizzano e controllano il sistema integrato servizi idrici.

La Legge n. 42 del 2010 ha disposto la soppressione delle Autorità d'Ambito Territoriali Ottimali decorso un anno dall'entrata in vigore di tale legge; tale termine è stato prorogato al 31 dicembre 2012.

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 L.R. 23-12-2011 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 costituisce l'ambito territoriale ottimale in conformità agli *articoli 147 e 200 del decreto legislativo n. 152 del 2006*.

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 - Provincia di Savona;
- ATO Centro/Ovest 2 - Provincia di Savona;
- ATO Centro/Est – Provincia di Genova;
- ATO Est – Provincia di La Spezia.

La Legge (art. 10) ha esteso la facoltà di gestione autonoma del SII ai Comuni con popolazione fino ai 3.000 abitanti. Tale disposizione è stata contestata dal Governo (sollevando questione di illegittimità costituzionale) in quanto contrastante con le disposizioni (art. 148, 5° comma del D. Lgs. 152/2006 - TU Ambiente), che limitano tale facoltà a favore dei Comuni con popolazione fino a 1.000 abitanti.

Il settore dei Servizi Idrici è stato inoltre interessato dal Referendum celebrato il 12/13 giugno 2011, in esito al quale è stato parzialmente abrogato l'art. 154 comma 1 (tariffa del servizio idrico integrato) del D. Lgs. n. 152 del 13 aprile 2006 "Determinazione della tariffa del servizio idrico integrato" limitatamente alla parte che prevede la sua fissazione "in base all'adeguata remunerazione del capitale investito".

La suddetta abrogazione non produce effetti diretti ed immediati sulle tariffe vigenti, ma si limita a modificare i criteri cui deve uniformarsi l'Autorità competente ad elaborare il c.d. "Metodo Tariffario, oggi definito dal DM 1° agosto 1996.

La Corte costituzionale ha chiarito che a seguito dei risultati del Referendum, le Regioni devono individuare il soggetto sostitutivo delle ATO. Tale entità è responsabile di assegnare la gestione dei servizi idrici nel rispetto dei principi europei in materia di procedure di gare pubbliche.

Le funzioni attinenti alla regolazione e al controllo dei servizi idrici sono state trasferite all'Autorità per l'Energia Elettrica ed il Gas.

L'Autorità ha previsto che nella fase transitoria sia mantenuta un'articolazione tariffaria per gestore/ambito analoga alla preesistente.

In data 25 giugno 2013 (delibera 273/2013), l'Autorità per l'energia ha approvato uno specifico provvedimento per la definizione dei criteri di calcolo degli importi da restituire agli utenti finali, corrispondenti alla remunerazione del capitale investito e versati nelle bollette dell'acqua nel periodo post referendum, dal 21 luglio al 31 dicembre 2011.

La decisione assunta dall'Autorità è censurabile sotto diversi profili, ed in particolare per il contrasto con le disposizioni comunitarie che prevedono la copertura di tale voce di costo; l'Autorità avrebbe, al contrario, espunto dalla tariffa la remunerazione del capitale investito senza prevedere alcuna forma alternativa di copertura dei costi finanziari. Il TAR Lombardia, con sentenza in data 20 febbraio 2014, ha accolto le tesi dei ricorrenti (fra cui IREN Acqua Gas) pronunciando l'annullamento della Del. AEEGSI n. 273/2013 per le ragioni dai medesimi sostenute. Con Deliberazione n. 643 del 27 dicembre 2013 l'AEEG ha approvato il "Metodo tariffario Idrico e le disposizioni di completamento" (MTI), contenente le modalità e dei parametri di calcolo dei costi (OPEX e CAPEX) che debbono trovare adeguata remunerazione con la tariffa applicata agli utenti dei servizi idrici.

Le disposizioni di tale Deliberazione trovano applicazione dall'esercizio 2014 in avanti.

Entro il 31 marzo 2014, l'ente avente competenza sugli Ambiti Territoriali:

- definisce gli obiettivi e redige (su proposta del Gestore) il Piano degli Interventi;
- predispone la tariffa per gli anni 2014 e 2015;
- redige il Piano economico Finanziario (esteso al periodo di durata dell'affidamento), che deve garantire il conseguimento dell'equilibrio gestionale del Gestore;
- trasmette tali determinazioni all'AEEG per la definitiva approvazione.

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 15.01.2014), nel Dlgs 36/2003 (discariche), nel Dlgs 133/2005 (incenerimento e coincenerimento), nel Dpr 13 marzo 2013, n. 59 (Autorizzazione Unica Ambientale), ed a livello regionale dalle L. R. Emilia Romagna n. 25/99, n. 10/2008 e n. 23/2011.

Posto che per le Autorità d'Ambito Territoriale sono cessate al 31 dicembre 2012, la Regione Emilia Romagna ha istituito l'Agenzia Territoriale dell'Emilia Romagna, secondo la legge sopra citata, 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. Tale Agenzia è entrata in funzione nel corso dell'anno 2012.

Si evidenzia inoltre che il sistema SISTRI è entrato in vigore il 1° ottobre 2013 per i gestori di rifiuti speciali pericolosi e dal 3 marzo 2014 per i produttori iniziali di rifiuti speciali pericolosi. Le sanzioni SISTRI si applicheranno a far data dal 1 gennaio 2015.

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 dell'imposta municipale propria di natura patrimoniale (IMU), di una componente riferita ai servizi c.d. indivisibili (TASI) e della 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 31/12/2013 "svolgono il servizio di gestione dei rifiuti o di accertamento o riscossione della TARES.

Certificati Verdi, Titoli di efficienza energetica e Ets

Certificati Verdi

In base all'art. 11 del D. Lgs. 79/99, produttori ed importatori di energia elettrica generata da fonti non rinnovabili devono immettere in rete energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili in misura pari ad una quota dell'energia elettrica prodotta da fonti non rinnovabili e non cogenerative. La quota d'obbligo, inizialmente fissata al 2%, nel periodo 2004-2006 è stata incrementata annualmente di 0,35 punti percentuali, mentre l'incremento annuale della quota per il periodo 2007-2012 è stato portato allo 0,75% dalla Finanziaria 2008.

L'obbligo può anche essere assolto mediante acquisto sul mercato e successiva restituzione al GSE per l'annullamento di una quantità corrispondente di certificati verdi; tali certificati vengono attribuiti ai produttori di energia elettrica in base alla produzione di energia elettrica da impianti alimentati da fonti rinnovabili entrati in esercizio o ripotenziati dopo il 1° aprile 1999 e qualificati IAFR (impianti alimentati da fonti rinnovabili) dal GSE.

Il periodo di diritto al riconoscimento ai certificati verdi, inizialmente pari a 8 anni, è stato successivamente esteso a 12 anni.

La Finanziaria 2008 ha modificato la normativa relativa ai C.V. estendendo a 15 anni la durata del periodo di riconoscimento per gli impianti entrati in servizio dopo il 31 dicembre 2007 e introducendo coefficienti differenziati a seconda delle fonti.

L'Autorità per l'energia elettrica e il gas ha individuato il 6 giugno 2013 quale data di raggiungimento del costo indicativo cumulato annuo degli incentivi per il fotovoltaico di 6,7 miliardi di euro. Pertanto, a partire dal 6 luglio 2013 sono cessate le previsioni di incentivazione del fotovoltaico.

Il Gestore dei Servizi Energetici – GSE S.p.A. è il soggetto responsabile dell'attuazione e della gestione del meccanismo, inclusa l'erogazione degli incentivi ai soggetti beneficiari.

Il DM 6 luglio 2012 stabilisce le nuove modalità di incentivazione della produzione di energia elettrica da impianti alimentati da fonti rinnovabili, diverse da quella solare fotovoltaica, con potenza non inferiore a 1 kW. Gli incentivi previsti dal Decreto si applicano agli impianti nuovi, integralmente ricostruiti, riattivati, oggetto di intervento di potenziamento o di rifacimento, che entrano in esercizio dal 1° gennaio 2013.

Il nuovo Decreto disciplina anche le modalità con cui gli impianti già in esercizio passeranno, a partire dal 2016, dal meccanismo dei certificati verdi ai nuovi meccanismi di incentivazione.

Agevolazioni fiscali

In tema di Agevolazioni fiscali per il risparmio energetico, consistenti in detrazioni dall'Irpef (Imposta sul reddito delle persone fisiche) o dall'Ires (Imposta sul reddito delle società), sono concesse quando si eseguono interventi che aumentano il livello di efficienza energetica degli edifici esistenti.

Sulle spese sostenute dal 6 giugno 2013 al 31 dicembre 2014, per gli interventi di riqualificazione energetica di edifici già esistenti, spetta una detrazione del 65%. Percentuale che passerà al 50%, per i pagamenti effettuati dal 1° gennaio 2015 al 31 dicembre 2015.

Si ricorda che le spese sostenute prima del 6 giugno 2013 fruivano della detrazione del 55%. Dal 1° gennaio 2016 il beneficio sarà del 36%, cioè quello ordinariamente previsto per i lavori di ristrutturazione edilizia.

Titoli di efficienza energetica (TEE)

Il D. Lgs. 79/99 e il D. Lgs. n. 164/00 hanno introdotto l'obbligo rispettivamente per i distributori di energia elettrica e di gas (con almeno 100.000 clienti a fine 2001) di incrementare l'efficienza energetica degli usi finali di energia.

E' stato disposto il trasferimento alla Società Gestore dei Servizi Energetici S.p.A. delle attività di gestione valutazione e certificazione di risparmi correlati a progetti presentati nell'ambito del meccanismo dei titoli di efficienza energetica.

Emission trading system

Il Protocollo di Kyoto impegna i Paesi industrializzati e con economie in transizione a ridurre globalmente le emissioni di gas ad effetto serra tra il 2008 e il 2012 del 5% rispetto ai livelli del 1990.

Gli obiettivi di riduzione, diversi per ogni Paese membro, sono pari all'8% per l'Unione Europea e al 6,5% per l'Italia.

Al fine di rispondere agli obblighi di riduzione previsti dal Protocollo di Kyoto, la direttiva 2003/87/CE ha istituito un sistema di scambio di quote di emissioni dei gas a effetto serra all'interno dell'Unione Europea, detto "Emission Trading System" (ETS). La normativa italiana di recepimento della direttiva 2003/87/CE è rappresentata dal D. Lgs. 4 aprile 2006 n. 216.

L'Emission Trading System prevede la fissazione di un limite massimo alle emissioni realizzate dagli impianti industriali che producono gas ad effetto serra, allocando ad ognuno (tramite i Piani Nazionali di Assegnazione) un determinato numero di quote di emissioni, che danno diritto ad immettere un corrispondente quantitativo di tonnellate di biossido di carbonio equivalente in atmosfera nel corso dell'anno di riferimento delle quote.

Con il decreto D. Lgs. 13 marzo 2013, n. 30, è stata recepita nell'ordinamento nazionale la direttiva 2009/29/CE che introduce nuove regole nel sistema comunitario cosiddetto ETS (*Emission Trading Scheme*) per lo scambio di quote di emissione di gas serra, nonché nuove attività soggette all'applicazione della normativa nel periodo 2013-2020.

Il nuovo decreto modifica il campo di applicazione definendolo in maniera più puntuale per quanto riguarda gli impianti di combustione ed estendendo il sistema ad altri gas diversi dalla CO₂. Ha, inoltre, previsto la possibilità di escludere i piccoli impianti; ha introdotto la possibilità di stabilire regole semplificate per il monitoraggio, la rendicontazione e la verifica; ha modificato il metodo di assegnazione delle quote prevedendo che le quote vengano assegnate mediante asta. Più precisamente, per gli impianti termoelettrici e per gli impianti per la cattura e lo stoccaggio del carbonio, l'assegnazione sarà totalmente a titolo oneroso, ad eccezione degli impianti di cogenerazione che possono ricevere quote gratuite per l'energia termica destinata al teleriscaldamento.

CONCESSIONI E AFFIDAMENTI

Il Gruppo IREN esercita servizi in concessione/affidamento nei seguenti settori:

- Gas naturale
- Energia elettrica
- Ciclo idrico integrato
- Gestione servizi ambientali

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 Genova Reti Gas S.r.l. controllata al 100% da IREN Acqua Gas. Si segnala che le concessioni sono attualmente in regime di *prorogatio* in attesa della indizione delle gare

ad evidenza pubblica il cui termine è fissato in 24 mesi per l'ambito Genova 2 – Provincia – e in 30 mesi per Genova 1 – Città e Impianto di Genova.

Area Torinese

I servizi, rispettivamente, di distribuzione del gas metano nel comune di Torino e di distribuzione del teleriscaldamento nei comuni di Torino e di Moncalieri, a far tempo dal 1° luglio 2014, saranno gestiti da Italgas e da Iren Energia per effetto della scissione di AES TORINO.

Si segnala che le concessioni per la Distribuzione del Gas sono attualmente in regime di *prorogatio* in attesa della indizione delle gare ad evidenza pubblica il cui termine è fissato in sei mesi dall'entrata in vigore del regolamento (11 febbraio 2012) per gli ambiti di Torino 1 – Città di Torino – Torino 2 – Impianto di Torino.

Con convenzione del 29 dicembre 2008 la Città di Nichelino (TO) ha affidato, con durata di 30 anni, la concessione per l'occupazione del suolo e del sottosuolo pubblico finalizzata alla posa in opera delle reti, degli impianti e delle infrastrutture relative all'erogazione del servizio di teleriscaldamento all'Associazione Temporanea di Imprese fra IREN Energia S.p.A., IREN Mercato S.p.A. e AES Torino S.p.A., che hanno costituito fra loro la S.r.l. Nichelino Energia.

Area Emiliana

Il servizio di distribuzione del gas metano nelle Province emiliane è gestito da 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.

Di seguito se ne indicano le principali:

- Provincia di Ancona / Macerata - ASTEA S.p.A. (controllata al 21,32% dal Consorzio G.P.O. partecipato al 62,35% da IREN Emilia): Comuni di Osimo (AN) Recanati (MC), Loreto (AN) e Montecassiano (MC); affidamento con scadenza 31/12/2010;
- Comune di Vercelli - ATENA S.p.A. (partecipata al 40% da IREN Emilia): affidamento nel 1999 con scadenza 31/12/2010;
- Provincia di Livorno - ASA S.p.A. (partecipata al 40% da AGA S.p.A. controllata al 99,64% da IREN Emilia): Comuni di Livorno, Castagneto Carducci, Collesalveti, Rosignano Marittima e San Vincenzo - Scadenza 31/12/2010.

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

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 ha incorporato Enìa Energia, acquisendo la clientela già servita nell'area emiliana.

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

- Gea Commerciale S.p.A. e Salerno Energia Vendite S.r.l. per l'area di Grosseto e per il centro sud Italia;
- Astea Energia S.r.l. per l'area Marchigiana;
- Atena Trading S.r.l. per l'area Vercellese.

Settore energia elettrica

AEM Torino Distribuzione 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.

AEM Torino Distribuzione S.p.A. distribuisce l'energia elettrica nel Comune di Parma. La concessione ha scadenza al 31 dicembre 2030.

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

- area Marchigiana, con ASTEA S.p.A.;
- area Vercellese, con ATENA S.p.A.

Servizio idrico integrato

Area Genovese

IREN Acqua Gas 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 IAG tramite i gestori operativi salvaguardati. Le società autorizzate e/o salvaguardate del Gruppo IREN che svolgono la funzione di gestore operativo sono Mediterranea delle Acque S.p.A. (controllata al 60% da IREN Acqua Gas), IdroTigullio S.p.A. (controllata al 66,55% da Mediterranea delle Acque S.p.A.) e AMTER S.p.A. (partecipata al 49% da Mediterranea delle Acque S.p.A.).

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, 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 dei Servizi Idrici Integrati negli ATO di Parma e Reggio Emilia è stata trasferita in capo a IREN Acqua Gas. Questa si avvale, sul piano operativo, delle strutture di IREN Emilia. La gestione del Servizio Idrico Integrato di Piacenza è stata trasferita da Iren Emilia ad Iren Acqua Gas nel mese di settembre 2011. 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 nel territorio in cui opera il Gruppo:

ATO	REGIME	DATA DI STIPULA	DATA DI SCADENZA
<i>Area Genovese</i>	Convenzione		31 dicembre 2032
<i>Reggio Emilia</i>	ATO/gestore	16.04.2004/5.10.2009	31 dicembre 2011(*)
	Convenzione	30 giugno 2003	
	ATO/gestore		
<i>Parma</i>	Convenzione	27 dicembre 2004	31 dicembre 2025
	ATO/gestore		
<i>Piacenza</i>	Convenzione	20 dicembre 2004	31 dicembre 2011(*)
	ATO/gestore		

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

Altre Aree territoriali

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

- ATO Toscana Costa – ASA S.p.A. (partecipata al 40% di AGA S.p.A. controllata al 99,64% da IREN Emilia) 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% IREN Emilia) limitatamente ai Comuni di Recanati – Loreto – Montecassiano – Osimo - Potenza Picena - Porto Recanati;
- Ambito territoriale Biellese Casalese Vercellese: ATENA S.p.A. (partecipata al 40% da IREN Emilia) per l'area Vercellese;
- Comune di Ventimiglia: AIGA S.p.A. (partecipata al 49% IREN Acqua Gas);
- Comune di Imperia: AMAT S.p.A. (partecipata al 48% IREN Acqua Gas);

- Ambito Territoriale Alessandrino: ACOS S.p.A. (partecipata al 25% IREN Emilia) per il Comune di Novi Ligure
- ATO di Cuneo: Mondo Acqua S.p.A. (partecipata al 38,5% da IREN Acqua Gas) – gestisce il Comune di Mondovì ed altri 7 Comune dell’area cuneese.

Settore ambientale

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 nel territorio 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 Convenzione	18 maggio 2004	31 dicembre 2011(*)

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

Il Gruppo Iren – in raggruppamento temporaneo di imprese con F2i ed Acea Pinerolese – è risultato aggiudicatario della gara bandita dal Comune di Torino nel 2012 per la cessione dell’80% del capitale sociale di TRM S.p.A. e del 49% di AMIAT S.p.A.. Sono state costituite due società-veicolo per l’acquisto delle partecipazioni (TRM V ed AMIAT V).

TRM è la società che ha realizzato il termovalorizzatore di Torino e che smaltisce i rifiuti della Città e dei Comuni della provincia di Torino.

AMIAT è la società che provvede alla raccolta ed al trasporto dei rifiuti nella Città di Torino.

Settore Servizi al Comune di Torino

Iren Servizi e Innovazione (già Iride Servizi S.p.A.), dal 31/10/2006, 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 31/12/2036, della gestione del servizio pubblico di illuminazione pubblica e semaforico nel comune di Torino;
- nella titolarità dell’affidamento, con scadenza il 31/12/2014, del servizio di gestione degli impianti termici comunali;
- nella titolarità dell’affidamento, con scadenza il 31/12/2014, 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.

Con deliberazione del 27 novembre 2012, la Giunta Comunale di Torino ha prolungato fino al 31 dicembre 2020 gli affidamenti dei suddetti contratti di servizi.

GESTIONE FINANZIARIA

Scenario di riferimento.

Nel primo semestre 2014 il trend ribassista dei tassi di interesse, che sembrava essersi interrotto nell'anno 2013, è ripreso. La Banca Centrale Europea è intervenuta con un ulteriore taglio del tasso a giugno 2014 portando il livello di riferimento allo 0,15%.

Esaminando l'andamento del tasso euribor a sei mesi si rileva che, alla fase di stabilità proseguita per tutto l'anno 2013, è seguito un temporaneo e modesto rialzo nei primi mesi del 2014, il parametro è poi tornato ai livelli minimi dello 0,3%. Le quotazioni dei tassi fissi, riflessi nei valori dell'IRS a 5 e 10 anni, dopo una fase di volatilità e andamento crescente nel corso del 2013, hanno conosciuto da inizio anno una fase ribassista con nuovi minimi storici.

Attività svolta

Nel corso del primo semestre 2014 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 tenuto conto degli investimenti, dell'andamento del capitale circolante e dell'equilibrio delle fonti tra breve e lungo termine.

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

Passando più dettagliatamente alle operazioni di finanziamento compiute nel primo semestre 2014, si evidenzia che sono stati perfezionati ed utilizzati nuovi finanziamenti a medio lungo termine per complessivi 150 milioni di euro. Precisamente, nel mese di febbraio si è completata una nuova emissione di un prestito obbligazionario tipo Private Placement per 100 milioni di euro e durata 5 anni; inoltre a marzo è stata riaperta, per 50 milioni di euro, l'emissione inaugurale del prestito obbligazionario tipo Private Placement conclusa a fine 2013 di durata 7 anni.

Nel mese di luglio 2014 è stato poi completato con successo il collocamento di una emissione obbligazionaria inaugurale in formato Public Placement per 300 milioni di euro e durata 7 anni; sempre nel mese di luglio è stato inoltre perfezionato ed utilizzato un nuovo finanziamento bancario a medio termine per 75 milioni di euro.

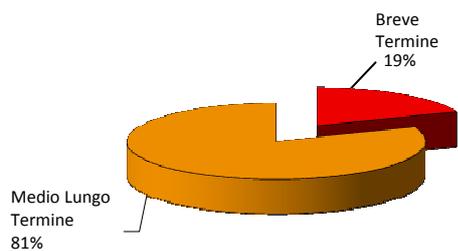
I nuovi finanziamenti sono stati concessi in particolare a supporto del programma di investimenti e consentono di mantenere un adeguato equilibrio tra esposizione finanziaria a breve e lungo termine del Gruppo. Al 30 giugno 2014 sul totale indebitamento finanziario netto di Gruppo l'indebitamento finanziario netto a medio lungo termine rappresenta una quota pari al 81%, tale percentuale tiene conto della classificazione nelle Attività finanziarie a lungo dei crediti verso il Comune di Torino.

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 tali rischi, il Gruppo utilizza contratti di copertura, seguendo un'ottica non speculativa. Per maggiori dettagli si rinvia al paragrafo "Risk Management" delle Note Esplicative.

Nel primo semestre 2014 non sono stati perfezionati nuovi contratti di copertura dei rischi finanziari, peraltro i nuovi finanziamenti stipulati nel semestre sono stati contrattualizzati a tasso fisso.

Al 30 giugno 2014 la quota di debito a tasso variabile non coperta con strumenti derivati è pari al 21% delle posizioni di mutuo e al 17% dell'indebitamento finanziario netto consolidato, in linea con l'obiettivo del Gruppo Iren di mantenere un equilibrato rapporto tra posizioni a tasso variabile e posizioni a tasso fisso o comunque protette da significativi rialzi del tasso di interesse.

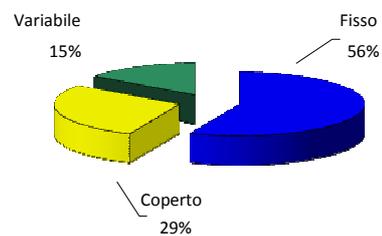
Indebitamento finanziario netto
per scadenza



2.192 milioni di euro

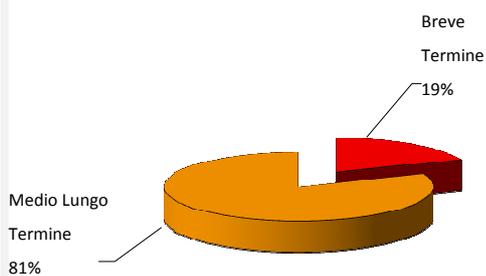
Situazione al
31/12/13

Indebitamento finanziario netto
per tipologia tasso

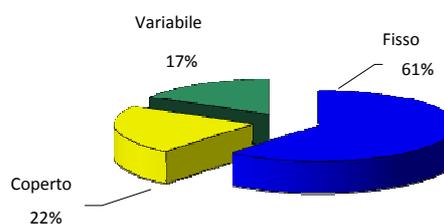


2.192 milioni di euro

Situazione al
30/06/14



2.242 milioni di euro



2.242 milioni di euro

RAPPORTI CON PARTI CORRELATE

La Società e le Società dalla stessa controllate basano i rapporti con parti correlate su principi di trasparenza e correttezza. Buona parte di tali rapporti attengono a prestazioni fornite alla generalità della clientela (fornitura di gas, acqua, energia elettrica, calore ecc.), e sono regolati dai contratti normalmente applicati in tali situazioni.

Ove non si tratti di prestazioni di tipo corrente, i rapporti sono regolati da specifici contratti, le cui condizioni sono fissate sulla base delle normali condizioni praticate sul relativo mercato. Nel caso in cui tale riferimento non sia disponibile o significativo, si definiscono i diversi profili mediante ricorso ad esperti e/o professionisti indipendenti.

Le informazioni relative ai rapporti patrimoniali, economici e finanziari con parti correlate sono riportate nelle Note esplicative del bilancio consolidato semestrale abbreviato.

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 (tasso di interesse, tasso di cambio, spread);
- rischi di credito;
- rischi energetici, riconducibili a mercati energetici e/o finanziari quali variabili di mercato o scelte di pricing;
- 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 di ciascuna tipologia di rischio.

Il Gruppo Iren pone particolare attenzione anche al mantenimento della fiducia e dell'immagine positiva del Gruppo da parte degli stakeholder; pertanto il modello di Enterprise Risk Management del Gruppo gestisce anche i rischi c.d. reputazionali.

Nell'ambito del Gruppo IREN è stata costituita 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;
- valutazione delle esigenze assicurative del Gruppo, progettazione dei programmi, stipula e gestione delle polizze, con la collaborazione della funzione Legale.

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 scadenze prestabiliti.

La Funzione Finanza del Gruppo è centralizzata allo scopo di ottimizzare il reperimento e l'utilizzo delle risorse finanziarie. In particolare la gestione centralizzata dei flussi finanziari in IREN, sia attraverso un sistema di cash pooling, sia con un sistema di accentramento sui conti correnti di IREN di tutti gli incassi e pagamenti, 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.

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

Il modello di cash-pooling prevede l'azzeramento giornaliero dei conti di tutte le società attraverso un sistema di netting che provvede al trasferimento dei saldi dei movimenti per valuta sui conti della 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 30 giugno 2014 gli affidamenti bancari a breve termine utilizzati dalla Capogruppo sono pari a 415 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 nel Bilancio Consolidato al 31 dicembre 2013 al paragrafo "a) Rischio di liquidità" del capitolo "V. Risk Management".

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. Nel corso del primo semestre 2014 al Gruppo Iren sono stati erogati nuovi finanziamenti a medio-lungo termine per complessivi 150 milioni di euro interamente a favore della Capogruppo. Il dettaglio delle attività svolte in tale ambito e delle singole operazioni è riportato al paragrafo Gestione Finanziaria.

Si evidenzia che al 30.06.2014 il debito residuo per mutui risulta contrattualizzato per il 58% a tasso fisso e per il 42% 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 i contratti di finanziamento a medio lungo termine di alcune società del Gruppo prevedono il rispetto di indici finanziari (Posizione Finanziaria Netta/EBITDA, Posizione Finanziaria Netta/Patrimonio Netto).

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 crescita 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 dei flussi finanziari (*cash flow hedge*). Alla data del 30 giugno 2014, salvo alcune posizioni marginali, tutti i contratti stipulati, volti a limitare l'esposizione al rischio di oscillazione del tasso di interesse, sono stati classificati come *cash flow hedge*, in quanto soddisfano i requisiti per l'applicazione dell'*hedge accounting*.

Il *fair value* complessivo dei suddetti contratti di copertura su tassi di interesse al 30 giugno 2014 è negativo per 40.238 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 83% dell'indebitamento finanziario netto, in linea con l'obiettivo del gruppo IREN di mantenere un equilibrato rapporto tra posizioni a tasso variabile e posizioni a tasso fisso o comunque protette 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 31.12 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 Iren è essenzialmente attribuibile all'ammontare dei crediti commerciali derivanti dalla vendita di energia elettrica, teleriscaldamento, gas, all'erogazione dei servizi idrico ed ambientale che sono suddivisi su un largo numero di controparti quali clientela retail, business ed enti pubblici.

Nello svolgimento della propria attività il Gruppo è esposto al rischio che i crediti possano, a causa delle condizioni finanziarie, non essere saldati alla scadenza e quindi i rischi sono riconducibili alla possibile insolvenza e al deterioramento del merito creditizio delle controparti oltre che all'aumento dell'anzianità dei crediti e di quelli sottoposti a procedure concorsuali.

Per mitigare il rischio di credito, la cui gestione operativa è demandata alle singole Società e alle funzioni territoriali, sono state definite metodologie per il monitoraggio ed il controllo dei crediti oltre alla definizione di strategie atte a ridurre l'esposizione creditizia (analisi solvibilità su Clienti, utilizzo società esterne per recupero crediti, etc.).

Per una più dettagliata analisi del rischio in oggetto si rimanda a quanto riportato nel paragrafo "Gestione dei rischi finanziari del Gruppo" inserita nel Bilancio consolidato semestrale abbreviato.

3. RISCHIO ENERGETICO

Il Gruppo IREN è esposto al rischio prezzo, ivi compreso il relativo rischio cambio, sulle commodity energetiche trattate, ossia energia elettrica, gas naturale, carbone, 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.

La politica del Gruppo è orientata a minimizzare la necessità di fare ricorso ai mercati finanziari per coperture, sia mediante l'allineamento delle indicizzazione 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 e dell'acquisto di energia, con l'obiettivo di bilanciare autoproduzione e fornitura di energia dal mercato rispetto alla domanda proveniente dai clienti del Gruppo.

Nei mesi di ottobre e novembre 2013, a copertura del portafoglio energetico del 2014, sono state stipulate operazioni di derivato su commodity (Commodity swap su indice Gas Release 07) per un nozionale complessivo di 1 TWh. Nei mesi di dicembre 2013 e febbraio 2014 sono poi state stipulate tre operazioni di derivato su cambio (Average Rate Forward) per complessivi 129.946 mila USD.

Il Fair Value dei contratti in essere al 30 giugno 2014 è complessivamente positivo e pari a 627 migliaia di euro.

Nell'ambito della società Iren Mercato esiste un'attività di Trading che prevede negoziazioni di contratti fisici e finanziari sul mercato elettrico e di contratti finanziari direttamente sulle commodities sottostanti. I contratti possono essere riferiti a diversi indici (PUN, ITEC, Itmix, BINE) e a negoziazioni su IDEX. Al 30 giugno 2014 non sono peraltro presenti contratti che originano da tale attività e classificati nell'apposito Portafoglio di Trading.

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 indicator.

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 e 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.

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

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 esistono strutture interne al Gruppo IREN, dedicate al continuo monitoraggio della legislazione di riferimento al fine di valutarne le implicazioni e garantirne la corretta applicazione.

b. Rischi strategici

Lo scenario macroeconomico in atto impatta significativamente anche sul settore delle local utilities.

I driver operativi del Gruppo si orientano verso il consolidamento delle attività *core* nei territori di riferimento, la massimizzazione dell'efficienza operativa, la razionalizzazione degli asset e l'eventuale sfruttamento di opportunità di crescita esterna.

Il piano di sviluppo strategico del Gruppo prevede, in linea con i driver sopra esposti, iniziative di consolidamento nei settori di attività in cui il Gruppo opera con il completamento dei progetti nel settore della generazione e del teleriscaldamento, la valorizzazione delle infrastrutture energetiche, il consolidamento e l'efficientamento operativo del ciclo idrico integrato, il completamento dei progetti legati alla termovalorizzazione nonché la valutazione di possibilità di crescita esterna, in particolare nel settore ambiente.

Da quanto sopra deriva un'esposizione a rischi di carattere prevalentemente normativo, tecnico, commerciale, economico e finanziario, alla quale il Gruppo fa fronte attraverso processi e strutture dedicate, volti a presidiare tutte le fasi di realizzazione degli obiettivi strategici; in particolare, Risk Management effettua specifiche valutazioni quali-quantitative, con cui si evidenziano i principali fattori di rischio e i piani di trattamento necessari.

c. 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, etc..).

Per gli impianti più rilevanti, Risk Management svolge periodicamente dei survey, grazie ai quali può dettagliare accuratamente gli eventi a cui tali impianti potrebbero essere esposti e le conseguenti azioni di prevenzione.

Il rischio è altresì presidiato mediante coperture assicurative progettate in considerazione delle singole realtà impiantistiche.

d. Rischi informatici

I principali rischi operativi di tipo informatico sono correlati alla disponibilità dei sistemi *core* tra i quali, per esempio, l'interfacciamento con la borsa elettrica da parte della società IREN Mercato.

La Società è infatti uno dei principali operatori italiani sulla borsa elettrica ed eventuali indisponibilità accidentali del sistema stesso potrebbero portare conseguenze economiche rilevanti, legate alla mancata presentazione di offerte di vendita e di acquisto dell'energia.

A mitigazione di tali rischi sono state predisposte specifiche misure, quali ridondanze di parti di sistema e debite procedure di emergenza ("Disaster recovery"), che periodicamente sono sottoposte a simulazioni, al fine di garantirne l'efficacia.

ORGANIZZAZIONE E SISTEMI INFORMATIVI

Organizzazione

Nel corso del semestre si sono realizzati due eventi significativi legati alla razionalizzazione organizzativa e all'efficientamento del Gruppo Iren: sotto la supervisione della Capogruppo infatti è stata realizzata una approfondita analisi organizzativa a valle della quale è stato approvato un primo accentramento di funzioni di Staff del Gruppo. Dal primo di luglio infatti sono state accentrate in Iren S.p.A. tutte le attività legate ai processi di Amministrazione e Finanza del Gruppo nonché quelle relative agli Acquisti e agli Appalti.

L'obiettivo dell'accentramento, oltre che cogliere alcune opportunità di efficientamento organizzativo è quello di garantire una maggior rapidità nei processi collegati, una migliore integrazione informativa sulle variabili di business oltre che un miglior sfruttamento delle sinergie realizzabili sui processi di acquisto e sulla standardizzazione degli stessi a livello di Gruppo.

Parallelamente è stato implementato un programma straordinario denominato "Performance improvement" finalizzato alla valutazione complessiva delle sinergie ottenibili dall'efficientamento dei processi in arco piano sia nelle funzioni di staff che in quelle di line anche attraverso dei benchmark con i principali competitor del settore. Sono state attivate altresì le prime azioni definite che proseguono le iniziative già cantierate nel 2012 e nel 2013.

Sistemi Informativi

Oltre ai consueti progetti di manutenzione ed evoluzione dei sistemi gestiti, in questo semestre sono state avviate alcune importanti iniziative legate da un lato all'area amministrativo-contabile e del controllo e dall'altra allo sviluppo dei rapporti con i client del Gruppo anche grazie ad applicazioni in mobilità (App).

A marzo infatti ha preso il via un ambizioso programma di convergenza su un nuovo ambiente transazionale unico delle principali società del Gruppo oltre che lo sviluppo di una nuova piattaforma di Enterprise Performance Management per la gestione dei processi di Pianificazione, Budgeting, Forecast, Consolidamento Chiusura Mensile, Prechiusura Trimestrale, Consuntivo e Reporting.

Il progetto prevede una pianificazione di circa 20 mesi con progressivi rilasci intermedi e il coinvolgimento di circa 70 società.

Sul versante del supporto alla gestione dei Clienti del Gruppo sono state realizzate due applicazioni innovative.

La prima - Ecolren - finalizzata a fornire informazioni sulla raccolta - in particolare quella differenziata - sui territori delle Province di Parma, Reggio Emilia e Piacenza: la applicazione fornisce informazioni sulle modalità di smaltimento delle singole componenti di rifiuto, sulla localizzazione delle piazzole ecologiche e dei centri per le informazioni, consente di prenotare il ritiro di ingombranti e di conoscere, area per area secondo le specificità delle singole zone di raccolta, i giorni di ritiro delle singole frazioni con la possibilità di inserire nelle agende il memo per non dimenticare l'esposizione del rifiuto.

La seconda - Iren App - è una applicazione che consente ai clienti del Gruppo Iren di poter avere informazioni sui propri contratti di fornitura con le Società del Gruppo, di visualizzare le fatture vedendone lo stato di pagamento, di poter effettuare autoletture sulle forniture di energetici e di poter contattare agevolmente sportelli clienti e numeri verdi delle diverse aziende secondo le specifiche necessità.

L'iniziativa è anch'essa inquadrata in un più generale programma di potenziamento dei servizi ai Clienti del Gruppo sui business e sui territori gestiti.

RICERCA E SVILUPPO

Le attività di ricerca e sviluppo svolte nell'ambito del Gruppo nel corso del primo semestre 2014 sono state prevalentemente orientate all'ottimizzazione ed al miglioramento di applicazioni operative ed a valutazioni di opportunità connesse all'utilizzo di tecnologie innovative. Si riportano di seguito le principali iniziative.

Area Torino

Le attività di ricerca e sviluppo svolte nell'ambito del Gruppo nel primo semestre 2014 sono state prevalentemente orientate a:

- partecipazione in ambiente europeo a progetti di ricerca in aree di interesse strategico (Smart Grid, Smart City, ...);
- ottimizzazione e miglioramento di applicazioni operative;
- valutazioni di opportunità connesse all'utilizzo di tecnologie innovative.

Si riportano di seguito le principali iniziative che hanno caratterizzato l'attività di ricerca e sviluppo della SPL IREN Energia (e controllate) nel primo semestre del 2014.

PROGETTI EUROPEI

Iren partecipa attivamente alla realizzazione di progetti di ricerca, sia nell'ambito del Programma FP7 e IEE, che in ambito Horizon 2020, oltre a partecipare a progetti nazionali e regionali. Si riporta di seguito un breve elenco delle attività in cui la Società è coinvolta:

DIMMER (FP7 program): Sviluppo di efficaci interfacce web che forniscano feedback in tempo reale sull'impatto energetico dei comportamenti degli utenti a livello di quartiere. In particolare il dimostratore italiano sarà ubicato in Torino (quartiere Politecnico) e sarà incentrato su sistemi software in grado di ottimizzare l'erogazione di calore per il teleriscaldamento e valutare in tempo reale l'efficienza degli scambiatori di calore.

Partners: Politecnico di Torino, CSI, Università di Torino, Università di Manchester, patrocinato dal Comune di Torino, PMI italiane ed europee.

Il progetto è stato vinto.

EMPOWERING (IEE Program): Il progetto intende fornire strumenti efficaci e di facile consultazione all'utente finale per risparmiare energia; in particolare saranno proposte a 2000 utenti di energia elettrica e 1100 di teleriscaldamento (a Torino e Reggio Emilia) informazioni aggiuntive attraverso una "bolletta intelligente" e un online tool sui siti internet delle Utility partecipanti.

Partners: Politecnico di Torino, Comune di Reggio Emilia, utilities danesi, francesi e spagnole, PMI italiane ed europee.

Il progetto è stato vinto.

Nell'ambito del progetto Empowering, nel corso del primo semestre del 2014 IREN ha svolto le seguenti attività:

- Caricamento delle anagrafiche e delle misure storiche di un campione di clienti elettrici sul sistema centrale di CIMNE
- Caricamento delle curve orarie del 2014 di un campione di clienti elettrici sul sistema centrale di CIMNE
- Predisposizione per il caricamento dei dati del Teleriscaldamento
- Predisposizione per il Billing Tool per generare la bolletta

Nel secondo semestre del 2014 verranno svolte le seguenti attività:

- Completamento Online Tool con l'integrazione dei nuovi servizi messi a disposizione da CIMNE
- Completamento Billing Tool con l'integrazione dei nuovi servizi messi a disposizione da CIMNE
- Caricamento anagrafiche e misure del Teleriscaldamento di Torino
- Caricamento anagrafiche e misure del Teleriscaldamento di Reggio Emilia

FABRIC (FeAsiBility analysis and development of on-Road charging solutions for future electric vehiCles, FP7 Program): 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.

Partners: Politecnico di Torino, Centro ricerche Fiat, Pininfarina, Energrid, Scania Nissan, partner industriali esteri, PMI italiane ed europee.

Il progetto è stato vinto.

Progetto ProLITE

Si tratta di un progetto Europeo orientato all'innovazione dell'illuminazione. Iren Servizi e Innovazione (già Iride Servizi), che partecipa al Progetto come partner tecnologico della Città di Torino, è coinvolta nella organizzazione di un test, indirizzato ai sistemi di illuminazione interna di tre edifici scolastici cittadini. Le attese sono di una riduzione della bolletta energetica del 20%.

Progetto Tribute

E' un progetto Europeo di ottimizzazione dei sistemi di monitoraggio energetico di misura dei consumi integrandoli con funzioni avanzate di energy management e con strumenti di progettazione e di controllo degli edifici, con una particolare attenzione all'impatto dei comportamenti degli utenti sui consumi finali. I dati costituiranno un database per interventi di efficientamento energetico e permetteranno di valutare la salute complessiva dell'edificio e di individuare i punti deboli del suo "sistema energetico" che agiscono negativamente sui consumi.

Iren Servizi e Innovazione (già Iride Servizi) è il partner tecnologico della Città e sarà incaricata di realizzare gli interventi progettati dalla Città stessa.

E' stato inoltre costituito il Gruppo di Progetto "Smart Grid" interno ad Iren Energia (AEMD) con lo scopo di analizzare le diverse soluzioni in ambito Smart Grid elettriche per una futura implementazione sulla rete AEMD.

Progetto ProBis

Il progetto PROBIS ha la finalità di sviluppare le fasi di un appalto di innovazione mirando a realizzare un Energy Management System (EnMS) innovativo per la gestione dell'energia del patrimonio immobiliare comunale.

Le fasi del progetto riguarderanno l'identificazione dei requisiti e dei fabbisogni degli edifici oggetto di sperimentazioni, il dialogo con il mercato, le specifiche e le performances funzionali del prodotto, i criteri di premialità, gli aspetti legali e normativi e l'elaborazione della relativa documentazione e contrattualistica. Nell'ambito del progetto sarà inoltre lanciata una procedura di gara e verranno implementate alcune sperimentazioni-pilota, di cui si valuteranno i risultati.

Per la Città di Torino il sistema verrà testato su un edificio pubblico "pilota", al momento identificato nella sede comunale di Via Bologna 74.

IREN Servizi e Innovazione partecipa al Progetto come partner tecnologico della Città di Torino.

RISPARMIO ENERGETICO E FONTI RINNOVABILI

Illuminazione pubblica della città di Torino

E' terminato il piano di sostituzione degli apparecchi con lampade a mercurio, installando sodio HP o alogenuri metallici: che ha comportato la sostituzione di circa 7.000 apparecchi con una riduzione di potenza di circa 100 W cadauno.

La riduzione di potenza conseguita è pari a circa 700 kW con conseguente riduzione di consumo di energia elettrica pari a circa 2,94 GWh, con minori emissioni pari a circa 550 TEP.

E' stato avviato il progetto Torino LED che prevede la sostituzione di circa 55.000 punti luce dotati di lampade a scarica con nuove lampade a led.

IREN Servizi e Innovazione ha redatto la proposta in qualità di ESCo e finanzia completamente l'opera; la remunerazione deriverà dalla riduzione dei consumi.

In termini energetici, a progetto concluso, il risparmio sarà di circa 20,3 GWh annui.

Efficientamento energetico degli edifici

E' in corso di predisposizione una proposta alla Città di Torino relativa ad un intervento di ammodernamento ed efficientamento degli impianti gestiti da Iren Servizi e Innovazione (già Iride Servizi)

(impianti termici ed elettrici asserviti agli stabili comunali, impianti IP ed impianti semaforici). Il piano, di durata pluriennale, consentirà a fine interventi un risparmio di circa 3.500 TEP/anno ed una riduzione delle emissioni di CO2 pari a circa 8.200 Ton/anno.

Efficienza energetica

Nel corso del primo semestre 2014 si è consolidata l'attività di Energy Management da parte dell'Energy Manager e in particolare sono state svolte le seguenti attività:

- Analisi dei dati di consumo relativi a IEN, ISI e AEMD: individuazione dei punti di consumo e raccolta dei dati relativi al 2013 (consuntivo) e primo semestre 2014 e confronto con trend del periodo 2010-2012;
- Confronto e allineamento fra gli Energy Manager del Gruppo: organizzazione di incontri periodici (cadenza bimensile) con gli Energy Manager di Iren Acqua Gas e Iren Emilia;
- Avvio delle attività rivolte alla certificazione UNI CEI EN ISO 50001 (Sistema Gestione Energia): si sono scritte le procedure necessarie e si è avviata l'attività di predisposizione delle analisi energetiche iniziali, completandone una da prendere come esempio (centrale Torino Nord). Si è svolta una verifica con l'Ente Certificatore (CSQ) per valutare la "distanza" (gap analysis) tra quanto predisposto e già attualmente disponibile e quello che è necessario per ottenere la certificazione. Si prevede l'ottenimento della Certificazione entro il primo semestre 2015;
- Ottenimento della certificazione UNI EN 11352 (ESCO) per la società Iren Servizi e Innovazione (già Iride Servizi): nel corso del primo semestre sono stati svolti due audit per l'ottenimento della certificazione di IREN Servizi e Innovazione come ESCo, ai sensi della norma 11352:2014. Le verifiche si sono concluse con esito positivo e la Società è stata certificata in data 23/05/2014. La norma è stata emessa nel mese di aprile e quindi il risultato conseguito è tanto più significativo in quanto il Verificatore ha ritenuto IREN Servizi e Innovazione, per la qualità dei processi e delle attività svolte nel campo dell'efficienza energetica, già adeguata e conforme alla norma in oggetto.

GESTIONE RETI E INFRASTRUTTURE DI SERVIZIO E TELECOMUNICAZIONE

Analisi e sperimentazione cabine elettriche ad impatto elettromagnetico nullo

Lo scopo dell'attività è stato quello di valutare la fattibilità di realizzazione della massima riduzione della fascia di rispetto di una cabina elettrica del Distributore, con l'obiettivo di contenere tale fascia di rispetto (alle condizioni di carico nominale della cabina) entro una distanza massima di 10-20 cm dalle pareti di cabina. La cabina analizzata è composta dai seguenti componenti:

L'attività è stata caratterizzata da tre fasi:

1. analisi di impatto ambientale: dai dati forniti relativi alle future infrastrutture elettriche che verranno installate, mediante un software di calcolo tridimensionale è stato possibile determinare i livelli di induzione magnetica nelle aree sensibili. I risultati hanno l'obiettivo di individuare i livelli di induzione magnetica al fine di un progetto e dimensionamento delle opere di mitigazione;
2. analisi sperimentale: caratterizzazione tramite misure sperimentali delle schermature di fatto non considerate nelle valutazioni di impatto ambientale (es. schermatura naturale del quadro MT dovuta all'involucro metallico). Tale valutazione ha richiesto una sperimentazione sul materiale di tali schermature;
3. analisi di possibili soluzioni schermanti: sulla base dei risultati ottenuti dalla valutazione di impatto ambientale e dall'analisi sperimentale, sono state valutate le migliori soluzioni di abbattimento di livelli di induzione magnetica e riduzione della fascia di rispetto.

Sulla base degli esiti delle analisi condotte sulle apparecchiature e sui possibili schermi è stata effettuata un'attività di sperimentazione operativa su alcune cabine di rete appositamente rinnovate.

I risultati conseguiti sono stati presentati ai competenti uffici di Comune ed ARPA per condividere la possibilità di utilizzo della tecnologia per l'annullamento delle fasce di rispetto da prevedere intorno alle cabine fuori terra.

I risultati conseguiti sono stati presentati ai competenti uffici di Comune ed ARPA che hanno effettivamente riconosciuto l'efficacia della tecnologia utilizzata per l'annullamento delle fasce di rispetto intorno alle cabine fuori terra.

Telecontrollo impianti di teleriscaldamento

Il progetto di telecontrollo degli impianti di teleriscaldamento ha l'obiettivo di fornire gli strumenti per una gestione efficace delle attività di controllo dei consumi, delle attività di impostazione dei parametri di

funzionamento, delle attività di manutenzione tecnica e gestione degli allarmi delle sottostazioni di scambio termico, nell'ottica di migliorare i servizi alla clientela del Teleriscaldamento. A tal fine è stata progettata una piattaforma tecnologica in grado di acquisire i parametri di funzionamento dalle sottostazioni, di elaborare i dati, e di offrire gli strumenti di reportistica e di controllo necessari.

- Al termine del 1° sem 2014 sono in esercizio 3.650 impianti su 4.900, ed è in fase di produzione il materiale per completare le installazioni
- Tramite il Portale Integrato di Lettura Contatori viene gestito tutto il processo di acquisizione dei segnanzi, sia dei contatori teleletti che di quelli letti manualmente;
- Tramite il Portale vengono generati i comandi di variazione climatica e delle fasce orarie richiesti dai clienti: Nel 2013 sono state gestite circa 32.500 richieste;
- Grazie ai comandi massivi sono state predisposte centralmente le impostazioni per l'avvio e lo spegnimento degli impianti ad inizio e fine stagione;
- Un attento controllo sta garantendo i ritorni economici attesi, sia per AES che per Gruppo.

Sono in collaudo alcune espansioni del sistema tra cui: monitoraggio perdite, monitoraggio pressioni, risparmio energetico, bilanciatori di Carico.

Nel 2014 sono stati inoltre venduti altri 250 quadri di telecontrollo alla Sei Energia per il monitoraggio della rete di teleriscaldamento di Collegno-Rivoli-Grugliasco.

Anche grazie i progetti europei Dimmer, Empowering ed Enrg4cast, è in corso la progettazione di nuove funzionalità.

Sulla base del progetto del TLR si è partecipato alla gara dell'autorità per il telecontrollo dei nuovi smart meter GAS/ACQUA. Il progetto di telecontrollo ha vinto un riconoscimento al recente SMAU 2014.

Portale e integrazione sistemi del Distributore

Aem Torino Distribuzione (AEMD) ha completato il progetto di integrazione dei sistemi informativi tra le aree di Parma e di Torino relativamente alle attività commerciali (ricezione e consuntivazione richieste dei venditori, predisposizione preventivi, gestione misure, fatturazione, etc.).

Tale progetto "trasversale" ha coinvolto personale tra funzioni di AEMD, Iren Mercato, Iren Emilia, Enia Parma e personale IT di Iren Emilia e Iren Energia, interessato oltre 10 diversi sistemi informatici (SAP, CNRG, Reti, AMM, EDW, Portale Aemd, Repository Misure, Load Profiling, etc.).

Nel corso del primo semestre 2014 è stata completata la prima parte del progetto di revisione dell'applicazione preventivi che permette di affinare gli aspetti di integrazione tra portale AEMD, automatizzare e standardizzare tutte le tipologie di offerte commerciali, integrare le informazioni di carattere tecnico con ulteriori dati. Con la seconda parte del progetto (da svolgere nella seconda metà dell'anno) verranno realizzate ulteriori integrazioni che permetteranno di automatizzare alcune attività di processo attualmente svolte in modo manuale.

Sviluppo Sistemi Informativi IEN

Progetto d'integrazione tra il sistema di telegestione dei contatori del teleriscaldamento e Mob-I TLR

E' stata completata l'analisi e nella seconda metà del 2014 si realizzerà l'integrazione con Mob-i TLR, il sistema che gestisce gli interventi sugli impianti di teleriscaldamento, in maniera che le attività che possono essere eseguite automaticamente siano inviate immediatamente al sistema di telegestione e solo in caso di problemi si ricorra all'intervento umano e/o sul campo.

Progetto SmartPOD AEMD

Nel corso del secondo semestre del 2013 è stato implementato un portale del distributore destinato agli utenti finali.

Lo scopo principale del portale è mettere a disposizione degli utenti finali le curve di carico e le letture del proprio contatore, ma in futuro potrebbe essere esteso per fornire agli utenti finali varie funzionalità relative al proprio POD, ad esempio:

- Segnalazione guasto
- Ricezione notifica guasto in corso

- Ricezione notifica interruzione programmate in corso
- Ricezione notifica lavoro in corso
- Ricezione notifica consumo anomalo
- Avviso di imminente riduzione di potenza causa morosità
- Avviso di imminente distacco causa morosità
- Etc ...

Nel corso del primo semestre del 2014 è proseguita l'implementazione del portale del distributore destinato agli utenti finali svolgendo le seguenti attività:

- Implementazione della visualizzazione delle letture
- Ottimizzazione dell'interfaccia utente dell'applicazione

Nel secondo semestre del 2014 verranno implementate funzionalità aggiuntive relative ai guasti:

- Segnalazione guasto
- Ricezione notifica guasto in corso
- Ricezione notifica interruzioni programmate in corso

In futuro potrebbero essere implementate ulteriori funzionalità quali:

- Ricezione notifica lavoro in corso
- Ricezione notifica consumo anomalo
- Avviso di imminente riduzione di potenza causa morosità
- Avviso di imminente distacco causa morosità

Progetto Portale AEMD dei venditori

Nella prima metà del 2014 sono stati sviluppati il completamento dell'automazione del processo di switch ed il nuovo processo di recesso dalle switch non richieste dai clienti finali.

Nella seconda metà dell'anno sarà effettuato il test funzionale ed avverrà il passaggio in produzione.

Area Genova

Durante il primo semestre dell'anno 2014 Iren Acqua Gas ha presidiato nuclei di innovazione tecnologica nell'ambito del Programma di Ricerca avente come temi prioritari l'aggiornamento delle conoscenze nel settore idrico dal duplice punto di vista tecnico/regolatorio e la qualità delle acque destinate al consumo umano. A tal fine sono stati programmati e coordinati specifici progetti di ricerca da condursi in collaborazione con la propria Fondazione, Fondazione AMGA, con Mediterranea delle Acque, nonché con Università degli Studi ed Enti di ricerca nazionali e internazionali. Più in dettaglio, i progetti di ricerca avviati ed in corso di realizzazione nel 2014 hanno riguardato:

Prospettive della finanza di progetto dopo le modifiche al metodo tariffario

Tra le condizioni per l'utilizzo ottimale delle potenzialità della finanza di progetto vi sono le seguenti: i) la durata della concessione deve essere idonea a garantire il completo recupero ed una adeguata remunerazione del capitale investito; ii) deve esservi la possibilità di identificare in modo chiaro i rischi associati al progetto così da permettere un'equa distribuzione tra le parti coinvolte; iii) i contratti devono stabilire in modo dettagliato modalità degli adeguamenti tariffari, qualità e quantità del servizio, penalità a carico dei contraenti. Il presente progetto di ricerca intende valutare in che misura le condizioni in questione possano trovare realizzazione nel mutato quadro regolatorio del settore idrico.

Materiali a contatto con acqua potabile. Prospettive normative e regolamentari a livello Europeo: quali riflessi sull'industria Italiana: Il progetto, attraverso l'organizzazione e il coordinamento di molteplici riunioni tra i portatori di interesse, si è proposto di creare un momento di confronto a livello nazionale nell'ambito del Mandato (M136 Rev 2) approvato dalla Commissione per creare le norme armonizzate (hEN) sui materiali e prodotti a contatto con l'acqua potabile anche colmando una lacuna presente nella Direttiva sulle acque destinate al consumo umano. Il gruppo IAG, attraverso la propria Fondazione ha agito nel contesto specifico da catalizzatore tra i diversi portatori interesse per individuare e difendere l'industria nazionale, i laboratori accreditati, i gestori di acquedotto ed i consumatori finali. Gli sforzi

profusi durante il primo semestre 2014 hanno creato le condizioni per la creazione di due gruppi di lavoro nazionali che hanno lavorato in due contesti specifici: Aggiornamento dell'annesso tecnico al DM 174 e Creazione di una rete di laboratori accreditati. Nella riunione dello scorso Aprile presso Confindustria a Roma la rete di laboratori è stata considerata come una condizione indispensabile e necessaria alla partecipazione dell'Italia agli standard normativi previsti dai 4 Member States.

Impianti di depurazione e Interferenti Endocrini:

Il Progetto avviato nel 2013 ed in prosecuzione nel primo semestre 2014, prevede il monitoraggio a livello nazionale dei livelli di Interferenti Endocrini nelle acque reflue, utilizzando gli specifici metodi di analisi messi a punto dall'Istituto Superiore di Sanità. L'indagine prevede la misura di Interferenti Endocrini, quali Bisfenolo A, ormoni naturali e sintetici, farmaci e ritardanti di fiamma e coinvolgerà numerosi acquedotti italiani, quali Mediterranea delle Acque di Genova, Publiacqua di Firenze, Hera di Bologna, SMAT di Torino, ACSM Reti Gas Acqua di Como, Acquedotto Pugliese di Bari e VERITAS di Venezia.

Microcistine algali nelle acque destinate al consumo umano:

Il progetto è svolto in collaborazione con l'Istituto Superiore di Sanità e con numerosi acquedotti italiani (Mediterranea delle Acque di Genova, Publiacqua di Firenze, Hera di Bologna, SMAT di Torino, ACSM Reti Gas Acqua di Como, Acquedotto Pugliese di Bari, ABBANOIA di Cagliari e VERITAS di Venezia) e permetterà di valutare la presenza di tale tossina nelle acque superficiali, utilizzate a scopo potabile. Le informazioni che si andranno a raccogliere saranno utili per poter valutare le ricadute dell'eventuale inserimento di un valore limite per tale parametro da parte della CE.

Iren Acqua Gas nel primo semestre 2014 ha continuato a partecipare la Piattaforma Tecnologica WssTP (Water Supply and Sanitation Technology Platform), istituita dalla Commissione Europea al fine di presidiare la ricerca nel settore idrico, ha mantenuto i contatti con la Water Research Foundation (Water RF – Fondazione degli Acquedotti Americani) ed ha continuato a partecipare attivamente il Consorzio TICASS, Tecnologie Innovative per il Controllo Ambientale e lo Sviluppo Sostenibile, polo di innovazione tecnologico della regione Liguria. In quest'ambito sono state presentate molteplici proposte di progetto anche finalizzate a finanziare assegni di ricerca relative a temi relativi alla qualità delle acque.

Tra le proposte di progetto presentate e accettate dalla Commissione si annoverano gli Action Groups WIRE e COWAMA rispettivamente in ambito Innovazioni nel settore dell'agricoltura ed in quello della protezione delle aree costiere.

Ecologia Industriale

Il progetto, iniziato nel primo semestre 2014, riguarda l'Ecologia industriale vista come disciplina scientifica che nasce negli anni 90 ed ha come oggetto lo studio del sistema umano (inteso come sistema produttivo ma anche sociale e culturale) visto nel contesto del proprio ambiente. Ecologia, perché usa metodi di questa disciplina per lo studio dei flussi materiali ed energetici nei sistemi industriali. Industriale, perché studia il sistema industriale (inteso in senso ampio, a includere industria, città, agricoltura, commercio etc.), anziché limitarsi allo studio dell'ambiente naturale. L'economia mondiale può essere vista come una rete di processi industriali che estraggono risorse dalla terra e le trasformano in beni che sono poi comprati e venduti per soddisfare i bisogni dell'umanità. L'ecologia industriale vuole quantificare e studiare questa rete di materiali in continuo movimento e analizzare i processi industriali che fanno funzionare la nostra società moderna. La disciplina è fondata su un approccio interdisciplinare, che fa riferimento a scienze ambientali, ingegneria, scienze sociali e per l'effetto alle legislazioni.

I temi di ricerca integrati negli assegni assegnati da TICASS ai ricercatori coinvolti sono proseguiti nel primo semestre ed hanno riguardato i seguenti argomenti:

Ottimizzazione energetica della climatizzazione in aree urbane mediante trigenerazione: Lo studio in ambito assegno di ricerca si articola attraverso la valutazione dei fabbisogni energetici attuali e quelli prevedibili alla luce dei piani di espansione di un'area urbana definiti dalla pianificazione territoriale. Preliminarmente è in corso di studio lo stato dell'arte rispetto alla climatizzazione delle aree urbane mediante trigenerazione, valutando le attuali best practices e la loro applicabilità al caso in esame. Successivamente la ricerca definirà la fattibilità dell'intervento e le modalità tecniche dello stesso nell'ambito dell'area di Gavette individuando le condizioni per l'installazione del nuovo impianto trigenerativo nell'area e le modalità della sua integrazione con l'impianto per il recupero dell'energia

dall'espansione del gas di rete sfruttando il salto di pressione attualmente disponibile presso la cabina di arrivo metano Snam. Le attività progettuali sono integrate in quelle previste dal Progetto EU Celsius di cui Genova Reti Gas è partner.

UNDERGROUND: Intelligent Monitoring and Management of underground utility networks and their interaction with the environment: Il tema di ricerca ha l'obiettivo di studiare le interazioni tra le reti del sottosuolo e l'ambiente circostante, con particolare attenzione ai rischi naturali.

Il sottosuolo è un sistema complesso formato da reti tecnologiche di varia natura che interagiscono tra loro, gestite da diverse aziende di servizi (reti gas, reti elettriche, gasdotti, oleodotti, teleriscaldamento, acquedotti, fognature, telefonia, fibre ottiche, etc.). Una corretta gestione deve considerare il sottosuolo come elemento di un contesto più ampio, acquisendo conoscenze interdisciplinari, che permettono un approccio integrato e flessibile. Sistematizzare conoscenze e procedure necessarie costituisce la chiave per una gestione integrata ed efficiente. Per questo motivo, e anche per attenersi a determinati obblighi di legge o disposizioni delle Authorities, il sistema sottosuolo superficie/ambiente è studiato nel suo complesso, per affrontare, ad esempio, determinate casistiche e problematiche che comunemente si riscontrano quando si fa gestione sulle reti in un contesto di interoperabilità dei dati così come previsto dalla normativa comunitaria INSPIRE.

Termodecomposizione molecolare di effluenti gassosi: Il progetto di ricerca intende studiare dal punto di vista sperimentale e teorico l'effetto dell'applicazione di alte temperature (1500 °C – 1700 °C) a correnti gassose industriali che si sviluppano da processi di gassificazione e di pirolisi. L'attività prevede la messa a punto dell'apparecchiatura per svolgere la ricerca, la definizione dei metodi analitici per il monitoraggio dei principali componenti e lo studio delle variabili principali (ad esempio: temperatura, tempo di residenza) sia su miscele modello contenenti alcuni componenti maggiori (ad esempio: idrogeno, diossido di carbonio, monossido di carbonio, acqua) sia su miscele contenenti composti minori indesiderati e tipici di correnti reali industriali. I risultati progettuali permetteranno di valutare applicazioni industriali connesse alla termovalorizzazione dei rifiuti.

Studio del processo di fitodepurazione di un aggregato urbano imperiese: Il progetto è finalizzato a ottimizzare la crescita della biomassa nelle condizioni di adattamento nelle acque di vegetazione da trattare mediante impianto di fitodepurazione pilota, basato su un fotobioreattore a microalghe da realizzare presso un frantoio nell'imperiese.

Durante il primo semestre dell'anno 2014 è inoltre proseguita la partecipazione di IREN Acqua Gas nell'ambito dei seguenti progetti comunitari:

Progetto PREPARED: finalizzato a definire strategie globali e condivise per far fronte all'impatto dei cambiamenti climatici sul ciclo idrico integrato. Le conoscenze, esperienze e tecnologie patrimonio del partenariato nei diversi paesi europei, saranno messe a fattor comune per lo sviluppo di soluzioni innovative applicate dalle aziende di gestione in siti campione. I risultati delle attività di ricerca sono stati presentati in occasione del progress meeting organizzato a Dublino dal 14 al 17 maggio.

Aquaknight: Programma comunitario inerente la gestione del trasferimento di conoscenza e innovazione per il risparmio idrico nei bacini del Mediterraneo. Lo scorso maggio a Reggio Emilia Iren Acqua Gas organizzato il progress meeting e l'exchange visit. I risultati di progetto sono stati presentati in occasione della Conferenza Internazionale WaterLossEurope2012 organizzata a Ferrara in occasione dell'evento Accadueo.

TRUST: Transition to the Urban Water Services of Tomorrow 7° Programma Quadro, finalizzato a definire strategie e buone pratiche di gestione dei servizi idrici urbani a basso impatto ambientale.

Alla fine del primo semestre 2014 Iren Acqua Gas e Mediterranea delle Acque hanno ricevuto dal MIUR il decreto che definisce l'approvazione definitiva e la cantierabilità della proposte di progetto in ambito MIUR *Progetto Smart Water TECH.* Il progetto è dedicato allo Sviluppo e Applicazione di Tecnologie di Monitoraggio e Sistemi di Controllo Innovativi per il Servizio Idrico Integrato; 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.

A metà del primo semestre 2014 è inoltre iniziato il progetto Europeo Geosmartcity, ove Iren Acqua Gas partecipa con il ruolo di "terza parte" o "third parties", sul tema della gestione razionale del sottosuolo. Il progetto GeoSmartCity "Open geo-data for innovative services and user applications towards Smart Cities" è cofinanziato dalla Commissione Europea nell'ambito del Competitiveness and Innovation Framework Programme (CIP), Information Communication Technologies – Policy Support Programme (ICT-PSP). GeoSmartCity, prevede tra gli obiettivi lo sviluppo di una piattaforma per la gestione di dati di diversa provenienza, capace di integrare differenti protocolli operativi e standard vigenti, quali i servizi dell'Open Geospatial Consortium (OGC), le regole di implementazione della Direttiva INSPIRE (2007/2/EC) e le tecnologie linked data. Il progetto coinvolge 15 partners provenienti da 9 diversi Paesi europei, tra i quali il Comune di Genova, e avrà una durata di 3 anni.

IREN, insieme a SMAT ed HERA sono soggetti partecipanti l'accordo quadro per la ricerca e l'innovazione siglato nel primo semestre 2014 dai rappresentanti delle tre Aziende. Nell'ambito dell'accordo sono state individuate le aree di ricerca su cui individuare progetti di ricerca di interesse comune su cui condividere le attività dei ricercatori delle tre Aziende. Successivamente alla firma dell'accordo sono state organizzati incontri operativi che permetteranno di individuare nel secondo semestre 2014 i progetti di ricerca da svolgere complementariamente.

Area Emilia

Le attività di Ricerca e Sviluppo in capo a Iren Rinnovabili (controllata al 70% da Iren Ambiente Holding) anche per conto di altre realtà del Gruppo, sono proseguite nel 2014 sui temi della razionalizzazione dei consumi energetici, dell'utilizzo delle risorse energetiche rinnovabili, del trattamento dei rifiuti e dei residui di trattamento e sul controllo del benessere ambientale.

In particolare, proseguono i tre progetti entrati nella fase operativa nel corso del 2013:

- NRG4CAST-Fp7-2012-CT-EeB: budget 188.580 euro di cui 100.260 finanziati.
- HOLIDES - Artemis JU: budget 564.876 euro di cui 279.669,29 finanziati
- EMPOWER - FP7-2013-ICT-GC: budget 120.976 euro di cui 90.732 finanziati

Nell'ambito di NRG4CAST- ENERGY Forecasting si realizzerà un pilota dimostrativo in collaborazione con università europee e CSI-Piemonte per ottenere miglioramenti dell'efficienza energetica di edifici di proprietà pubblica in un contesto urbano. Ciò avverrà mediante la produzione e la verifica di funzionamento di un sistema informatico (software e piattaforma hardware) che renderà disponibile un sistema previsionale di fabbisogno energetico via applicazione Web SoA. Il sistema conterà in un motore analitico generico basato sull'aggregazione e manipolazione di dati provenienti dalla rete di distribuzione energetica (energia elettrica e termica), di dati sensoriali (luce, temperatura, umidità, assorbimento, flusso) e di dati pubblici storici (come tempo atmosferico, andamento dei prezzi energetici, spark spread, Cap and Trade, Emission tradings etc..) o previsionale (meteo). I consumi di energia degli edifici di interesse, nelle loro diverse forme, saranno raccolti e misurati in modo da costruire le serie storiche necessarie a fornire gli input necessari ai modelli di analisi e predittivi e che serviranno a loro volta a sviluppare algoritmi ottimizzanti da utilizzare per incrementare l'efficienza energetica sia degli edifici che delle reti di distribuzione (smart grids).

Con il progetto EMPOWERING – ENERGY COUNTS si intende aumentare l'efficienza energetica nei servizi a rete con l'obiettivo prioritario di innovare i servizi al pubblico nei settori acqua, energia e gas e migliorare la qualità e l'accessibilità a detti servizi, garantendo elevati standard di interoperatività tra sistemi "cloud" differenti riducendo nel contempo i costi di adozione di tecnologie ICT e incrementando il ritorno degli investimenti. In particolare, verranno proposti innovativi sistemi "informative billings", consistenti in nuove modalità di comunicazione con gli utenti atte ad incentivare un consumo responsabile unitamente ad una gestione costruttiva di quest'ultimo e un rapporto più diretto e trasparente tra utente e provider.

Il progetto HOLIDES invece prende in considerazione i fattori umani in casi critici per sviluppare applicazioni che possano adattarsi alle attività da effettuare, a fattori ambientali, agli operatori ed alle risorse disponibili per ottimizzare i processi e ridurre i costi di esercizio del servizio. Nel nostro caso verrà concretamente sviluppato un sistema di tipo adattativo-cooperativo (AdCoS) presso la stazione di controllo di Parma per la gestione ottimizzata delle chiamate di emergenza al numero verde dedicato:

oggetto di tale impegno saranno la modalità di gestione delle priorità di emergenza e di intervento delle chiamate ricevute, la relativa allocazione delle risorse e delle attività da effettuare e le possibili evoluzioni rispetto al sistema attuale (Genesys, CCE) per permettere la riduzione dei tempi di reazione (con correlato meccanismo di certificazione) ed una migliore (più efficace ed efficiente) gestione delle attività, degli operatori e delle risorse.

Sta entrando nella fase operativa il progetto Biomether (BIOMETHER LIFE12 BENV/IT/000308) avviato negli ultimi mesi del 2013. Il budget riconducibile a Iren Rinnovabili è pari a 496.536 di cui 240.500 finanziati. Il progetto Biomether afferisce al quadro progettuale Life+ e mira contestualmente allo sviluppo di uno prototipo per la raffinazione a membrane del biogas e a uno studio di filiera, ovvero l'individuazione a valle e a monte del processo produttivo del metano dei possibili stakeholders potenzialmente interessati al conferimento di materie prime o al rifornimento di energia e metano. Dalla digestione anaerobica di biomasse residuali (reflui fognari, reflui zootecnici, FORSU, rifiuti da giardinaggio e gestione del verde, produzioni agricole dedicate, eccetera) viene infatti prodotto un gas ricco in metano (biogas) che può essere opportunamente trattato per essere immesso in rete o utilizzato per il trasporto, sostituendo il metano proveniente da fonti energetiche fossili.

Prosegue l'attività in collaborazione con il Comune di Reggio Emilia, Università di Modena e Reggio, CRPA e REI nell'ambito del progetto Area Nord e più specificamente per l'iniziativa Tecnopolo di Reggio Emilia per lo sviluppo dei progetti riconducibili alla Green Economy e all'insediamento di un primo nucleo operativo del centro di ricerca Altervis all'interno del Tecnopolo di Reggio Emilia.

Sono in corso una attività con REI Reggio Emilia Innovazione, la Rete ad Alta Tecnologia della Regione Emilia Romagna, le Università di Modena e Reggio Emilia, Università di Parma, Università di Ferrara su diverse linee di progetto:

- Smart metering & smart grids con l'obiettivo di sviluppare soluzioni tecnologiche in grado di promuovere e rafforzare il recupero, la produzione e la gestione integrata delle diverse fonti energetiche rinnovabili e dei relativi sistemi di distribuzione e di misurazione dell'energia prodotta;
- Efficienza energetica nei servizi a rete con l'obiettivo prioritario di innovare i servizi al pubblico nei settori acqua, energia e gas e migliorare la qualità e l'accessibilità a detti servizi, garantendo elevati standard di interoperatività tra sistemi "cloud" differenti riducendo nel contempo i costi di adozione di tecnologie ICT e incrementando il ritorno degli investimenti;
- Lo smaltimento/trattamento dei fanghi di depurazione con l'obiettivo di garantire la gestione ottimale e il recupero delle risorse ambientali dei territori attraverso lo sviluppo di tecnologie e modelli operativi finalizzati anche alla rivalorizzazione delle predette risorse (ad esempio acqua potabile dal percolato) nonché alla tutela della biodiversità; con particolare focus sulla trattabilità anaerobica dei rifiuti liquidi e solidi (frazione organica) in codigestione con i fanghi di supero degli impianti di depurazione delle acque reflue urbane anche ai fini del recupero energetico (produzione di biogas ad contenuto di metano, attraverso un processo di digestione anaerobica);
- Smart logistics, cultura e turismo con l'obiettivo di sostenere l'innovazione attraverso lo sviluppo di tecnologie e soluzioni finalizzate a migliorare l'interoperabilità dei sistemi informativi logistici regionali e nazionali per una migliore fruizione dei beni prodotti e dei servizi a rete.

PERSONALE

Al 30 giugno 2014 risultavano in forza al Gruppo Iren 4.521 dipendenti, mentre al 31 dicembre 2013 erano pari 4.536. Nella tabella seguente si riporta la consistenza degli addetti al 30 giugno 2014, suddivisa per Holding e Società di Primo Livello (con relative controllate).

Società	Organico al 30.06.2014	Organico al 31.12.2013
Iren S.p.A.	257	261
Iren Acqua Gas e controllate	901	898
Iren Ambiente e controllate	199	200
Iren Emilia e controllate	1.656	1.667
Iren Energia e controllate	1.066	1.069
Iren Mercato e controllate	442	441
Totale	4.521	4.536

Si specifica che il dato al 31 dicembre 2013 è stato riesposto per tener conto del deconsolidamento delle società Iren Rinnovabili, Società Acque Potabili e OLT e dell'effetto congiunto del deconsolidamento di AES e dell'acquisizione del relativo ramo teleriscaldamento commentata alla premessa della presente relazione. (Per ulteriori informazioni si faccia anche riferimento al paragrafo "Fatti di rilievo intervenuti dopo la chiusura del periodo").

Formazione

Sin dalla sua nascita, Iren ha fatto della formazione uno strumento fondamentale per valorizzare professionalmente le persone, sviluppando le necessarie competenze tecniche, professionali e manageriali, e per contribuire concretamente allo sviluppo di tutto il Gruppo.

A tal fine annualmente viene pianificata una rilevazione dei fabbisogni formativi, attraverso questionari e interviste strutturate, sulla base dei quali si passa ad una fase di analisi e pianificazione di massima, redigendo poi il Piano Formativo di Gruppo e delle singole Società; tutte le iniziative sono infine oggetto di programmazione operativa e di verifica di efficacia.

Dai dati consuntivi relativi al primo semestre 2014 emergono valori in crescita rispetto al semestre dell'anno precedente: le ore/uomo legate a iniziative di formazione e addestramento realizzate a vario titolo dal Gruppo Iren sono risultate pari a circa 40.000 (+ 10% rispetto al semestre dell'anno precedente), con una media pro-capite di circa 9 ore, con il coinvolgimento dell' 80% dei dipendenti del Gruppo (era il 64,5% nel semestre dell'anno precedente).

QUALITÀ, AMBIENTE E SICUREZZA

Qualità

Tutte le società di Primo Livello del gruppo IREN hanno sistemi certificati secondo gli standard internazionali ISO 9001 (Qualità) e ISO 14001 (Ambiente), tranne Iren Mercato che non persegue la certificazione allo standard ISO 14001. Le società torinesi e genovesi sono, inoltre, in possesso della certificazione ai sensi dello Standard OHSAS 18001 (Sicurezza).

Attualmente il presidio dei sistemi di gestione Qualità, Sicurezza e Ambiente è assicurato in ogni Società di Primo Livello dalle Direzioni, attraverso i rispettivi Servizi; inoltre essi sono coerenti con la politica del Gruppo, focalizzata fortemente sullo sviluppo sostenibile – sociale ed ambientale - dell'impresa.

In linea con lo schema di certificazione, definito per un modello organizzativo coerente con la politica del Gruppo, nell'ambito della società di primo livello torinese e delle sue controllate, IREN Servizi e Innovazione e AEM Torino Distribuzione, sono state rispettivamente confermate la Certificazione Internazionale di Qualità (ISO 9001), la Certificazione Ambientale (ISO 14001) e la Certificazione del Sistema di Sicurezza (OHSAS 18001), ribadendo l'attenzione costante dell'organizzazione verso i temi della responsabilità sociale e ambientale dell'impresa in una prospettiva di sviluppo sostenibile.

Contestualmente alla verifica di sorveglianza periodica è stata condotta, con esito positivo, anche la verifica per l'estensione della certificazione Ambiente e Sicurezza alla Direzione TLC di IREN Energia (ex AEMNET).

E' stata confermata la Registrazione EMAS (Il Regolamento Comunitario 1221/2009 o EMAS Eco-Management and Audit Scheme) relativamente agli impianti di produzione termoelettrica di Moncalieri per l'anno 2014 e convalidato l'aggiornamento della "Dichiarazione Ambientale" dell'anno 2013, che è stata pubblicata sul sito Internet di Iren Energia S.p.A.. Per quanto riguarda la registrazione EMAS per la Centrale Termoelettrica di cogenerazione "Torino Nord" di Iren Energia la verifica è stata pianificata per il mese di dicembre 2014.

L'attività di implementazione dei requisiti secondo la CEI 11352:2014 da parte di Iren Servizi e Innovazione è terminata positivamente ottenendo la relativa certificazione.

E' in corso il progetto di l'integrazione dei sistemi di gestione Sicurezza, Ambiente ed EMAS degli impianti Turbigo e Tuscano (ex Edipower) nel Sistema di Gestione QAS di Iren Energia.

Iren Ambiente ha superato con esito positivo gli audit di rinnovo delle certificazioni sui sistemi di gestione qualità/ambiente ai sensi della ISO 9001 e della ISO 14001, nonché l'audit di sorveglianza sull'accREDITAMENTO EMAS relativo alla Discarica di Poiatica e la convalida dell'aggiornamento della dichiarazione ambientale.

Iren Emilia ha superato con esito positivo gli audit di rinnovo delle certificazioni sui sistemi di gestione qualità/ambiente/sicurezza ai sensi della ISO 9001, della ISO 14001 e della BS OHSAS 18001.

Per Iren Emilia sono state ottenute

l'estensione della certificazione ai sensi ISO 14001 alle:

- attività di spazzamento, raccolta e gestione dei Centri di Raccolta nelle province di Parma e Reggio Emilia ed ampliato il campo di applicazione per la provincia di Piacenza (ove le attività erano già certificate ma comprendevano la gestione di soli 2 centri di raccolta),
- depurazione di acque reflue mediante trattamento biologico a fanghi attivi, trattamento fanghi per lo smaltimento, gestione impianti trattamento chimico-fisico per rifiuti non pericolosi, centro di stoccaggio fanghi biologici da depurazione acque reflue urbane, conduzione impianti di produzione di energia da biogas presso il sito Mancasale,

e l'estensione della certificazione ai sensi BS OHSAS 18001 per le attività di spazzamento, raccolta e gestione dei Centri di Raccolta nelle province di Parma, Piacenza e Reggio Emilia.

Per Iren Ambiente è tuttora in corso il progetto di certificazione qualità/ambiente/sicurezza relativamente al Polo Ambientale Integrato di Parma, con l'obiettivo di implementare i tre sistemi ed avviare la richiesta di certificazione entro l'anno 2014.

Per Iren Emilia ed Iren Ambiente è stata avviata la raccolta sistematica degli indicatori qualità, ambiente, sicurezza mediante apposita interfaccia web.

Sono in corso diversi progetti di ridefinizione complessiva di alcuni processi e delle procedure collegate in conseguenza a modifiche organizzative effettuate e/o in corso ma anche per conseguire una maggiore efficienza ed una maggiore efficacia dei processi.

Iren Acqua Gas, Mediterranea delle Acque, Genova Reti Gas e Laboratori Iren Acqua Gas mantengono la certificazione del Sistema Integrato di gestione Qualità, Ambiente e Sicurezza a fronte degli schemi internazionali ISO 9001, ISO 14001 e OHSAS 18001 e in linea con le politiche e il modello organizzativo di Gruppo. Iren Acqua Gas mantiene, inoltre, la certificazione dei servizi di staff svolti per le Aziende facenti capo alle Società di Primo Livello Iren Acqua Gas e Iren Mercato.

Per quanto riguarda i Laboratori Iren Acqua Gas si evidenzia che i Laboratori di Reggio Emilia e Imperia, oltre alla Certificazione dei sistemi di gestione, sono in possesso di accreditamento ai sensi della ISO 17025. E' in corso il progetto relativo all'estensione di tale accreditamento a tutti i laboratori della Società (Accreditamento "multisito").

Iren Mercato ha ottenuto nel 2013 e mantiene la certificazione per la vendita di energia verde sulla base del Disciplinare Tecnico Certquality 66.

CAE ha ottenuto nel 2013 e mantiene la certificazione secondo il Reg. CE n. 303/2008 - FGAS per le società operanti nel settore della gestione calore, per il servizio svolto su apparecchiature contenenti gas fluorurati ad effetto serra.

Come da programma si sono svolti gli audit interni che hanno riguardato tutti gli Schemi di certificazione sopra citati e tutte le Società certificate del perimetro genovese. Nel corso del ciclo di audit interni 2014 non sono state formalizzate Non Conformità.

Per Iren Emilia è stato concluso il progetto implementazione per il servizio di spazzamento, raccolta dei rifiuti e gestione CDR del sistema di gestione sicurezza (BS OHSAS 18001) a Parma, Piacenza e Reggio Emilia e del sistema di gestione ambientale (UNI EN ISO 14001) a Parma e Reggio Emilia, giacché a Piacenza il servizio è già certificato. Passando però tali attività nel breve ad Iren Ambiente le relative procedure e documentazioni dovranno essere riviste. Si proseguirà anche nell'implementazione completando il sistema documentale con procedure ed istruzioni quanto più possibile omogenee sui 3 territori.

E' stato concluso il progetto per l'ottenimento in capo alla società Iren Rinnovabili della certificazione ESCO ai sensi della UNI CEI 11352 del aprile 2010. Per Iren Rinnovabili è stata ottenuta la certificazione ESCO ai sensi della UNI CEI 11352:2010.

E' stata conclusa l'attività di unificazione delle procedure dei sistemi di gestione correlate al servizio di distribuzione gas ed è in corso un'attività simile per le istruzioni tecniche.

Sicurezza e Ambiente

SICUREZZA

In tale ambito, la politica sia della Capogruppo IREN S.p.A. sia delle Società di Primo Livello si mantiene rivolta non solo al rispetto della normativa vigente in materia di sicurezza, ma anche al miglioramento continuo.

Nel primo semestre del 2014 sono proseguite le attività di Sicurezza nel rispetto della normativa BS OHSAS 18001:2007, conseguendo, la relativa ricertificazione.

La Capogruppo IREN ha iniziato il percorso di Certificazione ai sensi della norma OHSAS 18001:2007 e si è posta come obiettivo il raggiungimento dello stesso entro la fine del corrente anno.

In tutte le Società del Gruppo è stata avviata la formazione generale sulla sicurezza e salute sul lavoro, come prevista dall'accordo Stato Regioni che prevede il coinvolgimento di tutto il personale.

Proseguono i costanti aggiornamenti della valutazione del rischio e delle conseguenti misure di prevenzione e protezione, controllo e di monitoraggio degli indicatori significativi ai fini della salute e sicurezza sul lavoro; in particolare per le Società facenti capo alle Società di Primo Livello Iren Acqua Gas e Iren Mercato si è concluso un importante e impegnativo aggiornamento della valutazione del rischio biologico. Per queste Società la gestione della salute e sicurezza sul lavoro è organizzata e attuata conformemente allo Standard OHSAS 18001 in modo integrato con i sistemi di gestione della Qualità.

In ambito Iren Energia, Iren Servizi e Innovazione e AEMTD procedono i comitati di Direzione periodici in cui vengono trattati e monitorati nel complesso gli aspetti di sicurezza.

E' stato costituito un comitato unico di sicurezza, trasversale per le società di Iren Energia, Iren Servizi e Innovazione e AEMTD.

Sono state ridefinite le procure di sicurezza e introdotti criteri generali in ambito di controllo imprese negli appalti.

Si sono avviate attività di benchmarking in materia di sicurezza e salute sul lavoro con le maggiori società nel settore elettrico

E' in corso di implementazione un programma informatico (Alfagest) per la gestione del documento di valutazione dei rischi e delle relative misure di protezione (Sorveglianza Sanitaria, DPI, Formazione e informazione).

Iren Emilia è dotata di un Servizio Prevenzione e Protezione interno in possesso dei requisiti necessario per i compiti di Responsabile del Servizio Prevenzione e Protezione (RSPP) e Addetti al Servizio Prevenzione e Protezione (ASPP). Il servizio prevenzione e protezione di Iren Emilia svolge in service i compiti per le altre società emiliane del gruppo. Il datore di lavoro ha nominato tre medici competenti per lo svolgimento dei compiti di sorveglianza sanitaria nelle provincie di Parma, Piacenza e Reggio Emilia. Il Servizio Prevenzione e Protezione propone un piano formativo sulla sicurezza per tutte le società emiliane del gruppo e verifica l'efficacia della formazione.

E' stato integrato ed implementato il sistema di gestione per la sicurezza ai sensi della BS OHSAS 18001 applicabile a tutte le società emiliane.

Per Iren Emilia è stata estesa la certificazione ai sensi della BS OHSAS 18001 vigente per il servizio di distribuzione gas anche al servizio di spazzamento e raccolta rifiuti e gestione Centri di Raccolta.

IREN Emilia e le sue controllate ed IREN Ambiente si sono impegnate e si impegnano inoltre:

- nell'effettuazione di verifiche della sicurezza effettuate dalla Funzione Qualità e Sicurezza sulle attività svolte dagli operatori interni e dai fornitori presso impianti e/o cantieri;
- nell'effettuazione di verifiche su impianti extra-audit programmate ed a campione effettuate dalla Funzione Qualità e Sicurezza per la verifica della corretta gestione degli aspetti connessi alla sicurezza ed alla salute dei lavoratori, nonché all'ambiente, presso tutti gli impianti gestiti dalle società emiliane;
- nell'effettuazione sistematica delle verifiche su impianti extra-audit suddette su tutti gli impianti a cura direttamente delle Funzioni Tecniche tramite personale di Funzione addestrato ed abilitato;
- nella verifica in campo direttamente da parte delle Funzioni coinvolte degli aspetti specifici correlati alla salute e sicurezza dei lavoratori;
- alla definizione di ulteriori indicatori per il monitoraggio della gestione degli aspetti correlati alla salute e sicurezza dei lavoratori per i vari processi/attività aziendali.

AMBIENTE

Il Gruppo IREN svolge le attività inerenti le proprie linee di business e i propri settori operativi, con particolare attenzione alla salvaguardia dell'ambiente. Le metodologie di lavoro utilizzate seguono principi di qualità e tutela ambientale e prevedono l'uso razionale delle risorse naturali e il completo rispetto delle normative vigenti.

Al fine di assicurare un percorso di crescita aziendale sostenibile e improntato al principio del

miglioramento continuo, sono state impegnate risorse:

- nello sviluppo e nel consolidamento della produzione di energia da fonti rinnovabili (idroelettrico) e assimilabili alle rinnovabili (cogenerazione), – nella promozione ed espansione del teleriscaldamento quale tecnologia per il risparmio energetico e per il miglioramento dell'ambiente nelle aree urbane, nonché nell'adozione delle migliori tecnologie impiantistiche disponibili sul mercato, per garantire il minor impatto ambientale nelle attività industriali;
- nel miglioramento dell'utilizzo delle risorse idriche, sia in termini di prelievo e utilizzo, che di rilascio e scarico;
- nella corretta gestione degli adempimenti riguardanti la problematica rifiuti speciali, per le fasi legate alla produzione, allo stoccaggio, al trasporto e allo smaltimento/recupero finale;
- nella diffusione delle informazioni riguardanti gli impatti delle attività aziendali verso l'ambiente esterno, attraverso specifiche pubblicazioni quali il Bilancio di Sostenibilità, le Dichiarazioni Ambientali, etc.

Dal punto di vista gestionale, per garantire il minor impatto sull'ambiente delle attività di Iren Energia, di Iren Acqua Gas, Mediterranea delle Acque, Laboratori Iren Acqua Gas, Genova Reti Gas, IREN Emilia, IREN Ambiente e delle loro controllate, è stata data particolare rilevanza:

- al mantenimento dei sistemi di certificazione su base volontaria per quanto concerne i sistemi di gestione ambientale certificati ai sensi della norma UNI EN ISO 14001:2004 e ai sensi del Regolamento EMAS (CE) n° 1221/2009;
- al monitoraggio delle prestazioni ambientali delle attività attraverso l'uso di opportuni indicatori per ogni aspetto ambientale significativo;
- all'effettuazione di audit specifici interni finalizzati alla verifica della corretta gestione delle problematiche ambientali nelle Funzioni aziendali e negli impianti coinvolti nei sistemi di gestione ambientale certificati;
- all'implementazione della parte gestionale riguardante la problematica "ambiente" nel modello organizzativo aziendale adottato ai sensi del D. Lgs. 231/01 sulla responsabilità amministrativa delle imprese.

Dal punto di vista operativo è proseguito l'impegno dedicato:

- al controllo analitico degli impatti verso l'ambiente esterno, in particolare per quanto concerne le emissioni in atmosfera, la qualità dell'aria, gli scarichi idrici, le emissioni acustiche ed i campi elettromagnetici;
- all'ottemperanza degli adempimenti amministrativi, in particolare per quanto concerne i monitoraggi e i controlli connessi alle Autorizzazioni Integrate Ambientali (Direttiva I.P.P.C.) e all'emissione dei gas ad effetto serra (Emission Trading System), per gli impianti soggetti;
- al continuo coinvolgimento del personale aziendale, attraverso l'effettuazione di specifica informazione e formazione, pianificata con cadenza annuale, sulle tematiche di carattere ambientale e sulle migliori pratiche di gestione degli impianti per garantire il minor impatto ambientale.

Per Iren Emilia è stata estesa la certificazione ai sensi della ISO 14001 vigente al servizio di spazzamento e raccolta rifiuti e gestione Centri di Raccolta ed alle attività svolte presso il sito Mancasale.

IREN Emilia e le sue controllate ed IREN Ambiente si sono impegnate e si impegnano inoltre:

- nell'effettuazione di verifiche su impianti extra-audit programmate ed a campione effettuate dalla Funzione Qualità e Sicurezza per la verifica della corretta gestione degli aspetti connessi alla sicurezza ed alla salute dei lavoratori, nonché all'ambiente, presso tutti gli impianti gestiti dalle società emiliane;
- nell'effettuazione sistematica delle verifiche su impianti extra-audit suddette su tutti gli impianti a cura direttamente delle Funzioni Tecniche tramite personale di Funzione addestrato ed abilitato;
- nella verifica in campo direttamente da parte delle Funzioni coinvolte degli aspetti specifici correlati alla tutela dell'ambiente;
- alla definizione di ulteriori indicatori ambientali per il monitoraggio degli aspetti ambientali per i vari processi/attività aziendali.

IREN E LA SOSTENIBILITÀ

Le politiche che il Gruppo Iren persegue sono coerenti con i principi della sostenibilità ambientale, sociale ed economica. Valori guida come il rispetto e la tutela del territorio, l'efficienza energetica, il dialogo costante con le comunità ed i territori, la soddisfazione dei clienti e l'attenzione alla valorizzazione dei dipendenti sono parte dell'identità aziendale.

Gli orientamenti strategici di medio-lungo termine rivelano una costante attenzione alle tematiche attinenti la sostenibilità: in particolare acqua, energia e ambiente influenzano la pianificazione degli investimenti pluriennali da realizzare.

Il Gruppo Iren sostiene obiettivi di salvaguardia ambientale e di contenimento dei consumi energetici, anche promuovendo lo sviluppo economico e sociale dei territori di riferimento in cui opera, infatti la capacità di produzione elettrica rinnovabile ed eco-compatibile è quasi pari al 70% della capacità complessiva di produzione (media nazionale 38%).

Il Bilancio di Sostenibilità è per Iren uno strumento privilegiato di dialogo e confronto con gli stakeholder, grazie al quale il Gruppo evidenzia gli effetti che le attività svolte producono sull'ambiente e sul tessuto sociale, oltre ai principali aspetti di carattere economico.

L'edizione del Bilancio di Sostenibilità 2013, per la quale sono state svolte attività di engagement degli stakeholder, è stata approvata dal Consiglio di Amministrazione di Iren S.p.A. in data 14/05/2014.

Il Bilancio di Sostenibilità, redatto con periodicità annuale, viene predisposto secondo le "Sustainability Reporting Guidelines & Electric Utilities Sector Supplement" definite dal Global Reporting Initiative (GRI). Inoltre sono tenuti in considerazione i "Principi di redazione del Bilancio Sociale" elaborati dal Gruppo di Studio per il Bilancio Sociale (GBS) come riferimento per la predisposizione del prospetto di determinazione e riparto del Valore Aggiunto. Per quanto riguarda l'edizione 2013, il documento è stato sottoposto alla revisione limitata secondo i criteri emanati dall'International Auditing and Assurance Standards Board ed ha conseguito il livello di applicazione A+ del GRI.

Fra le iniziative principali del Gruppo in tema di sostenibilità, svolte nel primo semestre 2014 si segnalano inoltre:

- la partecipazione, per il secondo anno consecutivo, al survey del Carbon Disclosure Project "CDP Italy 100 Climate Change Report 2014", per il quale sono attualmente in corso le valutazioni;
- la partecipazione come finalista all'edizione 2014 del Sodalitas Social Award nelle categorie "Tutela e Sensibilizzazione Ambientale" e "Consumo Sostenibile e Catena di Fornitura responsabile", rispettivamente con i progetti "Accumulatori di calore del Martinetto" e "APP Ecolren". Si segnala inoltre che Iren è stata l'unica azienda ad essere selezionata come finalista in due categorie;
- l'aggiudicazione del Premio Innovazione ICT Piemonte, assegnato da Smau ai migliori casi di aziende ed enti pubblici che hanno innovato con successo il proprio business attraverso le tecnologie digitali con l'obiettivo di generare un meccanismo virtuoso di condivisione delle esperienze di eccellenza;
- la partecipazione a iniziative volte alla sensibilizzazione sulle tematiche CSR presso vari enti (Altis);
- lo svolgimento della tavola rotonda "Iren, sostenibilità e territorio", promossa dal Gruppo Iren e svolta in data 18/6/2014 presso la sede di Reggio Emilia, alla quale hanno partecipato il presidente Iren, il vicepresidente Iren, il sindaco di Reggio Emilia, un docente di ingegneria industriale dell'Università degli Studi di Modena e Reggio Emilia, il presidente dell'Alleanza delle cooperative di Reggio Emilia e il direttore del TG di Telereggio nel ruolo di moderatore del dibattito. Analoga tavola rotonda si è svolta a Pama in data 1/7/2014, ed una serie di ulteriori incontri verranno tenuti negli altri territori di riferimento prossimamente.



Iren S.p.A.

Via Nubi di Magellano, 30 - 42123 Reggio Emilia
Capitale sociale interamente versato 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 esplicative**

al 30 giugno 2014

PROSPETTO DELLA SITUAZIONE PATRIMONIALE - FINANZIARIA

migliaia di euro

	Note	30.06.2014	di cui parti correlate	31.12.2013 (*)	di cui parti correlate	1.1.2013 (*)	di cui parti correlate
ATTIVITA'							
Attività materiali	(1)	2.558.287		2.567.337		2.257.518	
Investimenti immobiliari	(2)	14.495		14.457		926	
Attività immateriali a vita definita	(3)	1.181.377		1.178.214		1.142.962	
Avviamento	(4)	124.407		124.407		125.407	
Partecipazioni valutate con il metodo del Patrimonio Netto	(5)	421.260		426.242		725.062	
Altre partecipazioni	(6)	15.565		15.491		29.808	
Attività finanziarie non correnti	(7)	55.808	53.509	79.424	77.245	142.043	139.793
Altre attività non correnti	(8)	45.259	13.799	52.982	19.843	32.510	2.759
Attività per imposte anticipate	(9)	308.277		305.915		211.136	
Totale attività non correnti		4.724.735		4.764.469		4.667.372	
Rimanenze	(10)	81.485		106.618		87.905	
Crediti commerciali	(11)	869.504	148.852	998.269	119.144	1.219.498	158.849
Crediti per imposte correnti	(12)	1.575		5.042		8.283	
Crediti vari e altre attività correnti	(13)	224.126	7.848	197.205	5.691	246.721	8.886
Attività finanziarie correnti	(14)	720.731	706.088	418.407	414.675	404.703	385.480
Cassa e altre disponibilità liquide equivalenti	(15)	26.710	1.784	50.222	2.326	26.681	2.668
Totale attività correnti		1.924.131		1.775.763		1.993.791	
Attività destinate ad essere cedute	(16)	491		1.001		4.787	
TOTALE ATTIVITA'		6.649.357		6.541.233		6.665.950	

(*) I valori comparativi al 31.12.2013 e al 01.01.2013 sono stati rideterminati a seguito dell'applicazione dell'IFRS 11 "Accordi a controllo congiunto".

migliaia di euro

	Note	30.06.2014	di cui parti correlate	31.12.2013 (*)	di cui parti correlate	1.1.2013 (*)	di cui parti correlate
PATRIMONIO NETTO							
Patrimonio netto attribuibile ai soci della Capogruppo							
Capitale sociale		1.276.226		1.276.226		1.276.226	
Riserve e Utili (Perdite) a nuovo		418.805		415.721		463.629	
Risultato netto del periodo		72.157		80.554		-	
Totale patrimonio netto di pertinenza della Capogruppo		1.767.188		1.772.501		1.739.855	
Patrimonio netto di pertinenza dei Terzi		208.797		216.526		214.402	
TOTALE PATRIMONIO NETTO	(17)	1.975.985		1.989.027		1.954.257	
PASSIVITA'							
Passività finanziarie non correnti	(18)	1.872.446	116.424	1.841.116	170.004	2.137.465	177.162
Benefici ai dipendenti	(19)	113.593		113.198		98.964	
Fondi per rischi ed oneri	(20)	246.960		283.685		271.498	
Passività per imposte differite	(21)	170.382		173.198		102.720	
Debiti vari e altre passività non correnti	(22)	194.154	363	188.484	363	152.693	363
Totale passività non correnti		2.597.535		2.599.681		2.763.340	
Passività finanziarie correnti	(23)	968.434	134.299	714.320	103.942	533.518	199.327
Debiti commerciali	(24)	714.802	55.638	947.190	62.026	1.106.130	86.199
Debiti vari e altre passività correnti	(25)	202.902	469	205.348	275	223.862	4.971
Debiti per imposte correnti	(26)	77.164		10.952		3.274	
Fondi per rischi ed oneri quota corrente	(27)	112.535		74.709		81.548	
Totale passività correnti		2.075.837		1.952.519		1.948.332	
Passività correlate ad attività destinate ad essere cedute	(28)	-		6		21	
TOTALE PASSIVITA'		4.673.372		4.552.206		4.711.693	
TOTALE PATRIMONIO NETTO E PASSIVITA'		6.649.357		6.541.233		6.665.950	

(*) I valori comparativi al 31.12.2013 e al 01.01.2013 sono stati rideterminati a seguito dell'applicazione dell'IFRS 11 "Accordi a controllo congiunto".

PROSPETTO DI CONTO ECONOMICO

		migliaia di euro			
	Note	Primo semestre 2014	di cui parti correlate	Primo semestre 2013 (*)	di cui parti correlate
Ricavi					
Ricavi per beni e servizi	(29)	1.368.350	97.866	1.691.297	112.924
Variazione dei lavori in corso	(30)	136	148	1.132	248
Altri proventi	(31)	152.156	1.762	95.111	896
- di cui non ricorrenti		21.044		-	
Totale ricavi		1.520.642		1.787.540	
Costi operativi					
Costi materie prime sussidiarie di consumo e merci	(32)	(573.476)	(51.215)	(787.655)	(74.851)
Prestazioni di servizi e godimento beni di terzi	(33)	(456.960)	(63.162)	(514.040)	(75.848)
Oneri diversi di gestione	(34)	(37.446)	(3.017)	(33.729)	(3.572)
Costi per lavori interni capitalizzati	(35)	8.803		10.789	
Costo del personale	(36)	(137.211)	(2)	(128.512)	(7)
Totale costi operativi		(1.196.290)		(1.453.147)	
MARGINE OPERATIVO LORDO		324.352		334.393	
Ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni					
Ammortamenti	(37)	(108.912)		(92.523)	
Accantonamenti e svalutazioni	(38)	(23.241)		(26.384)	
Totale ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni		(132.153)		(118.907)	
RISULTATO OPERATIVO		192.199		215.486	
Gestione finanziaria					
Proventi finanziari	(39)	14.693	11.336	14.661	9.165
Oneri finanziari		(62.499)	(3.870)	(54.718)	(6.073)
Totale gestione finanziaria		(47.806)		(40.057)	
Risultato di partecipazioni contabilizzate con il metodo del patrimonio netto	(40)	7.480		28.284	
Rettifica di valore di partecipazioni	(41)	(20)		-	
Risultato prima delle imposte		151.853		203.713	
Imposte sul reddito	(42)	(69.866)		(87.092)	
Risultato netto delle attività in continuità		81.987		116.621	
Risultato netto da attività operative cessate	(43)	-		-	
Risultato netto del periodo		81.987		116.621	
attribuibile a:					
- Utile (perdita) di pertinenza del Gruppo		72.157		110.737	
- Utile (perdita) di pertinenza di terzi	(44)	9.830		5.884	
Utile per azione ordinarie e di risparmio	(45)				
- base (euro)		0,06		0,09	
- diluito (euro)		0,06		0,09	

(*) I valori comparativi del primo semestre 2013 sono stati rideterminati a seguito dell'applicazione dell'IFRS 11 "Accordi a controllo congiunto".

PROSPETTO DELLE ALTRE COMPONENTI DI CONTO ECONOMICO COMPLESSIVO

	migliaia di euro	
	Primo semestre 2014	Primo semestre 2013
Utile/(perdita) del periodo - Gruppo e Terzi (A)	81.987	116.621
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	(3.098)	16.620
- variazioni di fair value delle attività finanziarie disponibili per la vendita	-	-
- quota degli altri utili/(perdite) delle imprese valutate con il metodo del patrimonio netto	(7.691)	589
Effetto fiscale delle altre componenti di conto economico complessivo	776	(5.502)
Totale altre componenti di conto economico complessivo che saranno successivamente riclassificate a Conto Economico, al netto dell'effetto fiscale (B1)	(10.013)	11.707
Altre componenti di conto economico complessivo che non saranno successivamente riclassificate a Conto Economico		
- utili (perdite) attuariali piani per dipendenti a benefici definiti (IAS19)	-	-
Effetto fiscale delle altre componenti di conto economico complessivo	-	-
Totale altre componenti di conto economico complessivo che non saranno successivamente riclassificate a Conto Economico, al netto dell'effetto fiscale (B2)	-	-
Totale Utile/(perdita) complessiva (A)+(B1)+(B2)	71.974	128.328
attribuibile a:		
- Utile (perdita) di pertinenza del Gruppo	62.081	122.357
- Utile (perdita) di pertinenza di terzi	9.893	5.971

PROSPETTO DELLE VARIAZIONI DELLE VOCI DI PATRIMONIO NETTO

	Capitale sociale	Riserva sovrapprezzo Emissione azioni	Riserva legale
31/12/2012	1.276.226	105.102	28.996
Riserva legale			3.516
Dividendi agli azionisti			
Utili portati a nuovo			
Altri movimenti			
Utile complessivo rilevato nel periodo			
di cui:			
- Utile netto del periodo			
- Altre componenti di Conto Economico complessivo			
30/06/2013	1.276.226	105.102	32.512
31/12/2013	1.276.226	105.102	32.512
Riserva legale			4.343
Dividendi agli azionisti			
Utili portati a nuovo			
Cambio interessenze			
Altri movimenti			
Utile complessivo rilevato nel periodo			
di cui:			
- Utile netto del periodo			
- Altre componenti di Conto Economico complessivo			
30/06/2014	1.276.226	105.102	36.855

migliaia di euro

Riserva copertura flussi finanziari	Altre riserve e Utile (perdite) accumulate	Totale riserve e Utili (perdite) accumulate	Risultato del periodo	Patrimonio netto del Gruppo	Patrimonio netto di Terzi	Patrimonio netto del Gruppo e di Terzi
(42.645)	219.617	311.070	152.559	1.739.855	214.402	1.954.257
		3.516	(3.516)			-
		-	(66.747)	(66.747)	(9.323)	(76.070)
	82.296	82.296	(82.296)	-		-
	167	167		167	(7)	160
11.620		11.620	110.737	122.357	5.971	128.328
			110.737	110.737	5.884	116.621
11.620	-	11.620		11.620	87	11.707
(31.025)	302.080	408.669	110.737	1.795.632	211.043	2.006.675
(24.028)	302.135	415.721	80.554	1.772.501	216.526	1.989.027
		4.343	(4.343)	-		-
		-	(66.747)	(66.747)	(6.894)	(73.641)
	9.464	9.464	(9.464)	-		-
	(220)	(220)		(220)	(10.779)	(10.999)
	(427)	(427)		(427)	51	(376)
(10.076)		(10.076)	72.157	62.081	9.893	71.974
			72.157	72.157	9.830	81.987
(10.076)	-	(10.076)		(10.076)	63	(10.013)
(34.104)	310.952	418.805	72.157	1.767.188	208.797	1.975.985

RENDICONTO FINANZIARIO

	migliaia di euro	
	Primo semestre 2014	Primo semestre 2013 (*)
A. Disponibilità liquide iniziali	50.222	26.681
Flusso finanziario generato dall'attività operativa		
Risultato del periodo	81.987	116.621
Rettifiche per:		
Ammortamenti attività materiali e immateriali	108.912	92.523
(Plusvalenze) Minusvalenze e altre variazioni patrimoniali	(20.419)	1.684
Variazione netta TFR e altri benefici ai dipendenti	395	1.363
Variazione netta fondo rischi e altri oneri	(1.791)	(17.945)
Variazione imposte anticipate e differite	(4.402)	(2.727)
Variazione altre attività/passività non correnti	13.393	(9.568)
Dividendi contabilizzati al netto delle elisioni	(1.030)	(790)
Quota del risultato di collegate	(7.480)	(28.284)
Svalutazioni (Rivalutazioni) nette di attività	706	626
B. Cash flow operativo prima delle variazioni di CCN	170.271	153.503
Variazione rimanenze	25.133	14.474
Variazione crediti commerciali	128.765	125.395
Variazione crediti tributari e altre attività correnti	(23.454)	8.798
Variazione debiti commerciali	(232.388)	(220.470)
Variazione debiti tributari e altre passività correnti	63.766	136.855
C. Flusso finanziario derivante da variazioni di CCN	(38.178)	65.052
D. Cash flow operativo (B+C)	132.093	218.555
Flusso finanziario da (per) attività di investimento		
Investimenti in attività materiali e immateriali	(104.767)	(94.440)
Investimenti in attività finanziarie	(47.290)	(23)
Realizzo investimenti e variazione attività destinate ad essere cedute	23.840	4.201
Dividendi incassati	42.615	43.438
Altri movimenti di attività finanziarie	-	(112)
E. Totale flusso finanziario da attività di investimento	(85.602)	(46.936)
F. Free cash flow (D+E)	46.491	171.619
Flusso finanziario da attività di finanziamento		
Erogazione di dividendi	(73.641)	(76.070)
Altre variazioni di Patrimonio netto	-	(112)
Nuovi finanziamenti a lungo termine	150.000	158.000
Rimborsi di finanziamenti a lungo termine	(263.262)	(36.942)
Variazione debiti finanziari	395.608	(158.552)
Variazione crediti finanziari	(278.708)	13.455
G. Totale flusso finanziario da attività di finanziamento	(70.003)	(100.221)
H. Flusso monetario del periodo (F+G)	(23.512)	71.398
I. Disponibilità liquide finali (A+H)	26.710	98.079

(*) I valori comparativi del primo semestre 2013 sono stati riesposti a seguito dell'applicazione dell'IFRS 11 "Accordi a controllo congiunto".

NOTE ESPLICATIVE

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 ENÌA.

I settori di attività nei quali il Gruppo opera sono:

- Generazione e Teleriscaldamento (Produzione Idroelettrica, Cogenerazione elettrica e calore, Reti di teleriscaldamento e produzione da Fonti rinnovabili);
- Mercato (Vendita energia elettrica, gas, calore);
- Infrastrutture Energetiche (Reti di distribuzione dell'energia elettrica e reti di distribuzione del gas);
- Servizio Idrico Integrato (vendita e distribuzione acqua, depurazione e fognatura);
- Ambiente (Raccolta e Smaltimento rifiuti);
- Altri servizi (Telecomunicazioni, Illuminazione Pubblica, Servizi global service ed altri minori).

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

Iren S.p.A. è strutturata sul modello di una holding industriale con sede direzionale a Reggio Emilia e sedi operative a Genova, Parma, Piacenza e Torino e società responsabili delle singole linee di business.

Sono state apportate delle riclassifiche ai prospetti al 30 giugno 2013 per adeguarsi alla classificazione adottata per le voci corrispondenti al 30 giugno 2014. Le riclassifiche principali sono descritte nelle note al bilancio.

Il bilancio semestrale abbreviato consolidato della società al 30 giugno 2014 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.

I. CONTENUTO E FORMA DEL BILANCIO SEMESTRALE ABBREVIATO CONSOLIDATO

La Relazione finanziaria semestrale del Gruppo Iren al 30 giugno 2014 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 consolidato semestrale abbreviato al 30 giugno 2014 è stato predisposto in accordo con lo IAS 34 - Bilanci intermedi. Tale bilancio semestrale abbreviato non comprende pertanto tutte le informazioni richieste dal bilancio annuale e deve essere letto unitamente al bilancio annuale predisposto per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2013 e disponibile presso la sede sociale, la Borsa Italiana S.p.A. e sul sito Internet www.gruppoiren.it.

Gli schemi di bilancio adottati dal Gruppo Iren sono gli stessi applicati nella predisposizione del bilancio annuale predisposto per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2013.

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

I principi contabili adottati per la redazione del presente bilancio semestrale abbreviato consolidato sono gli stessi rispetto a quelli adottati per la redazione del bilancio consolidato annuale per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2013, cui si rimanda per una loro più ampia trattazione, ad eccezione principi contabili, emendamenti ed interpretazioni efficaci dal 1° gennaio 2014.

PRINCIPI CONTABILI, EMENDAMENTI ED INTERPRETAZIONI EFFICACI DAL 1° GENNAIO 2014

In data 12 maggio 2011 lo IASB ha pubblicato il cosiddetto 'Pacchetto di Consolidamento', che comprende i principi e gli emendamenti di seguito elencati, omologati dalla Commissione Europea il 29 dicembre 2012:

IFRS 10 – Bilancio consolidato

IFRS 11 – Accordi a controllo congiunto

IFRS 12 – Informativa sulle partecipazioni in altre entità

Revised IAS 27 – Bilancio separato

Revised IAS 28 – Partecipazioni in società collegate e joint ventures

- Il principio IFRS 10 "Bilancio Consolidato" sostituisce il SIC-12 "Consolidamento – Società a destinazione specifica (società veicolo)" e parti dello IAS 27 – Bilancio consolidato e separato. Il nuovo principio muove dai principi esistenti, individuando nel concetto di controllo il fattore determinante ai fini del consolidamento di una società nel bilancio consolidato della controllante. Il controllo si manifesta se e solo se l'investitore ha contemporaneamente: a) il potere di dirigere le attività rilevanti della partecipata, attraverso diritti di voto e/o accordi contrattuali; b) l'esposizione ai futuri rendimenti della partecipata (dividendi, benefici di natura fiscale,...); c) la capacità di utilizzare il potere sulla società partecipata per influire sui rendimenti della stessa.
- Il principio IFRS 11 "Accordi a controllo congiunto" sostituisce lo IAS 31 "Partecipazioni in Joint Venture" ed il SIC-13 "Imprese a controllo congiunto – Conferimenti in natura da parte dei partecipanti al controllo". Il nuovo principio stabilisce che, in un accordo di compartecipazione due o più parti detengono il controllo in via congiunta se le decisioni riguardanti le attività rilevanti richiedono il consenso unanime delle parti. L'IFRS 11 individua due tipologie distinte di accordi:
 - 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, così come previsto dallo IAS 28 "Partecipazioni in imprese collegate e joint ventures";
 - 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.

- Il principio IFRS 12 “Informazioni aggiuntive su partecipazioni in altre imprese” è un nuovo e completo principio sulle informazioni aggiuntive da fornire su ogni tipologia di partecipazione, ivi incluse quelle su imprese controllate, gli accordi a controllo congiunto, collegate, società a destinazione specifica ed altre società veicolo non consolidate.
- Contestualmente all’introduzione del principio IFRS 10 “Bilancio consolidato” è stato pubblicato lo IAS 27 Revised “Bilancio separato”, che conserva il ruolo di principio generale di riferimento in tema di bilancio separato. Il presente principio si applica nella valutazione delle partecipazioni in imprese controllate, collegate e joint ventures nel bilancio separato della controllante. Le joint ventures, così come le partecipazioni in imprese controllate e collegate, possono essere rilevate nel bilancio separato sia al costo che in base all’IFRS 9 “Strumenti finanziari” (e allo IAS 39 “Strumenti finanziari: rilevazione e valutazione”). Quando una società controllante, in accordo con quanto stabilito dall’IFRS 10 “Bilancio consolidato”, sceglie di non predisporre il bilancio consolidato, nel bilancio separato deve fornire informazioni circa le partecipazioni in imprese controllate, collegate e joint ventures, le sedi principali (e la sede legale se differente) delle loro attività, la percentuale di possesso nelle singole società partecipate e l’informativa riguardante il metodo utilizzato per la loro rilevazione in bilancio.
- A seguito dell’emanazione del principio IFRS 11, lo IAS 28 “Partecipazioni in imprese collegate” è stato emendato per comprendere nel suo ambito di applicazione, dalla data di efficacia del principio, anche le partecipazioni in imprese a controllo congiunto. Lo IAS 28 Revised “Partecipazioni in imprese collegate e joint ventures” stabilisce infatti che, se un’entità esercita controllo in via congiunta o influenza notevole su un altro soggetto, deve rilevare nel bilancio consolidato la propria partecipazione utilizzando il metodo del Patrimonio netto.
- In data 16 dicembre 2011 lo IASB ha emesso alcuni emendamenti allo IAS 32 “Strumenti Finanziari: esposizione nel bilancio”, per chiarire l’applicazione di alcuni criteri per la compensazione delle attività e delle passività finanziarie presenti nello IAS 32.
- La modifica dello IAS 36 “Riduzione di valore delle attività”, emessa in data 29 maggio 2013, riguarda i requisiti di informativa previsti in sede di impairment di attività nei casi in cui il valore recuperabile sia determinato sulla base del fair value al netto dei costi di dismissione. L’emendamento in oggetto rimuove i requisiti di informativa in merito al valore recuperabile dell’attività nel caso in cui la CGU (cash generating unit) includa un goodwill o attività immateriali a vita utile indefinita ma non si sia manifestata una perdita durevole di valore dell’attività stessa. Viene inoltre richiesta informativa riguardante il valore recuperabile di una attività o di una CGU e circa la modalità di calcolo del fair value al netto dei costi di dismissione quando si sia manifestata una perdita durevole di valore dell’attività.
- In data 27 giugno 2013 lo IASB ha pubblicato un emendamento dello IAS 39 “Strumenti finanziari: rilevazione e valutazione” che riguarda la contabilizzazione degli strumenti derivati di copertura in caso di novazione della controparte. Prima dell’introduzione di questa modifica, in caso di novazione degli strumenti derivati designati di copertura, lo IAS 39 richiedeva l’interruzione dell’applicazione della contabilizzazione ai sensi del cash flow hedge assumendo che la novazione comportava la conclusione e l’estinzione dello strumento di copertura preesistente.
- In data 20 maggio 2013 ha emesso l’IFRIC 21 “Tributi”. Questa interpretazione dello IAS 37 “Accantonamenti, passività e attività potenziali”, omologata il 13 giugno 2014, riguarda la contabilizzazione dei tributi che non rientrano nell’ambito di applicazione dello IAS 12 “Imposte sul reddito”. Lo IAS 37 “Accantonamenti, passività e attività potenziali” stabilisce i criteri relativi al riconoscimento di una passività, uno dei quali è rappresentato dalla presenza di una obbligazione presente per l’entità quale risultato di un evento passato. L’interpretazione in esame chiarisce che l’obbligazione che fa sorgere la passività per il tributo da pagare è l’attività descritta nella legislazione dell’attività stessa da cui scaturisce il pagamento del tributo.

I principali effetti per Il Gruppo Iren derivano dall'applicazione dell'IFRS 11. Il principio, infatti, non consente più il mantenimento del consolidamento proporzionale per le Joint Venture applicato dal Gruppo fino al 31 dicembre 2013. La conseguenza di quanto esposto si manifesta attraverso l'uscita dal perimetro di consolidamento delle società AES Torino, Iren Rinnovabili (e sue controllate), OLT Offshore LNG e Società Acque Potabili (e sue controllate) che vengono contabilizzate con il metodo del Patrimonio Netto.

L'applicazione dell'IFRS 11 non produce effetti sul risultato economico netto, né sul patrimonio netto esposti nei prospetti contabili consolidati. Dagli stessi vengono a mancare, oltre al contributo dell'Ebitda delle società uscite dal perimetro di consolidamento per un importo pari a circa 42 milioni di euro sul primo semestre 2013, l'indebitamento netto pari a circa 518 milioni di euro al 31 dicembre 2013.

Al fine di una migliore comprensione si riportano gli effetti derivanti dall'applicazione dell'IFRS 11 sulla situazione patrimoniale finanziaria all'1 gennaio 2013 e al 31 dicembre 2013 e sul conto economico del primo semestre 2013.

SITUAZIONE PATRIMONIALE FINANZIARIA

	migliaia di euro					
	01.01.2013 Pubblicato	IFRS 11	01.01.2013 Rideterminato	31.12.2013 Pubblicato	IFRS 11	31.12.2013 Rideterminato
ATTIVITA'						
Attività materiali	2.813.297	(555.779)	2.257.518	3.201.332	(633.995)	2.567.337
Investimenti immobiliari	1.831	(905)	926	15.341	(884)	14.457
Attività immateriali a vita definita	1.295.022	(152.060)	1.142.962	1.351.065	(172.851)	1.178.214
Avviamento	132.861	(7.454)	125.407	124.596	(189)	124.407
Partecipazioni valutate con il metodo del Patrimonio Netto	462.097	262.965	725.062	163.578	262.664	426.242
Altre partecipazioni	29.808	-	29.808	15.492	(1)	15.491
Attività finanziarie non correnti	116.168	25.875	142.043	60.167	19.257	79.424
Altre attività non correnti	38.195	(5.685)	32.510	59.153	(6.171)	52.982
Attività per imposte anticipate	215.750	(4.614)	211.136	309.820	(3.905)	305.915
Totale attività non correnti	5.105.029	(437.657)	4.667.372	5.300.544	(536.075)	4.764.469
Rimanenze	89.110	(1.205)	87.905	107.872	(1.254)	106.618
Crediti commerciali	1.253.713	(34.215)	1.219.498	1.050.310	(52.041)	998.269
Crediti per imposte correnti	8.690	(407)	8.283	5.805	(763)	5.042
Crediti vari e altre attività correnti	267.253	(20.532)	246.721	216.599	(19.394)	197.205
Attività finanziarie correnti	273.550	131.153	404.703	255.774	162.633	418.407
Cassa e altre disponibilità liquide equivalenti	28.041	(1.360)	26.681	55.613	(5.391)	50.222
Totale attività correnti	1.920.357	73.434	1.993.791	1.691.973	83.790	1.775.763
Attività destinate ad essere cedute	7.739	(2.952)	4.787	3.588	(2.587)	1.001
TOTALE ATTIVITA'	7.033.125	(367.175)	6.665.950	6.996.105	(454.872)	6.541.233

	migliaia di euro					
	01.01.2013 Pubblicato	IFRS 11	01.01.2013 Rideterminato	31.12.2013 Pubblicato	IFRS 11	31.12.2013 Rideterminato
PATRIMONIO NETTO						
Patrimonio netto attribuibile ai soci della Capogruppo						
Capitale sociale	1.276.226	-	1.276.226	1.276.226	-	1.276.226
Riserve e Utili (Perdite) a nuovo	463.629	-	463.629	415.721	-	415.721
Risultato netto del periodo	-	-	-	80.554	-	80.554
Totale patrimonio netto di pertinenza della Capogruppo	1.739.855	-	1.739.855	1.772.501	-	1.772.501
Patrimonio netto di pertinenza dei Terzi	214.402	-	214.402	216.526	-	216.526
TOTALE PATRIMONIO NETTO	1.954.257	-	1.954.257	1.989.027	-	1.989.027
PASSIVITA'						
Passività finanziarie non correnti	2.197.827	(60.362)	2.137.465	1.913.299	(72.183)	1.841.116
Benefici ai dipendenti	102.999	(4.035)	98.964	118.034	(4.836)	113.198
Fondi per rischi ed oneri	272.744	(1.246)	271.498	288.769	(5.084)	283.685
Passività per imposte differite	110.553	(7.833)	102.720	179.231	(6.033)	173.198
Debiti vari e altre passività non correnti	154.453	(1.760)	152.693	190.289	(1.805)	188.484
Totale passività non correnti	2.838.576	(75.236)	2.763.340	2.689.622	(89.941)	2.599.681
Passività finanziarie correnti	775.063	(241.545)	533.518	983.206	(268.886)	714.320
Debiti commerciali	1.135.236	(29.106)	1.106.130	1.010.790	(63.600)	947.190
Debiti vari e altre passività correnti	243.514	(19.652)	223.862	236.486	(31.138)	205.348
Debiti per imposte correnti	4.910	(1.636)	3.274	12.259	(1.307)	10.952
Fondi per rischi ed oneri quota corrente	81.548	-	81.548	74.709	-	74.709
Totale passività correnti	2.240.271	(291.939)	1.948.332	2.317.450	(364.931)	1.952.519
Passività correlate ad attività destinate ad essere cedute	21	-	21	6	-	6
TOTALE PASSIVITA'	5.078.868	(367.175)	4.711.693	5.007.078	(454.872)	4.552.206
TOTALE PATRIMONIO NETTO E PASSIVITA'	7.033.125	(367.175)	6.665.950	6.996.105	(454.872)	6.541.233

CONTO ECONOMICO

			migliaia di euro
	I semestre 2013 Pubblicato	IFRS 11	I semestre 2013 Rideterminato
Ricavi			
Ricavi per beni e servizi	1.723.808	(32.511)	1.691.297
Variazione dei lavori in corso	1.132	-	1.132
Altri proventi	97.883	(2.772)	95.111
Totale ricavi	1.822.823	(35.283)	1.787.540
Costi operativi			
Costi materie prime sussidiarie di consumo e merci	(790.676)	3.021	(787.655)
Prestazioni di servizi e godimento beni di terzi	(496.982)	(17.058)	(514.040)
Oneri diversi di gestione	(34.911)	1.182	(33.729)
Costi per lavori interni capitalizzati	11.737	(948)	10.789
Costo del personale	(135.953)	7.441	(128.512)
Totale costi operativi	(1.446.785)	(6.362)	(1.453.147)
MARGINE OPERATIVO LORDO	376.038	(41.645)	334.393
Ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni			
Ammortamenti	(102.180)	9.657	(92.523)
Accantonamenti e svalutazioni	(26.893)	509	(26.384)
Totale ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni	(129.073)	10.166	(118.907)
RISULTATO OPERATIVO	246.965	(31.479)	215.486
Gestione finanziaria			
Proventi finanziari	11.767	2.894	14.661
Oneri finanziari	(56.542)	1.824	(54.718)
Totale gestione finanziaria	(44.775)	4.718	(40.057)
Risultato di collegate contabilizzate con il metodo del patrimonio netto	10.896	17.388	28.284
Rettifica di valore di partecipazioni	-	-	-
Risultato prima delle imposte	213.086	(9.373)	203.713
Imposte sul reddito	(96.465)	9.373	(87.092)
Risultato netto delle attività in continuità	116.621	-	116.621
Risultato netto da attività operative cessate	-	-	-
Risultato netto del periodo	116.621	-	116.621
attribuibile a:			
- Utile (perdita) di pertinenza del Gruppo	110.737	-	110.737
- Utile (perdita) di pertinenza di terzi	5.884	-	5.884

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

Alla data del presente bilancio semestrale abbreviato gli organi competenti dell'Unione Europea non hanno ancora concluso il processo di omologazione dei seguenti principi contabili.

- In data 12 novembre 2009 lo IASB ha pubblicato il principio IFRS 9 “Strumenti finanziari”. Riemesso in ottobre 2010 ed emendato in novembre 2013, il principio rappresenta la prima parte di un processo per fasi che ha lo scopo di sostituire interamente lo IAS 39 e introduce dei nuovi criteri per la classificazione e valutazione delle attività e passività finanziarie. In particolare, per 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. Per le passività finanziarie, invece, la principale modifica avvenuta 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 negli Altri utili/(perdite) complessivi e non transiteranno più nel conto economico. La data di prima applicazione obbligatoria, inizialmente fissata al 1° gennaio 2015, sarà reintrodotta alla conclusione del progetto sull'IFRS9 con la pubblicazione del principio completo.
- Il 21 novembre 2013 lo IASB ha pubblicato alcuni emendamenti minori allo IAS 19 “Benefici ai dipendenti”. Tali emendamenti, applicabili in modo retrospettivo dal 1° luglio 2014, riguardano la semplificazione del trattamento contabile delle contribuzioni ai piani a benefici definiti da parte dei dipendenti o di terzi in casi specifici.
- Il 12 dicembre 2013 lo IASB ha emesso un insieme di modifiche agli IFRS (*Annual Improvements to IFRSs – 2010-2012 Cycle* e *Annual Improvements to IFRSs - 2011-2013 Cycle*). Tra gli altri, i temi più rilevanti trattati in tali emendamenti sono: a) la definizione di condizioni di maturazione nell'IFRS2 – *Pagamenti basati su azioni*; b) il raggruppamento dei segmenti operativi nell'IFRS8 – *Segmenti operativi*; c) la definizione dei dirigenti strategici con responsabilità strategiche nello IAS24 – *Informativa sulle parti correlate*; d) l'esclusione dall'ambito di applicazione dell'IFRS3 – *Aggregazioni aziendali* di tutti i tipi di accordi a controllo congiunto e e) alcuni chiarimenti sulle eccezioni all'applicazione dell'IFRS13 – *Misurazione del fair value*.
- Nel mese di maggio 2014 lo IASB ha emesso un emendamento al principio IFRS 11 “Accordi a controllo congiunto” che fornisce le linee guida relative al trattamento contabile da adottare in caso di acquisizioni di partecipazioni in accordi a controllo congiunto, la cui attività incontri la definizione di “business” così come definito dall'IFRS 3 “Aggregazioni di imprese”. La modifica è applicabile a decorrere dal 1° gennaio 2016.
- La modifica ai principi IAS 16 “Immobili, impianti e macchinari” e IAS 38 “Attività immateriali” emessa dallo IASB nel mese di maggio 2014, chiarisce che l'utilizzo del metodo del ricavo quale parametro per il calcolo dell'ammortamento delle attività materiali ed immateriali non è appropriato, in quanto i ricavi generati da un'attività che comporta l'utilizzo di assets materiali o immateriali riflettono generalmente fattori diversi dal deterioramento dei rendimenti economici insiti negli assets stessi.
- In gennaio 2014 lo IASB ha pubblicato il principio IFRS 14 “Poste di bilancio differite di attività regolamentate”, che consente alle entità che adottano per la prima volta i principi contabili internazionali IAS/IFRS di continuare a valutare le poste di bilancio legate ad attività regolamentate in conformità ai principi contabili precedentemente utilizzati. Il presente principio sarà applicabile con decorrenza dal 1° gennaio 2016.
- In data 28 maggio 2014 lo IASB ha emesso il principio IFRS 15 “Ricavi da contratti con i clienti”. Scopo del nuovo principio è stabilire i criteri da adottare al fine di fornire agli utilizzatori del bilancio informazioni riguardanti la natura, l'ammontare e le incertezze legate a ricavi e flussi di cassa derivanti da contratti in essere con i clienti. Il principio in oggetto trova applicazione qualora ricorrano contemporaneamente le seguenti condizioni:

- i. le parti hanno approvato il contratto e si sono impegnate ad eseguire le rispettive obbligazioni;
 - ii. i diritti di ciascuna delle parti riguardanti i beni e i servizi da trasferire nonché i termini di pagamento sono stati identificati;
 - iii. il contratto stipulato ha sostanza commerciale (i rischi, la tempistica o l'ammontare dei flussi di cassa futuri dell'entità possono modificarsi quale risultato del contratto);
 - iv. sussiste la probabilità di incassare e pagare gli importi legati alla esecuzione del contratto.
- Il nuovo principio, che sostituirà lo IAS 18 "Ricavi" e lo IAS 11 "Lavori in corso su ordinazione", sarà applicabile a decorrere dal 1° gennaio 2017.

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 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, in particolare quelli più 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 2014 il Gruppo ha verificato l'inesistenza di *impairment trigger* specifici con particolare riferimento agli avviamenti; inoltre non sono emersi indicatori di *impairment* relativamente a specifici *assets* e partecipazioni.

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.

II. VARIAZIONE AREA DI CONSOLIDAMENTO RISPETTO AL 31 DICEMBRE 2013

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

Eccezion fatta per l'applicazione dell'IFRS 11, descritta nel precedente paragrafo, nel corso del primo semestre del 2014 non vi sono state operazioni che hanno modificato l'area di consolidamento del Gruppo Iren.

Si segnalano le seguenti operazioni che non hanno comportato una variazione dell'area di consolidamento:

- fusione della controllata al 100% Enia Parma nella controllante Iren Emilia S.p.A.;
- fusione della controllata al 100% Enia Piacenza nella controllante Iren Emilia S.p.A.;
- fusione della controllata al 100% Enia Reggio Emilia nella controllante Iren Emilia S.p.A..

III. 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 dei rischi per quanto riguarda la gestione e il 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

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 scadenze prestabiliti.

La Funzione Finanza del Gruppo è centralizzata allo scopo di ottimizzare il reperimento e l'utilizzo delle risorse finanziarie. In particolare la gestione centralizzata dei flussi finanziari in IREN, sia attraverso un sistema di cash pooling, sia con un sistema di accentramento sui conti correnti di IREN di tutti gli incassi e pagamenti, 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.

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

Il modello di cash-pooling prevede l'azzeramento giornaliero dei conti di tutte le società attraverso un sistema di netting che provvede al trasferimento dei saldi dei movimenti per valuta sui conti della 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 30 giugno 2014 gli affidamenti bancari a breve termine utilizzati dalla Capogruppo sono pari a 415 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 nel Bilancio Consolidato al 31 dicembre 2013 al 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. Nel corso del primo semestre 2014 al Gruppo Iren sono stati erogati nuovi finanziamenti a medio-lungo termine per complessivi 150 milioni di euro interamente a favore della Capogruppo. Il dettaglio delle attività svolte in tale ambito e delle singole operazioni è riportato al paragrafo Gestione Finanziaria.

Si evidenzia che al 30.06.2014 il debito residuo per i mutui del Gruppo Iren risulta contrattualizzato per il 58% a tasso fisso e per il 42% 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 i contratti di finanziamento a medio lungo termine di alcune società del Gruppo prevedono il rispetto di indici finanziari (Posizione Finanziaria Netta/EBITDA, Posizione Finanziaria Netta/Patrimonio Netto) 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 crescita 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 dei flussi finanziari (*cash flow hedge*). Alla data del 30 giugno 2014, salvo alcune posizioni marginali, tutti i contratti stipulati, volti a limitare l'esposizione al rischio di oscillazione del tasso di interesse, sono stati classificati come *cash flow hedge*, in quanto soddisfano i requisiti per l'applicazione dell'*hedge accounting*.

Il *fair value* complessivo dei suddetti contratti di copertura su tassi di interesse al 30 giugno 2014 è negativo per 40.238 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 83% dell'indebitamento finanziario netto, in linea con l'obiettivo del gruppo IREN di mantenere un equilibrato rapporto tra posizioni a tasso variabile e posizioni a tasso fisso o comunque protette 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 31.12 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 Iren è essenzialmente attribuibile all'ammontare dei crediti commerciali derivanti dalla vendita di energia elettrica, teleriscaldamento, gas, all'erogazione dei servizi idrico ed ambientale che sono suddivisi su un largo numero di controparti quali clientela retail, business ed enti pubblici.

Nello svolgimento della propria attività il Gruppo è esposto al rischio che i crediti possano, a causa delle condizioni finanziarie, non essere saldati alla scadenza e quindi i rischi sono riconducibili alla possibile insolvenza e al deterioramento del merito creditizio delle controparti oltre che all'aumento dell'anzianità dei crediti e di quelli sottoposti a procedure concorsuali.

Per controllare il rischio di credito, la cui gestione operativa è demandata alle singole funzioni territoriali, sono state definite le metodologie che prevedono, tra l'altro, l'analisi di solvibilità dei Clienti in fase di acquisizione attraverso un'accurata valutazione del merito creditizio finalizzata a contenere il futuro

rischio di insolvenza, il monitoraggio ed il controllo dei crediti oltre alla definizione di strategie atte a ridurre l'esposizione stessa tra le quali si evidenzia l'affidamento delle pratiche relative a crediti di Clienti cessati e/o attivi a società di recupero crediti esterne e la gestione del recupero giudiziale dei crediti in contenzioso relativi ai servizi erogati con l'introduzione di nuove modalità di recupero.

La politica di gestione dei crediti commerciali 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 per fasce dimensionali di consumo.

Al fine di rafforzare la capacità di analisi e monitoraggio dei crediti, nel corso degli ultimi anni sono stati introdotti, nuovi strumenti volti all'acquisizione d'informazioni commerciali e delle esperienze di pagamento dei Clienti, alla gestione operativa del recupero del credito scaduto, facendo ricorso all'outsourcing delle attività di sollecito telefonico per alcuni segmenti di Clientela.

La sostituzione dei contatori elettrici meccanici con quelli elettronici, avvenuto nel corso di questi ultimi anni, ha consentito di comprimere i costi dei distacchi delle forniture migliorandone la tempestività e l'efficacia, riducendo quindi il rischio di credito.

Per alcune tipologie di Clienti grandi consumatori di gas e/o energia elettrica, il rischio di credito è coperto con opportune forme di garanzia bancaria o assicurativa a prima richiesta emesse da soggetti di primario standing creditizio.

Per altre tipologie di servizio (quali 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 l'addebito sul conto corrente.

Le condizioni di pagamento generalmente applicate alla Clientela sono riconducibili alla normativa o ai regolamenti vigenti, ed in linea con gli standard del mercato libero; in caso di mancato pagamento si procede con l'addebito degli interessi di mora nella misura indicata nei contratti di somministrazione e stabiliti dalla vigente normativa.

Il Gruppo, a seguito del perdurare dell'attuale situazione economica, ha migliorato inoltre il controllo sui rischi di credito attraverso il rafforzamento delle procedure di monitoraggio e reportistica, al fine di individuare in modo tempestivo possibili contromisure.

Gli accantonamenti ai fondi svalutazione crediti riflettono, in maniera accurata, i rischi di credito effettivi attraverso la mirata quantificazione dell'accantonamento che prevede l'estrazione dalle banche dati dei singoli importi componenti il credito da esigere e la loro analisi, in relazione soprattutto all'anzianità, nonché al confronto con i dati storici delle perdite su crediti ed alla determinazione del tasso medio di morosità.

In relazione alla concentrazione del credito si segnalano i rapporti tra la controllata Iren Servizi e Innovazione (già Iride Servizi) ed il Comune di Torino. Per maggiori dettagli si rimanda in particolare alla nota di commento 7_Attività finanziarie non correnti del bilancio consolidato.

3. RISCHIO ENERGETICO

Il Gruppo IREN è esposto al rischio prezzo, ivi compreso il relativo rischio cambio, sulle commodity energetiche trattate, ossia energia elettrica, gas naturale, carbone, ecc. dal momento che sia gli acquisti sia le vendite risentono delle oscillazioni dei prezzi di dette commodity energetiche direttamente ovvero attraverso formule di indicizzazione.

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 e dell'acquisto di energia, con l'obiettivo di bilanciare autoproduzione e fornitura di energia dal mercato rispetto alla domanda proveniente dai clienti del Gruppo.

Nei mesi di ottobre e novembre 2013, a copertura del portafoglio energetico del 2014, sono state stipulate operazioni di derivato su commodity (Commodity swap su indice Gas Release 07) per un nozionale complessivo di 1 TWh. Nei mesi di dicembre 2013 e febbraio 2014 sono poi state stipulate tre operazioni di derivato su cambio (Average Rate Forward) per complessivi 129.946 mila USD.

Il Fair Value dei contratti in essere al 30 giugno 2014 è complessivamente positivo e pari a 627 migliaia di euro.

Nell'ambito della società Iren Mercato esiste un'attività di Trading che prevede negoziazioni di contratti fisici e finanziari sul mercato elettrico e di contratti finanziari direttamente sulle commodities sottostanti. I contratti possono essere riferiti a diversi indici (PUN, ITEC, Itmix, BINE) e a negoziazioni su IDEX. Al 30 giugno 2014 non sono peraltro presenti contratti che originano da tale attività e classificati nell'apposito Portafoglio di Trading.

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 cambio, 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 IAS 39 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. Pertanto nel caso di strumenti derivati su commodity 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 dell'esercizio. Inoltre nella determinazione del fair value, come richiesto dall'IFRS 13, è stato considerato il rischio di inadempimento controparte che non comporta effetti significativi nella quantificazione del fair value.

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

	30.06.2014		31.12.2013	
	Valore contabile	Fair Value	Valore contabile	Fair Value
Attività per contratti derivati di copertura	-	-	-	-
Obbligazioni esigibili oltre 12 mesi (*)	(517.676)	(571.956)	(367.640)	(398.200)
Mutui quota non corrente	(1.309.060)	(1.322.880)	(1.433.219)	(1.371.234)
Mutui quota corrente	(529.333)	(575.233)	(667.547)	(712.062)
Passività per contratti derivati di copertura	(40.238)	(40.238)	(37.176)	(37.176)
Totale	(2.396.307)	(2.510.307)	(2.505.582)	(2.518.672)

(*) Il fair value del Put Bond è pari a 194.064 migliaia di euro al 30.06.2014 (188.929 al 31.12.2013)

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).

30.06.2014	migliaia di euro			
	Livello 1	Livello 2	Livello 3	Totale
Attività finanziarie disponibili per la vendita				-
Attività finanziarie designate al fair value rilevato a conto economico				-
Investimenti finanziari detenuti per finalità di trading				-
Attività finanziarie derivate		627		627
Totale attività	-	627	-	627
Passività finanziarie derivate		(40.238)		(40.238)
Totale complessivo	-	(39.611)	-	(39.611)

31.12.2013	migliaia di euro			
	Livello 1	Livello 2	Livello 3	Totale
Attività finanziarie disponibili per la vendita				-
Attività finanziarie designate al fair value rilevato a conto economico				-
Investimenti finanziari detenuti per finalità di trading				-
Attività finanziarie derivate				-
Totale attività	-	-	-	-
Passività finanziarie derivate		(37.258)		(37.258)
Totale complessivo	-	(37.258)	-	(37.258)

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*.

IV. INFORMATIVA SUI RAPPORTI CON PARTI CORRELATE

A seguito delle novità intervenute nella *governance* di Iren (assemblea straordinaria dei soci del 19 giugno 2013 che ha approvato il nuovo statuto sociale e assemblea ordinaria dei soci del 27 giugno 2013 che ha nominato il nuovo CdA), si è reso necessario rivedere ulteriormente il Regolamento relativo alle operazioni con parti correlate.

Pertanto, il Consiglio di Amministrazione di IREN, in data 3 dicembre 2013 e con il parere favorevole del Comitato Controllo e Rischi, ha adottato una nuova versione del “Regolamento Interno in materia di operazioni con parti correlate” (di seguito anche “Regolamento OPC”), (già approvato in data 30 novembre 2010 ed emendato in data 6 febbraio 2013) in attuazione:

- delle disposizioni in materia di operazioni con parti correlate di cui all’art. 2391-bis del codice civile;
- delle disposizioni di cui all’art. 114 del D. Lgs. 24 febbraio 1998, n. 58 (il “TUF”);
- del regolamento recante disposizioni in materia di operazioni con parti correlate, adottato dalla Consob con delibera n. 17221 del 12 marzo 2010, successivamente modificato con delibera n. 17389 del 23 giugno 2010 (“Regolamento Consob”).

La Società e le Società dalla stessa controllate basano i rapporti con parti correlate su principi di trasparenza e correttezza. Buona parte di tali rapporti attengono a prestazioni fornite alla generalità della clientela (fornitura di gas, acqua, energia elettrica, calore, servizi tecnologici in genere, ecc.) e sono regolati dai contratti normalmente applicati in tali situazioni.

Ove non si tratti di prestazioni di tipo corrente, i rapporti sono regolati da specifici contratti, le cui condizioni sono fissate sulla base delle normali condizioni praticate sul relativo mercato. Nel caso in cui tale riferimento non sia disponibile o significativo, si definiscono i diversi profili mediante ricorso ad esperti e/o professionisti indipendenti.

Rapporti con società controllate e collegate

Services Intercompany - Per sfruttare al meglio le sinergie organizzative emergenti dalla fusione fra IRIDE ed Enia, la configurazione di Iren è stata disegnata sul modello di una Holding, dotata di strutture di staff adeguate a sostenere l’attività di coordinamento del Gruppo e ad affrontare le più rilevanti problematiche di interesse generale. Pertanto Iren è in grado di fornire prestazioni professionali a favore delle Società di

Primo Livello e controllate, secondo le esigenze da queste manifestate, sulla base di contratti di services stipulati fra le parti.

Tutte le attività suddette sono regolate da appositi contratti di servizio improntati a condizioni di mercato.

Gestione finanziaria - Al fine di ottimizzare la struttura e le condizioni di accesso al finanziamento esterno sono state adottate soluzioni organizzative orientate ad una gestione finanziaria accentrata a livello di Gruppo, gestione svolta direttamente da Iren S.p.A..

In tale prospettiva, i finanziamenti sono assunti nei confronti del sistema creditizio in capo ad Iren, con destinazione successiva dei fondi alle Società del Gruppo a sostegno degli investimenti realizzati dalle medesime Società, sulla base di contratti di finanziamento intercompany.

E' stata approvata la regolamentazione dei rapporti finanziari fra la Capogruppo e le Società di Primo Livello, concernenti sia la gestione accentrata (cash pooling) delle risorse disponibili all'interno del Gruppo per il funzionamento quotidiano (circolante), sia la gestione delle risorse destinate a sostenere gli investimenti a medio / lungo termine. Le condizioni dei contratti intercompany, stipulati sulla base di tale regolamentazione, sono state definite sulla base delle condizioni alle quali la Capogruppo si approvvigiona sul mercato finanziario.

Consolidato fiscale - 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.

Per il 2014, 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..

Il nuovo perimetro di consolidamento fiscale, oltre alla consolidante Iren S.p.A., include quindi, senza soluzione di continuità, le seguenti società: AEM Torino Distribuzione, Iren Servizi e Innovazione (già Iride Servizi), Iren Acqua Gas, Iren Mercato, Iren Energia, CAE AMGA Energia, AGA, Mediterranea delle Acque, Immobiliare delle Fabbriche, Nichelino Energia, Eniatel, Tecnoborgo, Iren Ambiente, Iren Ambiente Holding (beneficiaria della scissione di Iren Ambiente), Iren Emilia, Iren Rinnovabili, Green Source, Enia Solaris, Varsi Fotovoltaico, Millenaria Fotovoltaico, Agriren, Genova Reti Gas e TLR V.

In particolare, le società Enia Parma, Enia Piacenza e Enia Reggio Emilia (che nel 2013 erano consolidate) sono state incorporate in Iren Emilia; invece, la società AEMNET è stata incorporata, nel corso del 2013, in Iren Energia.

A seguito della scissione di AES con effetto giuridico fiscale dal 1° luglio 2014, la stessa società, non avendone più i requisiti, non potrà essere inclusa nel consolidato di IREN S.p.A..

In particolare, nel suddetto contratto vengono contemplate le modalità di trasferimento del reddito IRES, la remunerazione che ne consegue, nonché gli effetti di eventuali interruzioni del suddetto regime o del mancato rinnovo dello stesso.

La Legge 24 dicembre 2007, n. 244 (Finanziaria 2008), con effetto dal periodo d'imposta 2008, ha radicalmente modificato la disciplina della tassazione di gruppo, sopprimendo tutte le rettifiche di consolidamento previste dall'art. 122 TUIR, abrogando la disciplina relativa ai trasferimenti infragruppo di cui all'art. 123 TUIR e introducendo la possibilità, a determinate condizioni, di portare in deduzione del reddito del consolidato le eccedenze di interessi passivi eventualmente maturate in capo alle società partecipanti per effetto delle nuove disposizioni sulla deducibilità degli interessi passivi di cui all'art. 96 del TUIR.

Per effetto delle modifiche normative il Regolamento in vigore, in conformità a quanto previsto dall'art. 22 dello stesso, è stato redatto salvaguardando i principi sopra enunciati.

A seguito dell'opzione per il consolidato fiscale domestico, a fronte del reddito imponibile conseguito e trasferito alla società consolidante, la consolidata si obbliga a riconoscere alla società consolidante "conguagli per imposte" pari alle imposte dovute sul reddito trasferito al netto dei crediti per IRES trasferiti.

Nel Regolamento vengono inoltre evidenziati gli altri obblighi dei contraenti tra cui quello relativo agli invii di flussi informativi da parte delle consolidate affinché la Consolidante riesca a determinare il Reddito complessivo di gruppo ai fini IRES.

In appositi paragrafi vengono indicate le conseguenze relative all'interruzione anticipata del consolidato, al mancato rinnovo ed alle responsabilità delle parti in caso di errori a loro imputabili ai sensi dell'articolo 127 comma 2 del TUIR.

Con riferimento alle società del gruppo che operano nei settori della produzione, commercializzazione, trasporto o distribuzione del gas naturale o dell'energia elettrica, anche da fonti rinnovabili, si precisa che le stesse sono soggette all'addizionale IRES del 6,5% (aumentata al 10,5% per gli esercizi 2011, 2012 e 2013). Detta addizionale deve essere liquidata in modo autonomo da dette società anche se partecipanti al consolidato fiscale.

Opzione per l'IVA di Gruppo - Da un punto di vista procedurale, per l'esercizio 2014, 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 hanno partecipato alla procedura di liquidazione sono, oltre alla capogruppo Iren S.p.A., le seguenti: Iren Energia S.p.A., Iren Servizi e Innovazione S.p.A. (già Iride Servizi S.p.A.), Iren Acqua Gas S.p.A., Iren Mercato S.p.A., AEM Torino Distribuzione S.p.A., CAE AMGA Energia S.p.A., AES Torino S.p.A. (a seguito della scissione, fino alla liquidazione di giugno 2014), Genova Reti Gas s.r.l., Iren Ambiente S.p.A., Iren Emilia S.p.A., ENIA Solaris S.p.A., Idrotigullio S.p.A., Mediterranea delle Acque S.p.A., Iren Rinnovabili, Nichelino Energia s.r.l. e TLR V..

Altre operazioni significative con joint venture e società collegate

Si segnala che nel primo semestre 2014 è proseguita l'operatività di Iren Mercato tramite il contratto di fornitura gas con la società collegata Sinergie Italiane e, in via marginale, con Plurigas che ha consentito di servire, oltre al bacino genovese ed emiliano, anche alcune aziende commerciali facenti capo al Gruppo Iren.

Inoltre la joint venture AES Torino ha fornito il servizio di vettoriamento calore e gas al Gruppo.

Si segnala infine l'offerta pubblica di acquisto volontaria totalitaria, attraverso il veicolo Sviluppo Idrico, su n. 13.785.355 azioni ordinarie di Acque Potabili S.p.A. – Società per la condotta di Acque Potabili (SAP). Per maggiori dettagli si rimanda ai paragrafi "Fatti di rilievo del periodo" e "Fatti di rilievo successivi alla chiusura del periodo" della Relazione sulla gestione.

Rapporti con i Comuni soci-parti correlate

Iren S.p.A. fornisce una serie di servizi 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., nei settori Legale, Amministrazione, Finanza, Fiscale, sulla base di specifici contratti che prevedono una adeguata remunerazione delle prestazioni.

Si evidenziano, inoltre, i rapporti con gli Enti Locali nel cui territorio Iren opera anche attraverso le Società controllate.

Il Gruppo Iren, attraverso Iren Servizi e Innovazione (già Iride Servizi), fornisce al Comune di Torino numerosi servizi a sostegno delle attività che il Comune svolge a favore della collettività amministrata; si tratta della gestione dei servizi di illuminazione pubblica e semaforici, della gestione degli impianti termici ed elettrici degli edifici di proprietà comunale o adibiti a servizi alla collettività, di global services ed analoghi. Le prestazioni svolte da Iren Servizi e Innovazione (già Iride Servizi) sono regolate da specifici contratti pluriennali.

Si segnala che nel corso dell'esercizio 2012 è stato siglato un accordo con il Comune di Torino che prevede la riduzione dello stock del credito vantato dal Gruppo Iren nei confronti del Comune di Torino e la modifica di alcune clausole delle vigenti convenzioni di servizio tra Iren Servizi e Innovazione (già Iride Servizi) e la Città di Torino. Tale accordo è stato integrato con un addendum sottoscritto il 2 agosto 2013 avente per oggetto la regolazione di alcune partite economiche, l'impegno del Comune relativo allo stanziamento degli importi relativi alle manutenzioni straordinarie, nonché all'avvio di un gruppo di lavoro misto avente per oggetto l'analisi di benchmark e la definizione dei piani di manutenzione ottimali. Sono attualmente in corso colloqui con l'Amministrazione Comunale finalizzati ad un'ulteriore riduzione dei crediti.

Iren Mercato assicura ai Comuni di Torino, Genova, Reggio Emilia, Parma e Piacenza forniture di energia elettrica ed al Comune di Genova, Reggio Emilia e Parma anche forniture di gas, alle condizioni normalmente praticate alla generalità della clientela restante. La controllata di quest'ultima, CAE S.p.A., assicura al Comune di Genova, mediante contratti di durata pluriennale, prestazioni relative alla conduzione di impianti di climatizzazione presso edifici pubblici ed alla gestione degli impianti tecnologici presso strutture sportive e di servizio pubblico.

Iren Acqua Gas, attraverso la controllata Mediterranea delle Acque S.p.A., assicura agli uffici ed alle strutture del Comune di Genova ed in proprio al Comune di Reggio Emilia ed al Comune di Parma la fornitura dell'acqua potabile ed il servizio di fognatura, mediante contratti di somministrazione analoghi a quelli in essere con la generalità della clientela.

Iren Emilia assicura:

- a) al Comune di Reggio Emilia, al Comune di Parma ed al Comune di Piacenza la fornitura del servizio di raccolta e smaltimenti rifiuti urbani alle condizioni normalmente praticate alla generalità della clientela restante;
- b) al Comune di Piacenza la fornitura dell'acqua potabile ed il servizio di fognatura, mediante contratti di somministrazione analoghi a quelli in essere con la generalità della clientela;
- c) al Comune di Parma i servizi di gestione illuminazione pubblica;
- d) al Comune di Reggio Emilia i servizi di gestione del verde pubblico e dello sgombero neve;
- e) al Comune di Piacenza i servizi cimiteriali, di gestione del verde pubblico e dello sgombero neve.

Si segnala che con il Comune di Parma è stato siglato un accordo transattivo per la definizione della situazione debitoria/creditoria con alcune società del Gruppo Iren.

Rapporti con altri soci-parti correlate

Gli Amministratori di Iren, in base al "Regolamento Interno in materia di operazioni con parti correlate", hanno qualificato il Gruppo Intesa San Paolo come parte correlata. Il Gruppo ha rapporti di natura finanziaria con il Gruppo Intesa Sanpaolo e riguardano principalmente diverse forme di finanziamento quali mutui, linee di credito e conti correnti.

Inoltre per erogare il servizio idrico integrato nelle province di Parma, Piacenza e Reggio Emilia la società Iren Acqua Gas, 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, nelle sedute tenutesi nel mese di dicembre 2013, il Comitato Operazioni con Parti Correlate ha esaminato la situazione dei crediti vantati da Iren Mercato S.p.A., Mediterranea delle Acque S.p.A. e CAE Amga S.p.A. nei confronti della parte correlata SportinGenova in liquidazione (Società controllata al 100% dal Comune di Genova), che si occupa della gestione di impianti sportivi nella città di Genova. Il Gruppo e SportinGenova hanno siglato un accordo di rientro del debito complessivo, attuato in parte mediante trasferimento di immobili e per la parte rimanente mediante piano di rientro pluriennale (sino a un massimo di 3 anni) a partire da marzo 2014, con accollo da parte del Comune.

Le informazioni 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.

Rapporti con gli amministratori

Da ultimo e per ciò che concerne gli amministratori si segnala che non vi sono rapporti, oltre alle cariche ricoperte nelle società del Gruppo.

V. FATTI DI RILIEVO AVVENUTI DOPO LA CHIUSURA DEL PERIODO

Scissione in favore di IREN Energia della rete teleriscaldamento di AES Torino

Dal 1° luglio 2014, IREN Energia ha acquisito la proprietà diretta del ramo d'azienda afferente l'attività di distribuzione di calore da teleriscaldamento nei Comuni di Torino, Moncalieri e Nichelino, che si aggiungono alle reti di teleriscaldamento già oggi detenute nelle città di Genova, Parma, Piacenza e Reggio Emilia.

Emissione obbligazionaria sul mercato europeo per 300 milioni di euro.

Iren S.p.A. ha completato in data 3 luglio 2014 il collocamento sul mercato Eurobond della sua prima emissione obbligazionaria in formato *Public Placement* per un ammontare di Euro 300 milioni.

Il prestito obbligazionario, quotato alla Borsa Irlandese, ha una durata di 7 anni ed una cedola annua fissa pari al 3,0%.

L'operazione ha raccolto adesioni corrispondenti a 2,5 volte l'ammontare offerto.

Le obbligazioni, che hanno un taglio unitario minimo di Euro 100.000, sono state collocate al prezzo di emissione pari a 99,225%. Il tasso di rendimento lordo effettivo a scadenza è pari a 3,125%.

L'emissione del prestito obbligazionario contribuisce a migliorare ulteriormente il profilo finanziario del Gruppo Iren attraverso un allungamento della scadenza media e una diminuzione del costo medio dell'indebitamento.

Finanziamento da 75 milioni di euro da Unicredit

Il 28 luglio 2014 IREN S.p.A. ha stipulato con Unicredit un contratto di finanziamento dell'ammontare di 75 milioni di euro di durata di 4 anni a parziale rifinanziamento di una linea di finanziamento con il medesimo istituto bancario.

Progetto di fusione per incorporazione di Società Acque Potabili in Sviluppo Idrico

In data 7 agosto 2014 il Consiglio di amministrazione di Acque Potabili ha approvato il progetto di fusione per incorporazione di Acque Potabili in Sviluppo Idrico (la "Fusione") che verrà sottoposto all'approvazione dell'Assemblea dei Soci convocata per il giorno 24 settembre 2014, in unica convocazione.

Il progetto di Fusione è stato approvato, altresì, dal Consiglio di amministrazione di Sviluppo Idrico riunitosi in data 7 agosto 2014.

L'operazione persegue lo scopo di revocare le azioni di Acque Potabili dalla quotazione sul MTA, di conseguire la riorganizzazione delle attività di Acque Potabili e un risparmio di costi collegati al venir meno degli oneri connessi alla quotazione medesima. L'integrazione con Sviluppo Idrico, in particolare, mira a superare i limiti connessi alla gestione frammentata delle concessioni attualmente in capo ad Acque Potabili mediante il raggiungimento di una gestione integrata delle concessioni di cui la stessa è titolare con le concessioni attualmente gestite in via autonoma da IAG e SMAT.

La Fusione verrà deliberata sulla base delle situazioni patrimoniali delle società interessate riferite alla data del 30 giugno 2014, redatte e approvate ai sensi dell'articolo 2501-quater del codice civile dai relativi Consigli di amministrazione.

Per effetto della Fusione, tutte le azioni ordinarie di Acque Potabili verranno annullate e concambiate con azioni ordinarie di Sviluppo Idrico.

In particolare, a servizio del concambio, Sviluppo Idrico procederà all'aumento del proprio capitale sociale per massimi Euro 5.633.096, mediante emissione di massime n. 5.633.096 azioni ordinarie di nuova emissione, nonché all'annullamento senza concambio di tutte le azioni ordinarie di Acque Potabili di proprietà di Sviluppo Idrico.

I Consigli di amministrazione delle società partecipanti alla Fusione hanno determinato il rapporto di cambio nella seguente misura: 0,212 azioni ordinarie Sviluppo Idrico da nominali Euro 1,00 ciascuna per ogni n. 1 azione ordinaria Acque Potabili del valore di Euro 0,10 ciascuna. Non sono previsti conguagli in danaro.

Il rapporto di cambio è oggetto di verifica da parte dell'Esperto ai sensi dell'articolo 2501-sexies del codice civile. L'Esperto indipendente Reconta Ernst & Young S.p.A. è stato nominato dal Presidente del Tribunale di Torino con provvedimento depositato in cancelleria il 18 luglio 2014 su istanza congiunta di Acque Potabili e di Sviluppo Idrico.

La Fusione darà diritto agli azionisti di Acque Potabili che non abbiano concorso all'approvazione della Fusione di recedere per tutte o parte delle loro azioni.

Al riguardo, si comunica che il valore di liquidazione delle azioni ordinarie Acque Potabili in relazione alle quali dovesse essere esercitato l'indicato diritto di recesso è stato determinato, in misura pari ad Euro 1,105 per azione. Tale valore è stato calcolato, in conformità a quanto disposto dall'art. 2437-ter, comma 3 del codice civile, facendo esclusivo riferimento alla media aritmetica (calcolata da Borsa Italiana S.p.A.) dei prezzi di chiusura nei sei mesi che precedono la data di pubblicazione dell'avviso di convocazione dell'Assemblea Straordinaria dei soci di Acque Potabili convocata per il 24 settembre 2014 in unica convocazione.

L'efficacia del recesso sarà in ogni caso subordinata all'efficacia della Fusione.

VI. ALTRE INFORMAZIONI

COMUNICAZIONE CONSOB N. DEM/6064293 del 28 luglio 2006

Eventi e operazioni significative non ricorrenti

Come indicato nella relazione al bilancio 2012, a cui si rimanda per completezza di trattazione, nel corso del primo semestre del 2014 ha trovato il suo completamento l'operazione di conferimento di parte del patrimonio immobiliare, ritenuto non core rispetto allo sviluppo delle attività industriali, al fondo comune di investimento immobiliare costituito e gestito da Ream SGR S.p.A., denominato Fondo Core MultiUtilities, al fine di liberare risorse finanziarie, oltre che di razionalizzare la gestione degli immobili.

Questa operazione di conferimento si configura come un leasing operativo, in quanto ne soddisfa tutti i requisiti, primo fra tutti quello che richiede il trasferimento della proprietà e dei rischi ad un altro soggetto (nello specifico, la società di gestione del Fondo, REAM SGR S.p.A.).

L'operazione si riassume attraverso i seguenti passaggi:

- Conferimento del Patrimonio Immobiliare e del relativo debito (preventivamente acquisito) al Fondo;
- A partire dal 1° gennaio 2013 riassunzione in locazione, a condizioni di mercato, da parte del Gruppo Iren della totalità del patrimonio immobiliare attraverso la stipula di contratti di locazione, di durata pari a 18 anni;
- Collocamento delle quote del Fondo a terzi investitori;
- Mantenimento da parte del Gruppo Iren di una quota non superiore al 5% del Fondo stesso.

Nel corso del semestre, ad esito del collocamento di 170 quote, è stata registrata una plusvalenza di circa 21 milioni di euro che ha influenzato positivamente la posizione finanziaria netta e che, in analogia al trattamento contabile adottato anche nel 2012, è stata classificata tra gli altri proventi (plusvalenza da alienazione di beni) commentati alla nota numero 31.

Nel corso dell'esercizio 2013 ha avuto efficacia la scissione parziale non proporzionale di Edipower con attribuzione a Iren Energia di asset di generazione termoelettrici (centrale di Turbigo) e idroelettrici (nucleo di Tuscano) nonché del personale operante in tali siti, gli elementi patrimoniali, i rapporti giuridici attivi e passivi direttamente attribuibili a tali impianti. Per maggiori dettagli si rimanda a quanto esposto nel bilancio 2013.

Posizioni o transazioni derivanti da operazioni atipiche e/o inusuali

Si precisa che nel corso primo semestre 2014 il Gruppo non ha posto in essere operazioni atipiche e/o inusuali, così come definite dalla Comunicazione stessa, secondo la quale 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, alla salvaguardia del patrimonio aziendale, 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 28 agosto 2014.

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 30/06/2014	F.do amm.to al 30/06/2014	Valore netto al 30/06/2014	Costo al 31/12/2013	F.do amm.to al 31/12/2013	Valore netto al 31/12/2013
Terreni	81.243	(1.558)	79.685	76.927	(1.558)	75.369
Fabbricati	347.939	(92.427)	255.512	287.294	(86.859)	200.435
Fabbricati in leasing	6.735	(2.334)	4.401	6.735	(2.233)	4.502
Terreni e Fabbricati	435.917	(96.319)	339.598	370.956	(90.650)	280.306
Impianti e macchinari	3.502.748	(1.366.279)	2.136.469	3.311.487	(1.306.043)	2.005.444
Impianti e macchinari in leasing	637	(622)	15	637	(592)	45
Impianti e macchinari	3.503.385	(1.366.901)	2.136.484	3.312.124	(1.306.635)	2.005.489
Attrezzature ind.li e comm.li	84.606	(58.322)	26.284	83.346	(56.130)	27.216
Attrezzature ind.li e comm.li in leasing	-	-	-	-	-	-
Attrezzature industriali e commerciali	84.606	(58.322)	26.284	83.346	(56.130)	27.216
Altri beni	118.941	(101.558)	17.383	120.008	(100.620)	19.388
Altri beni in leasing	884	(793)	91	884	(747)	137
Altri beni	119.825	(102.351)	17.474	120.892	(101.367)	19.525
Attività materiali in corso ed acconti	38.447	-	38.447	234.801	-	234.801
Totale	4.182.180	(1.623.893)	2.558.287	4.122.119	(1.554.782)	2.567.337

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

	migliaia di euro				
	Saldo iniziale	Incrementi	Decrementi	Riclassifiche	Saldo Finale
Terreni	76.927	4.016	-	300	81.243
Fabbricati	287.294	666	(4)	59.983	347.939
Fabbricati in leasing	6.735	-	-	-	6.735
Terreni e fabbricati	370.956	4.682	(4)	60.283	435.917
Impianti e macchinari	3.311.487	44.229	(1.178)	148.210	3.502.748
Impianti e macchinari in leasing	637	-	-	-	637
Impianti e macchinari	3.312.124	44.229	(1.178)	148.210	3.503.385
Attrezzature industriali e commerciali	83.346	1.852	(750)	158	84.606
Attrezzature in leasing	-	-	-	-	-
Attrezzature ind.li e commerciali	83.346	1.852	(750)	158	84.606
Altri beni	120.008	1.744	(2.996)	185	118.941
Altri beni in leasing	884	-	-	-	884
Altri beni	120.892	1.744	(2.996)	185	119.825
Attività materiali in corso ed acconti	234.801	12.488	(6)	(208.836)	38.447
Totale	4.122.119	64.995	(4.934)	-	4.182.180

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

	migliaia di euro			
	Saldo iniziale	Amm.to del periodo	Decrementi	Saldo Finale
F.do amm.to terreni	(1.558)	-	-	(1.558)
F.do amm.to fabbricati	(86.859)	(5.568)	-	(92.427)
F.do amm.to fabbricati in leasing	(2.233)	(101)	-	(2.334)
F.do amm.to fabbricati	(90.650)	(5.669)	-	(96.319)
F.do amm.to impianti e macchinari	(1.306.043)	(60.269)	33	(1.366.279)
F.do amm.to impianti e macchinari in leasing	(592)	(30)	-	(622)
F.do amm.to impianti e macchinari	(1.306.635)	(60.299)	33	(1.366.901)
F.do amm.to attrezz. ind.li e comm.li	(56.130)	(2.882)	690	(58.322)
F.do amm.to attrezz. ind.li e comm.li in leasing	-	-	-	-
F.do amm.to attrezz. Ind.li e comm.li	(56.130)	(2.882)	690	(58.322)
F.do amm.to altri beni	(100.620)	(3.620)	2.682	(101.558)
F.do amm.to altri beni in leasing	(747)	(46)	-	(793)
F.do amm.to altri beni	(101.367)	(3.666)	2.682	(102.351)
Totale	(1.554.782)	(72.516)	3.405	(1.623.893)

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.

Gli incrementi del periodo, pari a 44.229 migliaia di euro, si riferiscono principalmente a:

- investimenti sulle centrali di cogenerazione e idroelettriche per 19.067 migliaia di euro;
- nuovi allacci alla rete di distribuzione di energia elettrica per 8.629 migliaia di euro;
- la stima di futuri oneri relativi allo smantellamento di alcuni impianti del Gruppo per 8.894 migliaia di euro.

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. La riclassifica si riferisce principalmente al progetto del Polo Ambientale Integrato di Parma entrato in esercizio nel corso del semestre. Gli investimenti del periodo, pari a 12.488 migliaia di euro, si riferiscono principalmente a investimenti sulle centrali di cogenerazione e idroelettriche (4.309 migliaia di euro) e a interventi sulla rete di distribuzione di energia elettrica (2.122 migliaia di euro).

Gli ammortamenti ordinari del primo semestre 2014, pari a complessivi 72.516 migliaia di euro sono stati calcolati sulla base delle aliquote indicate nel bilancio annuale 2013 e ritenute rappresentative della residua possibilità di utilizzo delle immobilizzazioni.

Si segnala che con la Legge 7 Agosto 2012, N. 134, il Parlamento ha modificato le normative vigenti in merito alle concessioni di grandi derivazioni d'acqua per uso idroelettrico ("concessioni idroelettriche").

Tra l'altro, la normativa stabilisce che 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 che il gruppo detiene beni acquisiti con contratti di leasing finanziario per un valore di 4.507 migliaia di euro (4.684 migliaia di euro al 31 dicembre 2013), relativi principalmente a fabbricati industriali.

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 30/06/2014	F.do amm.to al 30/06/2014	Valore netto al 30/06/2014	Costo al 31/12/2013	F.do amm.to al 31/12/2013	Valore netto al 31/12/2013
Terreni	2.840	-	2.840	2.800	-	2.800
Fabbricati	12.532	(877)	11.655	12.360	(703)	11.657
Totale	15.372	(877)	14.495	15.160	(703)	14.457

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 e valore netto, viene riportata nella tabella seguente:

	migliaia di euro					
	Costo al 30/06/2014	F.do amm.to al 30/06/2014	Valore netto al 30/06/2014	Costo al 31/12/2013	F.do amm.to al 31/12/2013	Valore netto al 31/12/2013
Costi di sviluppo	527	(519)	8	524	(514)	10
Diritti brevetto industriale e utilizzo opere dell'ingegno	56.353	(44.208)	12.145	54.910	(41.374)	13.536
Concessioni, licenze, marchi e diritti simili	1.600.272	(562.401)	1.037.871	1.569.661	(534.731)	1.034.930
Altre immobilizzazioni immateriali	112.367	(82.677)	29.690	114.993	(77.776)	37.217
Immobilizzazioni in corso e acconti	101.663	-	101.663	92.521	-	92.521
Totale	1.871.182	(689.805)	1.181.377	1.832.609	(654.395)	1.178.214

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

	migliaia di euro					
	Saldo iniziale	Incrementi	Decrementi	Riclassifiche	Svalutazione del periodo	Saldo Finale
Costi di sviluppo	524	3	-	-	-	527
Diritti brevetto industriale e utilizzo opere dell'ingegno	54.910	1.197	-	246	-	56.353
Concessioni, licenze, marchi e diritti simili	1.569.661	18.053	(337)	12.895	-	1.600.272
Altre immobilizzazioni immateriali	114.993	10.660	(12.791)	191	(686)	112.367
Immobilizzazioni in corso e acconti	92.521	22.597	(123)	(13.332)	-	101.663
Totale	1.832.609	52.510	(13.251)	-	(686)	1.871.182

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

	migliaia di euro			
	Saldo iniziale	Amm.to del periodo	Decrementi	Saldo Finale
F.amm.to costi di sviluppo	(514)	(5)	-	(519)
F.amm.to dir. brevetto ind.le e utilizzo opere dell'ingegno	(41.374)	(2.834)	-	(44.208)
F.amm.to concessioni, licenze, marchi e diritti simili	(534.731)	(27.860)	190	(562.401)
F. amm.to altre immobilizzazioni immateriali	(77.776)	(5.523)	622	(82.677)
Totale	(654.395)	(36.222)	812	(689.805)

Le svalutazioni del periodo si riferiscono prevalentemente a costi capitalizzati per lo sviluppo commerciale di nuova clientela.

I 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 di software aziendali e gestionali e per l'acquisizione di diritti per l'utilizzo in esclusiva di studi tecnici relativi all'andamento statistico delle perdite di rete, ammortizzati in 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:

- dai costi sostenuti per la produzione interna di software realizzato al fine di adattare gli applicativi concessi in licenza d'uso;
- dagli oneri di acquisizione del servizio di manutenzione ordinaria degli impianti elettrici e degli impianti speciali del Comune di Torino, capitalizzati ed ammortizzati in quindici anni in base alla durata della convenzione;
- le quote di emissione (emission trading) detenute a fronte del proprio fabbisogno;
- costi per lo sviluppo commerciale della clientela.

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 e dai costi sostenuti per le relative implementazioni.

NOTA 4_AVVIAMENTO

La voce, pari a 124.407 migliaia di euro (invariata rispetto al 31 dicembre 2013), riguarda principalmente l'avviamento:

- sull'acquisizione di 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 (allocato sulla CGU idrico);
- sull'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 (allocato sulla CGU infrastrutture energetiche, in particolare reti elettriche);
- sul ramo d'azienda acquisito da ENEL alla fine del 2000 e riferito alle utenze elettriche della città di Parma per un importo di 10.444 migliaia di euro (allocato sulla CGU infrastrutture energetiche in particolare reti elettriche);
- sulle quote azionarie di Enia 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 (allocato sulla CGU mercato).

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.

Come anticipato al paragrafo I Contenuto e forma del bilancio semestrale abbreviato consolidato della presente relazione, nel corso del primo semestre 2014, conformemente allo IAS 36, il Gruppo ha verificato l'inesistenza di *impairment trigger* specifici con particolare riferimento agli avviamenti; inoltre non sono emersi indicatori di *impairment* relativamente a specifici *assets* e partecipazioni.

NOTA 5_PARTECIPAZIONI VALUTATE CON IL METODO DEL PATRIMONIO NETTO

Le partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto sono partecipazioni in joint venture e in imprese in cui il Gruppo esercita un'influenza notevole.

L'elenco delle società valutate con il metodo del patrimonio netto appartenenti al Gruppo al 30 giugno 2014 è riportato in allegato.

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

	31/12/2013	Incrementi/ Decrementi	Rivalutazio- ni/svaluta- zioni per equity	Distribuzio- ne dividendi	Valutazioni con effetto diretto a PN	Riclassifiche	migliaia di euro 30/06/2014
A2A Alfa	487	-	(24)	-	-	-	463
Acos	7.685	-	492	(82)	-	-	8.095
Acos Energia	755	-	130	-	-	-	885
Acquaenna	-	-	-	-	-	-	-
AES Torino	166.001	-	18.490	(35.729)	179	-	148.941
Aguas de San Pedro	5.856	-	-	-	(321)	-	5.535
Aiga	337	-	(52)	-	-	-	285
Amat	3.064	-	35	-	-	-	3.099
AMIAT	36.369	-	1.872	(1.846)	-	-	36.395
Amter	685	-	30	(58)	-	-	657
Asa	21.474	-	3.072	-	(568)	-	23.978
Astea	19.654	-	783	-	138	-	20.575
Atena	5.758	-	827	-	-	-	6.585
Domus Acqua	28	-	-	-	-	-	28
Fingas	5.638	-	-	-	-	-	5.638
Fondo Core Multiutilities	123	(21.066)	21.043	-	-	(100)	-
Gica	-	-	-	-	-	-	-
Global Service	79	-	(73)	-	-	-	6
Il tempo	103	-	49	-	-	-	152
Iniziative Ambientali	507	-	7	-	-	-	514
Iren Rinnovabili	13.086	-	319	-	-	-	13.405
Mestni Plinovodi	4.860	-	1	-	-	-	4.861
Mondo Acqua	142	-	-	-	-	-	142
OLT Offshore LNG	55.381	-	(20.143)	-	-	-	35.238
Plurigas	12.929	-	(318)	(3.000)	(171)	-	9.440
Rio Riazzone	221	-	1	-	-	-	222
S.M.A.G.	70	-	(1)	-	-	-	69
Salerno Energia Vendite	1.380	-	714	(557)	-	-	1.537
Sea Power & Fuel	4	-	-	-	-	-	4
Sinergie Italiane	-	-	-	-	-	-	-
Società Acque Potabili	28.396	-	(285)	-	17	-	28.128
Sosel	728	-	9	(17)	-	-	720
Sviluppo Idrico	-	1.325	(344)	-	-	-	981
Tirana Acque	47	-	-	-	-	-	47
TRM V	33.293	35.665	1.381	-	(7.020)	-	63.319
Valle Dora Energia	498	-	-	-	-	-	498
Veolia Energia e Ambiente	604	-	510	(296)	-	-	818
TOTALE	426.242	15.924	28.525	(41.585)	(7.746)	(100)	421.260

L'incremento della partecipazione in TRM V S.p.A. (35.665 migliaia di euro) si riferisce all'esercizio dell'opzione di acquisto da F2i Ambiente S.p.A. di una quota pari al 24% della società. Pertanto al 30 giugno 2014 il Gruppo detiene in TRM V S.p.A. una partecipazione del 49%.

L'investimento in Sviluppo Idrico S.r.l. si riferisce al versamento del 50% del capitale della società. Sviluppo Idrico S.r.l., il cui capitale è detenuto in parti uguali dal Gruppo Iren e da SMAT, è stata costituita al fine di promuovere un'offerta pubblica di acquisto volontaria totalitaria sulle azioni ordinarie di Società Acque Potabili S.p.A.. Per maggiori dettagli si rimanda a quanto riportato nel paragrafo "Fatti di rilievo del Periodo" della Relazione sulla Gestione.

La partecipazione del Gruppo nel Fondo Core Multiutilities è stata riclassificata tra le "Altre partecipazioni" in quanto, a seguito delle cessioni di quote avvenute nel corso del primo semestre 2014, il Gruppo al 30 giugno 2014 detiene una quota pari allo 0,22%. La cessione ha generato una plusvalenza di 21.043 migliaia di euro che, coerentemente con quanto fatto in occasione del bilancio 2012, è stata classificata tra gli altri ricavi e proventi.

Il valore della partecipazione in Acquaenna è stato azzerato a causa del difficile contesto in cui opera la società con particolare riferimento alla recuperabilità dei crediti.

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.

Relativamente alla partecipazione in Plurigas si segnala che in data 27 marzo 2013 l'Assemblea dei Soci ha deliberato la messa in liquidazione della società. Gli Amministratori di Iren ritengono che al termine della procedura di liquidazione Iren incasserà un importo sostanzialmente pari al pro quota del patrimonio netto della società.

NOTA 6_ ALTRE PARTECIPAZIONI

Tale voce si riferisce a partecipazioni in società sulle quali il Gruppo non esercita né controllo né influenza notevole. Tali partecipazioni sono state mantenute al costo sostenuto rettificato da eventuali perdite durevoli di valore in quanto non è stato possibile determinare in modo attendibile il loro fair value.

L'elenco delle partecipazioni in altre imprese appartenenti al Gruppo al 30 giugno 2014 è riportato in allegato.

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

	31/12/2013	Riclassifiche	Cessioni	Svalutazioni	30/06/2014
Acque Potabili Siciliane	20	-	-	(20)	-
Astea Energia	7	-	-	-	7
Atena Patrimonio	10.645	-	-	-	10.645
ATO2 Acque società consortile	6	-	(6)	-	-
Autostrade Centro Padane	1.248	-	-	-	1.248
BT Enia	2.110	-	-	-	2.110
C.R.P.A.	52	-	-	-	52
Consorzio Leap	10	-	-	-	10
Consorzio Topix	5	-	-	-	5
Cosme	2	-	-	-	2
CSP Innovazione nelle ICT	28	-	-	-	28
Energia Italiana	-	-	-	-	-
Environment Park	399	-	-	-	399
Fondo Core Multiutilities	-	100	-	-	100
Nord Ovest Servizi	780	-	-	-	780
RE Innovazione	8	-	-	-	8
Rupe	10	-	-	-	10
SDB Società di biotecnologie	10	-	-	-	10
Stadio di Albaro	27	-	-	-	27
T.I.C.A.S.S.	4	-	-	-	4
TLR V	120	-	-	-	120
TOTALE	15.491	100	(6)	(20)	15.565

NOTA 7_ ATTIVITA' FINANZIARIE NON CORRENTI

La voce pari a 55.808 migliaia di euro (79.424 migliaia di euro al 31 dicembre 2013) è composta da titoli diversi dalle partecipazioni e da crediti finanziari.

Titoli diversi dalle partecipazioni

Nella voce in analisi sono inseriti titoli valutati, in base alle previsioni dello IAS 39 – *Strumenti finanziari: rilevazioni e valutazione*, come detenuti per la vendita o come investimenti posseduti fino alla scadenza.

In particolare ammontano a 40 migliaia di euro (invariato rispetto al 31 dicembre 2013) e si riferiscono a titoli a cauzione presso Enti classificati come investimenti posseduti fino alla scadenza e valutati al costo ammortizzato.

Crediti finanziari

	migliaia di euro	
	30/06/2014	31/12/2013
Crediti finanziari non correnti vs joint venture	27.500	29.500
Crediti finanziari non correnti vs Collegate	705	705
Crediti finanziari non correnti vs soci parti correlate	25.304	46.934
Crediti finanziari non correnti per leasing	-	-
Crediti finanziari non correnti vs altri	2.259	2.245
Fair value contratti derivati quota non corrente	-	-
Totale	55.768	79.384

I Crediti finanziari non correnti vs joint venture riguardano finanziamenti concessi alla joint venture Iren Rinnovabili (5.000 migliaia di euro) e alle sue controllate Enia Solaris (18.000 migliaia di euro) e Greensource (4.500 migliaia di euro). La variazione rispetto al 31 dicembre 2013 si riferisce al rimborso di 2.000 migliaia di euro da parte di Enia Solaris.

I crediti finanziari verso collegate si riferiscono a crediti verso le società Acquaenna e Aiga i cui singoli importi non sono significativi.

I crediti verso soci parti correlate riguardano crediti verso il Comune di Torino per 24.739 migliaia di euro, crediti verso il Comune di Genova per 68 migliaia di euro e crediti verso il Gruppo Intesa San Paolo per 497 migliaia di euro.

I crediti verso il Comune di Torino, sui quali maturano interessi a favore del Gruppo, sono relativi alla classificazione della quota a medio lungo termine dei crediti sul conto corrente che regola i rapporti commerciali e finanziari tra la controllata Iren Servizi e Innovazione S.p.A. (già Iride Servizi S.p.A.) ed il Comune di Torino.

Tali crediti fanno parte di una posizione complessiva di 121.335 migliaia di euro, ripartita fra diverse voci di bilancio in relazione alla classificazione secondo natura e scadenza: Crediti commerciali (Nota 11) ed Attività finanziarie correnti - crediti finanziari verso controllanti (Nota 14) come evidenziato dalla tabella esposta nel seguito.

	migliaia di euro	
	30/06/2014	31/12/2013
Crediti commerciali per servizi per fatture emesse	26.284	13.207
Crediti commerciali per servizi per fatture da emettere	5.345	10.405
Crediti commerciali per forniture di energia elettrica e altro	14.741	11.486
Fondo svalutazione crediti	(5.448)	(5.448)
Totale crediti commerciali	40.922	29.650
Crediti finanziari in conto corrente quota non corrente	24.739	46.368
Totale crediti finanziari non correnti	24.739	46.368
Crediti finanziari in conto corrente quota corrente	50.000	17.000
Crediti finanziari per interessi fatturati	4.891	913
Crediti finanziari per interessi da fatturare	783	3.978
Totale crediti finanziari correnti	55.674	21.891
Totale	121.335	97.909

Si segnala che, a novembre 2012 è stato siglato l'accordo tra la Città di Torino ed il Gruppo Iren avente per oggetto reciproci impegni finalizzati alla riduzione dello stock del credito nei confronti della Città di Torino. Nel corso del 2013 vi è stata un'integrazione all'accordo del 2012 avente per oggetto la

regolazione di alcune partite economiche, l'impegno del Comune relativo allo stanziamento degli importi relativi alle manutenzioni straordinarie, nonché all'avvio di un gruppo di lavoro misto avente per oggetto l'analisi di benchmark e la definizione dei piani di manutenzione ottimali.

Da una prudentiale valutazione effettuata da parte degli Amministratori, in base agli accordi stipulati con la Città di Torino, si ritiene che i crediti finanziari verso il Comune di Torino risultino esigibili entro i 12 mesi per un importo pari a 55,7 milioni di euro.

Il saldo dei crediti commerciali verso il Comune di Torino è aumentato di circa 11.272 migliaia di euro (al netto del fondo svalutazione crediti) e il saldo dei crediti finanziari correnti e non correnti è aumentato di 12.154 migliaia di euro. L'esposizione complessiva del Gruppo Iren nei confronti del Comune di Torino è pertanto aumentata rispetto al 31 dicembre 2013 di 23.426 migliaia di euro.

Tra i crediti verso altri è compreso il finanziamento infruttifero per futuro aumento di capitale versato alla società Nord Ovest Servizi e un finanziamento infruttifero verso la società Medgas.

NOTA 8 _ALTRE ATTIVITA' NON CORRENTI

Il dettaglio è evidenziato nella tabella seguente:

	migliaia di euro	
	30/06/2014	31/12/2013
Depositi cauzionali	12.680	17.742
Crediti di natura tributaria oltre 12 mesi	9.218	9.218
Altre attività non correnti	10.074	10.612
Ratei e risconti attivi non correnti	13.287	15.410
Totale	45.259	52.982

Il decremento dei depositi cauzionali è dovuto alla restituzione di parte degli importi versati alla società Sinergie Italiane. Tale riduzione è dovuta all'andamento della stagionalità termica.

I crediti di natura tributaria oltre i 12 mesi comprendono i crediti maturati a seguito dell'istanza di deduzione IRAP da IRES art. 2 comma 1 quater DL 6 dicembre 2011 n. 201 e i crediti per l'acconto IRPEF sul TFR versato in ottemperanza alla legge 140/1997. Ai sensi di legge tale credito viene recuperato a decorrere dal 1° gennaio 2000 ed è soggetto a rivalutazione annua calcolata con gli stessi criteri adottati per la rivalutazione del TFR.

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

NOTA 9 _ATTIVITÀ PER IMPOSTE ANTICIPATE

Ammontano a 308.277 migliaia di euro (305.915 migliaia di euro al 31 dicembre 2013) e si riferiscono alla fiscalità anticipata derivante da componenti di reddito fiscalmente deducibili nei futuri esercizi. Esse includono, inoltre, l'effetto fiscale anticipato sulle rettifiche effettuate in sede di conversione ai principi contabili internazionali.

ATTIVITÀ CORRENTI

NOTA 10_RIMANENZE

Le rimanenze, valorizzate al costo medio ponderato, sono costituite principalmente da gas metano, da materiali di consumo destinati alla manutenzione e costruzione del patrimonio impiantistico del Gruppo. La contrazione del periodo attiene principalmente alla riduzione dello stoccaggio gas legata alla stagionalità termica.

La tabella che segue sintetizza le variazioni intervenute nel periodo di riferimento:

	migliaia di euro	
	30/06/2014	31/12/2013
Materie prime	118.841	143.642
Fondo svalutazione magazzino	(39.831)	(39.246)
Valore netto	79.010	104.396
Lavori in corso su ordinazione	2.475	2.222
Totale	81.485	106.618

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 2014 non esistono rimanenze di magazzino impegnate a garanzia di passività.

NOTA 11_CREDITI COMMERCIALI

Il dettaglio è evidenziato nella tabella seguente:

	migliaia di euro	
	30/06/2014	31/12/2013
Crediti verso clienti	859.221	1.003.566
Fondo svalutazione crediti	(144.327)	(131.610)
Crediti verso clienti netti	714.894	871.956
Crediti commerciali verso joint ventures	24.647	19.921
Crediti commerciali verso collegate	25.054	25.180
Crediti commerciali verso altre imprese del gruppo	26.701	23.597
Crediti commerciali verso soci parti correlate	87.184	66.591
Fondo svalutazione crediti verso soci parti correlate	(8.976)	(8.976)
Totale	869.504	998.269

Si segnala che al 30 giugno 2014 sono state effettuate operazioni di factoring con *derecognition* del credito per complessive 58.416 migliaia di euro.

Nella voce crediti commerciali sono inclusi per circa 44 milioni di euro gli importi relativi ai conguagli tariffari del Servizio Idrico Integrato. In relazione a tali crediti si segnala che una quota degli importi esposti potrebbe non essere esigibile entro i 12 mesi successivi.

Crediti verso clienti

Sono relativi principalmente a crediti per fornitura di energia elettrica, gas, acqua, calore, di servizi ambientali e servizi diversi. Il saldo tiene conto del fondo svalutazione crediti, presentato nel seguito, pari a 144.327 migliaia di euro (131.610 migliaia di euro al 31 dicembre 2013).

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 altre imprese del gruppo

Riguardano crediti verso alcune partecipate non rientranti nell'area di consolidamento e si riferiscono a normali operazioni commerciali, intrattenute a condizioni di mercato.

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 (Comuni di Genova, Parma, Piacenza, Reggio Emilia e Torino) e, in via marginale, verso la società FSU. Il saldo tiene conto del fondo svalutazione crediti pari a 8.976 migliaia di euro (invariato rispetto al 31 dicembre 2013). Per maggiori dettagli si rimanda alla tabella dei rapporti con parti correlate riportata in allegato.

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

	31/12/2013	Utilizzi	Accantonamenti del periodo	30/06/2014
Fondo svalutazione crediti	131.610	(11.162)	23.879	144.327
Fondo svalutazione crediti vs soci parti correlate	8.976	-	-	8.976
Totale	140.586	(11.162)	23.879	153.303

migliaia di euro

Il fondo è stato utilizzato per fare fronte a perdite su crediti. L'accantonamento del semestre tiene in considerazione, oltre alle consuete ed approfondite analisi, l'attuale congiuntura economica.

NOTA 12_CREDITI PER IMPOSTE CORRENTI

Ammontano a 1.575 migliaia di euro (5.042 migliaia di euro al 31 dicembre 2013) e comprendono i crediti per gli anticipi IRES e IRAP versati all'erario.

NOTA 13_CREDITI VARI E ALTRE ATTIVITA' CORRENTI

Il dettaglio è evidenziato nella tabella seguente:

	migliaia di euro	
	30/06/2014	31/12/2013
Crediti per imposta governativa erariale/UTIF	29.076	21.129
Credito verso Erario per IVA	2.267	7.988
Altri crediti di natura tributaria	4.248	3.799
Crediti tributari entro 12 mesi	35.591	32.916
Crediti verso CCSE	68.281	54.731
Crediti per certificati verdi	37.946	65.425
Crediti per anticipi a fornitori	15.892	3.597
Crediti per adesione consolidato fiscale e IVA di gruppo	7.848	5.059
Altre attività correnti	24.141	12.024
Altre attività correnti	154.108	140.836
Ratei e risconti	34.427	23.453
Totale	224.126	197.205

Si segnala che al 30 giugno 2014 sono state effettuate operazioni di factoring con *derecognition* del credito per certificati verdi e per titoli di efficienza energetica per complessive 80.304 migliaia di euro.

In relazione ai crediti verso la Cassa Conguaglio Settore Elettrico (CCSE) si segnala che una quota degli importi esposti potrebbe non essere esigibile entro i 12 mesi successivi.

L'incremento dei crediti per imposta governativa erariale è dovuta alle dinamiche dei versamenti in acconto e in saldo che sono influenzate dai volumi di fatturazione dell'esercizio di competenza e dell'esercizio precedente.

NOTA 14_ATTIVITA' FINANZIARIE CORRENTI

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.

Il dettaglio delle attività finanziarie e correnti inclusi gli strumenti derivati è di seguito riportato:

	migliaia di euro	
	30/06/2014	31/12/2013
Crediti finanziari verso joint venture	635.847	382.378
Crediti finanziari verso collegate	13.727	7.579
Crediti finanziari verso Comuni soci parti correlate	55.674	21.891
Crediti finanziari verso altri	14.858	6.559
Altre attività finanziarie	625	-
Totale	720.731	418.407

Crediti finanziari verso joint venture

Si riferiscono principalmente a crediti verso OLT Offshore per 416.500 migliaia di euro (363.000 migliaia di euro al 31 dicembre 2014), verso AES Torino per 210.693 migliaia di euro (13.758 migliaia di euro al 31 dicembre 2013) e verso Sviluppo Idrico per 7.500 migliaia di euro (non presenti al 31 dicembre 2013). La parte restante si riferisce a crediti finanziari verso le altre joint venture i cui singoli importi non sono significativi. Per maggiori dettagli si rimanda alla tabella dei rapporti con parti correlate riportata in allegato.

Crediti finanziari verso collegate

Riguardano per 6.614 migliaia di euro (invariato rispetto al 31 dicembre 2013) crediti verso la società collegata ASA relativi al finanziamento concesso dalla società Iren Mercato. Per 6.153 migliaia di euro si riferiscono a crediti per dividendi deliberati, ma non ancora incassati. La parte restante si riferisce a crediti verso società collegate per singoli importi non rilevanti. Per maggiori dettagli si rimanda al prospetto dei rapporti con parti correlate riportato in allegato.

Crediti finanziari verso soci parti correlate

Riguardano crediti sui quali maturano interessi a favore del Gruppo e ammontano a 55.674 migliaia di euro (21.891 migliaia di euro al 31 dicembre 2013). Sono relativi al saldo a breve termine del conto corrente che regola i rapporti commerciali e finanziari tra Iren Servizi e Innovazione S.p.A. (già Iride Servizi S.p.A.) ed il Comune di Torino come già anticipato alla precedente nota 7 a cui si rimanda per completezza di informazione.

L'importo è stato prudentemente determinato dagli Amministratori in base agli accordi stipulati con la Città di Torino. La restante parte dei crediti finanziari verso il Comune è stata pertanto classificata nei "Crediti finanziari non correnti - crediti verso soci parti correlate" (24.739 migliaia di euro).

Crediti finanziari verso altri

Comprendono ratei e riscotti attivi aventi natura finanziaria e crediti finanziari diversi. Includono inoltre il versamento in futuro aumento di capitale nella società Unieco (7.000 migliaia di euro) e il credito per la cessione di parte delle quote del Fondo Core Multiutilities (3.940 migliaia di euro).

Altre attività finanziarie

Ammontano a 625 migliaia di euro (non presenti al 31 dicembre 2013) e si riferiscono al *fair value* positivo dei contratti derivati stipulati da Iren Mercato sulle commodities.

NOTA 15_CASSA E ALTRE DISPONIBILITÀ LIQUIDE EQUIVALENTI

La voce cassa e altre disponibilità liquide equivalenti risulta essere così costituita:

	migliaia di euro	
	30/06/2014	31/12/2013
Depositi bancari e postali	26.247	49.659
Denaro e valori in cassa	455	554
Altre disponibilità liquide	8	9
Totale	26.710	50.222

Le altre disponibilità liquide equivalenti rappresentano 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 16_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 491 migliaia di euro (1.001 migliaia di euro al 31 dicembre 2013).

Per 310 migliaia di euro (invariato rispetto al 31 dicembre 2013) si riferiscono alla partecipazione in ACIAM.

Per 158 migliaia di euro (invariato rispetto al 31 dicembre 2013) si riferiscono alla società collegata Piana Ambiente.

Per 23 migliaia di euro si riferiscono alla partecipazione in Valfontanabuona Sport s.r.l., società costituita a giugno 2013 e i cui patti parasociali prevedono l'uscita da parte del Gruppo Iren dall'azionariato della società entro la fine del 2014.

Inoltre, tra le attività destinate ad essere cedute è presente la partecipazione in Fata Morgana che al 31 dicembre 2013 risulta essere completamente svalutata.

Inoltre, al 31 dicembre 2013 erano presenti:

- per 9 migliaia di euro le attività della società controllata CELPI, che a partire dal 2 dicembre 2011 non è più operativa, in quanto messa in liquidazione. A inizio gennaio 2014 si è conclusa la procedura di liquidazione e in data 20 gennaio 2014 la società è stata cancellata dal Registro delle Imprese.
- per 500 migliaia di euro la partecipazione nella collegata GasEnergia Pluriservizi S.p.A., ceduta nel mese di gennaio del 2014.

PASSIVO

NOTA 17_PATRIMONIO NETTO

Il patrimonio netto risulta essere così composto:

	migliaia di euro	
	30/06/2014	31/12/2013
Capitale sociale	1.276.226	1.276.226
Riserve e Utili (Perdite) a nuovo	418.805	415.721
Risultato netto del periodo	72.157	80.554
Totale patrimonio netto di pertinenza della Capogruppo	1.767.188	1.772.501
Capitale e riserve di pertinenza di Terzi	198.967	205.125
Utile (perdita) di pertinenza di Terzi	9.830	11.401
Totale patrimonio netto consolidato	1.975.985	1.989.027

Capitale sociale

Il capitale sociale ammonta a 1.276.225.677 euro (invariato rispetto al 31 dicembre 2013), interamente versati e si compone di 1.181.725.677 azioni ordinarie del valore nominale di 1 euro ciascuna e di 94.500.000 azioni di risparmio senza diritto di voto del valore nominale di 1 euro ciascuna.

Azioni di risparmio

Le 94.500.000 Azioni di Risparmio Iren, in possesso della Finanziaria Città di Torino, non sono quotate, sono prive di diritto di voto e, salvo il diverso ordine di priorità nella ripartizione dell'attivo netto residuo in caso di scioglimento della società, hanno la stessa disciplina delle azioni ordinarie.

Infine, in caso di cessione le azioni di risparmio saranno convertite automaticamente, alla pari, in azioni ordinarie.

Riserve

Il dettaglio della voce è riportato nella tabella seguente:

	migliaia di euro	
	30/06/2014	31/12/2013
Riserva sovrapprezzo azioni	105.102	105.102
Riserva legale	36.855	32.512
Riserva copertura flussi finanziari	(34.104)	(24.028)
Altre riserve e Utile (perdite) accumulate	310.952	302.135
Totale riserve	418.805	415.721

Riserva coperture di flussi finanziari

Con l'adozione dello IAS 39 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 dell'esercizio 2014 si sono incrementate principalmente per gli utili portati a nuovo dell'esercizio 2013. Per maggiori dettagli si rimanda al prospetto delle variazioni delle voci di patrimonio netto.

PASSIVITA' NON CORRENTI

NOTA 18_PASSIVITA' FINANZIARIE NON CORRENTI

Ammontano complessivamente a 1.872.446 migliaia di euro (1.841.116 migliaia di euro al 31 dicembre 2013) e sono composte da:

Obbligazioni

Ammontano a 517.676 migliaia di euro (367.640 migliaia di euro al 31 dicembre 2013) e sono posizioni relative alla Capogruppo per:

- 157.005 migliaia di euro (157.354 migliaia di euro al 31 dicembre 2013) riferiti a due prestiti obbligazionari non convertibili (puttable bonds), emessi nel 2008, con scadenza 2021. Il prestito obbligazionario, della durata complessiva di 13 anni, prevede che, dopo il terzo anno e successivamente ogni due anni, in caso di mancato esercizio da parte delle banche dell'opzione di rimborso alla pari, venga avviato un meccanismo di asta competitiva, per la determinazione di un credit spread per i successivi 2 anni, da applicare ad un tasso fisso già definito. La procedura per la seconda asta è già stata completata a settembre 2013, con la definizione del credit spread per i successivi 2 anni. L'importo si riferisce al valore a costo ammortizzato, in ossequio ai principi IAS;
- 360.671 migliaia di euro (210.286 migliaia di euro al 31 dicembre 2013) riferiti ad emissioni di Private Placement: per complessivi 260 milioni, della durata di 7 anni, con emissione principale ad ottobre 2013 (intermediata da Mediobanca per 125 milioni) e due successive riaperture a novembre 2013 (intermediata da BNP per 85 milioni) e marzo 2014 (intermediata da BNP per 50 milioni); per 100 milioni, della durata di 5 anni, con emissione a febbraio 2014 (intermediata da Morgan Stanley). I prestiti obbligazionari sono stati sottoscritti da investitori istituzionali italiani ed esteri e sono quotati alla Borsa Irlandese. L'importo contabile si riferisce al valore a costo ammortizzato, in ossequio ai principi IAS.

Debiti finanziari non correnti verso istituti di credito

I finanziamenti a medio lungo termine riguardano esclusivamente la quota a lungo dei mutui concessi dagli istituti finanziari ed ammontano a 1.309.060 migliaia di euro (1.433.219 migliaia di euro al 31 dicembre 2013).

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	3,968% - 5,685%	0,393% - 4,303%	
periodo di scadenza	2015-2027	2015-2028	
2015	81.555	138.929	220.485
2016	123.166	105.460	228.626
2017	60.988	72.402	133.390
2018	60.500	62.434	122.934
successivi	459.287	144.337	603.624
Totale debiti 30/6/2014	785.497	523.562	1.309.060
Totale debiti 31/12/2013	824.332	608.887	1.433.219

I finanziamenti sono tutti denominati in euro.

Le movimentazioni dei finanziamenti a medio lungo termine avvenute nel corso dell'esercizio sono qui di seguito riepilogate:

					migliaia di euro
	31/12/2013				30/6/2014
	Totale debiti	Incrementi	Riduzioni	Rettifica costo ammortizzato	Totale debiti
- a tasso fisso	824.332	0	(38.919)	84	785.497
- a tasso variabile	608.887	0	(85.935)	610	523.562
TOTALE	1.433.219	0	(124.854)	695	1.309.060

Il totale dei debiti a medio lungo termine al 30 giugno 2014 risulta in riduzione rispetto al 31 dicembre 2013, per effetto delle seguenti variazioni:

- riduzione per complessivi 124.854 migliaia di euro, relativi alla riclassificazione a breve termine delle quote dei finanziamenti in scadenza entro i prossimi 12;
- variazioni marginali di costo ammortizzato per la contabilizzazione ai fini IAS dei finanziamenti.

Altre passività finanziarie

Ammontano a 45.710 migliaia di euro (40.257 migliaia di euro al 31 dicembre 2013) e si riferiscono per 40.238 migliaia di euro (37.176 migliaia di euro al 31 dicembre 2013) 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") e per 5.472 migliaia di euro (3.081 migliaia di euro al 31 dicembre 2013) a debiti finanziari diversi.

NOTA 19_BENEFICI AI DIPENDENTI

Nel corso del I semestre 2014 hanno avuto la seguente movimentazione:

	migliaia di euro
Valore al 31/12/2013	113.198
Obbligazioni maturate per l'attività prestata nel periodo	609
Oneri finanziari	1.559
Erogazioni dell'esercizio	(1.349)
Anticipi	(424)
(Utili) Perdite attuariali	-
Altre variazioni	-
Valore al 30/06/2014	113.593

Le passività per benefici a dipendenti sono costituite da:

Trattamento di fine rapporto (TFR)

Nel corso del I semestre 2014 il TFR ha avuto la seguente movimentazione:

	migliaia di euro
Valore al 31/12/2013	78.355
Obbligazioni maturate per l'attività prestata nel periodo	385
Oneri finanziari	1.042
Erogazioni dell'esercizio	(660)
Anticipi	(424)
(Utili) Perdite attuariali	-
Altre variazioni	-
Valore al 30/06/2014	78.698

Altri benefici

Nel seguito viene presentata la composizione e la movimentazione dell'esercizio per i piani a benefici definiti diversi dal TFR analizzato in precedenza.

Mensilità aggiuntive (premio anzianità)

	migliaia di euro
Valore al 31/12/2013	4.531
Obbligazioni maturate per l'attività prestata nel periodo	68
Oneri finanziari	63
Erogazioni dell'esercizio	(22)
(Utili) Perdite attuariali	-
Altre variazioni	-
Valore al 30/06/2014	4.640

Premio fedeltà

	migliaia di euro
Valore al 31/12/2013	2.256
Obbligazioni maturate per l'attività prestata nel periodo	46
Oneri finanziari	22
Erogazioni dell'esercizio	(126)
(Utili) Perdite attuariali	-
Altre variazioni	-
Valore al 30/06/2014	2.198

Agevolazioni tariffarie

	migliaia di euro
Valore al 31/12/2013	27.184
Obbligazioni maturate per l'attività prestata nel periodo	110
Oneri finanziari	422
Erogazioni dell'esercizio	(503)
(Utili) Perdite attuariali	-
Altre variazioni	-
Valore al 30/06/2014	27.213

Fondo Premungas

	migliaia di euro
Valore al 31/12/2013	872
Oneri finanziari	10
Erogazioni dell'esercizio	(38)
(Utili) Perdite attuariali	-
Altre variazioni	-
Valore al 30/06/2014	844

Ipotesi attuariali

La valutazione delle passività esposte in precedenza è effettuata da attuari indipendenti in occasione della predisposizione del bilancio consolidato di fine anno.

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.

Per la determinazione dell'ammontare dello sconto energia sono state considerate proiezioni attuariali dei probabili sconti sui consumi di energia elettrica che saranno erogati a favore degli attuali pensionati e dei loro coniugi superstiti, nonché degli attuali dipendenti (ed eventuali coniugi superstiti) dopo la cessazione del rapporto di lavoro.

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	2,09% - 3,17%
Tasso annuo di inflazione	2,00%
Tasso annuo di incremento del costo dell'energia elettrica	2,00%
Tasso annuo incremento TFR	3,00%

NOTA 20_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 attualiz- zazione	Saldo Finale	Quota corrente
Fondo ripristino beni di terzi	108.437	6.095	(285)	897	115.144	4.805
Fondi post mortem	25.518	-	(1.436)	2.542	26.624	2.545
Fondo smantellamento e bonifica area	12.624	8.994	(46)	1.347	22.919	3.399
Fondo CIG/CIGS	19.175	627	(1.708)	-	18.094	-
Fondo dipendenti cessati	1.258	-	-	-	1.258	-
Fondo rischi su partecipazioni	10.695	-	-	-	10.695	10.651
Altri fondi per rischi ed oneri	180.687	19.276	(37.115)	1.913	164.761	91.135
Totale	358.394	34.992	(40.590)	6.699	359.495	112.535

Fondo ripristino beni di terzi e opere devolvibili

Il fondo ripristino beni di terzi si riferisce principalmente alla passività che, in caso di riassegnazione delle concessioni del servizio idrico integrato relativo agli ATO di Parma Piacenza e Reggio Emilia, verrà dedotta, dagli investimenti nel frattempo effettuati, dall'indennizzo versato al Gruppo da parte di un 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, Tesea 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.

Fondi post mortem

Si tratta principalmente di fondi costituiti per oneri futuri di ripristino che comprendono anche i costi della gestione post-operativa fino alla completa riconversione a verde delle aree interessate. Tali costi sono supportati da apposite perizie. Gli accantonamenti e i decrementi del periodo sono stati effettuati al fine di adeguare i fondi esistenti alla stima dei costi futuri da sostenere e maturati al 30 giugno 2014. Le variazioni in diminuzione si riferiscono, inoltre, agli utilizzi per copertura di costi sostenuti nel periodo relativamente alle attività di smaltimento del percolato (relativi ai lotti chiusi delle discariche ancora attive sia di proprietà che in gestione), al complesso degli oneri 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 principalmente la stima prudenziale degli oneri da sostenere in relazione alla futura bonifica dei terreni relativi all'area ex- AMNU, su cui era presente un forno inceneritore, e allo smantellamento dei termovalorizzatori di Parma e Piacenza.

Fondo CIG/CIGS

L'ammontare del fondo rischi si riferisce ai rischi probabili di esborsi relativi a maggiori contributi da corrispondere all'INPS per cassa integrazione, ordinaria e straordinaria, e mobilità.

Nel mese di settembre 2013 sono state depositate alcune sentenze rese nei confronti di Iren e di società controllate che hanno contenuto negativo e respingono i ricorsi della società, statuendo l'obbligo di versamento dei contributi a titolo di CIG, CIGS, Mobilità e Disoccupazione. Per maggiori dettagli si rimanda a quanto esposto nel bilancio 2013.

Fondo dipendenti cessati

Il fondo dipendenti cessati con L.610/52 e L.336/73 è costituito a fronte degli oneri derivanti dalle due leggi (pensioni ad onere ripartito per riscatto dell'anzianità pregressa e benefici a favore degli ex combattenti e assimilati).

Fondi rischi su partecipazioni

La voce si riferisce principalmente ai rischi relativi alla copertura di future perdite della partecipata Sinergie Italiane.

Altri fondi per rischi ed 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 e a probabili oneri inerenti contenziosi vari.

Gli incrementi del semestre si riferiscono principalmente ad accantonamenti per:

- maggiori oneri inerenti la realizzazione di impianti attualmente già completati o ancora da ultimare (5.943 migliaia di euro);
- la stima degli oneri relativi alla restituzione delle quote di emissione (6.036 migliaia di euro);
- 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 (968 migliaia di euro).

I decrementi del semestre si riferiscono principalmente a utilizzi e rilasci per:

- oneri relativi alla restituzione delle quote di emissione (12.139 migliaia di euro);
- oneri inerenti la realizzazione di impianti attualmente già completati o ancora da ultimare (15.880 migliaia di euro);
- la 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 (1.475 migliaia di euro);
- oneri relativi ai sovraccanoni di derivazione delle acque (6.643 migliaia di euro);

La parte corrente riferita ai fondi sopra descritti è riclassificata nella voce "fondi quota corrente" (nota 27).

NOTA 21_PASSIVITA' PER IMPOSTE DIFFERITE

Le passività per imposte differite, pari a 170.382 migliaia di euro (173.198 migliaia di euro al 31 dicembre 2013), 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 22_DEBITI VARI E ALTRE PASSIVITA' NON CORRENTI

Sono composti come riportato nella tabella seguente:

	migliaia di euro	
	30/06/2014	31/12/2013
Debiti oltre 12 mesi	39.786	43.560
Risconti passivi per contributi c/impianto - non correnti	154.176	144.261
Ratei e risconti passivi non correnti	192	663
Totale	194.154	188.484

Gli altri debiti si riferiscono all'importo dell'imposta sostitutiva calcolata sulla plusvalenza derivante dall'apporto di parte del patrimonio immobiliare al Fondo Core Multiutilities da versare oltre i 12 mesi dalla data del bilancio, ad anticipi versati da utenti a garanzia sulla fornitura di acqua e alle somme relative ad esercizi precedenti da versare per la cassa integrazione guadagni (oltre a CIGS e mobilità).

PASSIVITA' CORRENTI

NOTA 23_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	
	30/06/2014	31/12/2013
Debiti verso istituti di credito	958.904	694.352
Debiti finanziari verso joint venture	1.332	1.699
Debiti finanziari verso società collegate	164	3
Debiti finanziari verso soci parti correlate	244	566
Debiti finanziari verso altri	7.790	17.618
Passività per strumenti derivati correnti	-	82
Totale	968.434	714.320

Debiti finanziari verso istituti di credito

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

	migliaia di euro	
	30/06/2014	31/12/2013
Mutui – quota a breve	529.333	667.547
Altri debiti verso banche a breve	417.820	22.242
Ratei e risconti passivi finanziari	11.751	4.563
Totale	958.904	694.352

Debiti finanziari verso joint venture

Si riferiscono a debiti verso le joint venture Iren Rinnovabili e AES Torino.

Debiti finanziari verso collegate

Si riferiscono a debiti verso la società Valle Dora Energia.

Debiti finanziari verso soci parti correlate

Si riferiscono a debiti verso i Comuni di Genova, Parma, Piacenza e Reggio Emilia.

Debiti finanziari verso altri

Riguardano principalmente debiti per dividendi da versare (6.538 migliaia di euro), debiti verso società di factoring per le quote incassate dai clienti e da versare al factor (746 migliaia di euro) e debiti per locazioni finanziarie per la quota corrente (150 migliaia di euro).

Passività per strumenti derivati correnti

Non presenti al 30 giugno 2014. Al 31 dicembre 2013 si riferivano al *fair value* negativo dei contratti derivati sulle commodities stipulati da Iren Mercato.

NOTA 24_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	
	30/06/2014	31/12/2013
Debiti verso fornitori	620.054	850.279
Debiti commerciali verso joint venture	27.372	24.596
Debiti commerciali verso collegate	15.275	17.220
Debiti commerciali verso soci parti correlate	10.163	13.956
Debiti commerciali verso imprese minori del gruppo	21.281	19.332
Acconti esigibili entro 12 mesi	5.792	5.630
Depositi cauzionali entro 12 mesi	13.470	14.786
Vincoli da rimborsare entro 12 mesi	1.395	1.391
Totale	714.802	947.190

La significativa riduzione dei debiti verso fornitori rispetto al 31 dicembre 2013 è dovuta all'andamento della stagionalità termica.

NOTA 25_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	
	30/06/2014	31/12/2013
Debito per IVA	20.064	15.190
Debito per imposta governativa erariale/UTIF	183	-
Debiti per IRPEF	10.248	10.710
Altri debiti tributari	17.940	15.488
Debiti tributari entro 12 mesi	48.435	41.388
Debiti verso dipendenti	30.820	30.290
Debiti verso CCSE	57.029	52.017
Debiti per adesione IVA di gruppo	15	57
Altre passività correnti	36.459	50.476
Debiti verso istituti previdenziali entro 12 mesi	15.382	17.856
Altri debiti entro 12 mesi	139.705	150.696
Ratei e Risconti passivi	14.762	13.264
Totale	202.902	205.348

NOTA 26_DEBITI PER IMPOSTE CORRENTI

La posta "Debiti per imposte correnti", che risulta pari a 77.164 migliaia di euro (10.952 migliaia di euro al 31 dicembre 2013), è comprensiva di debiti IRES e IRAP. Inoltre, la voce include la stima delle imposte del semestre corrente.

NOTA 27_FONDI PER RISCHI ED ONERI QUOTA CORRENTE

La voce ammonta a 112.535 migliaia di euro (74.709 migliaia di euro al 31 dicembre 2013) e si riferisce alla quota del fondo rischi per 91.135 migliaia di euro, comprensivo degli oneri relativi all'obbligo di restituzione delle quote di emissione, del fondo rischi partecipazioni per 10.651 migliaia di euro, riferito principalmente alla collegata Sinergie Italiane, del fondo ripristino beni di terzi per 4.805 migliaia di euro e del fondo smantellamento e bonifica aree e dei fondi post mortem per 5.944 migliaia di euro che si prevedono di utilizzare entro i 12 mesi successivi.

NOTA 28_PASSIVITA' CORRELATE AD ATTIVITA' DESTINATE AD ESSERE CEDUTE

La voce non è valorizzata al 30 giugno 2014. Al 31 dicembre 2013 ammontava a 6 migliaia di euro e si riferiva alla riclassifica delle passività della società controllata CELPI.

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	
	30/06/2014	31/12/2013
Attività finanziarie a medio e lungo termine	(55.808)	(79.424)
Indebitamento finanziario a medio e lungo termine	1.872.446	1.841.116
Indebitamento finanziario netto a medio e lungo termine	1.816.638	1.761.692
Attività finanziarie a breve termine	(747.441)	(468.629)
Indebitamento finanziario a breve termine	968.434	714.320
Indebitamento finanziario netto a breve termine	220.993	245.691
Indebitamento finanziario netto	2.037.631	2.007.383

Dettaglio Posizione Finanziaria Netta verso parti correlate

Le attività finanziarie a lungo termine sono relative per 24.739 migliaia di euro alla quota a lungo termine del conto corrente che regola i rapporti commerciali e finanziari tra la controllata Iren Servizi e Innovazione (già Iride Servizi) e il Comune di Torino, per 68 migliaia di euro a crediti verso il Comune di Genova, per 705 migliaia di euro a crediti verso società collegate, per 18.000 migliaia di euro a crediti verso la joint venture Enia Solaris, per 5.000 migliaia di euro a crediti verso la joint venture Iren Rinnovabili, per 4.500 migliaia di euro a crediti verso la joint venture Greensource e per 497 migliaia di euro a depositi vincolati presso il Gruppo Intesa Sanpaolo.

L'indebitamento finanziario a medio lungo termine si riferisce per 116.424 migliaia di euro a finanziamenti a medio lungo termine concessi dal Gruppo Intesa San Paolo.

Le attività finanziarie a breve termine sono relative per 55.674 migliaia di euro al saldo a breve termine del conto corrente tra la controllata Iren Servizi e Innovazione (già Iride Servizi) e il Comune di Torino, per 416.500 migliaia di euro a crediti verso OLT Offshore, per 210.693 migliaia di euro a crediti verso AES Torino, per 7.500 migliaia di euro a crediti verso Sviluppo Idrico, per 6.614 migliaia di euro a crediti verso la società collegata ASA e per 1.784 migliaia di euro al saldo positivo di conti correnti bancari presso il Gruppo Intesa San Paolo. La parte restante, pari a 9.034 migliaia di euro si riferisce a crediti verso società collegate (principalmente per dividendi da incassare) e joint venture e al fair value positivo di contratti derivati stipulati con il Gruppo Intesasanpaolo. Per maggiori dettagli si rimanda al prospetto dei rapporti con parti correlate riportato in allegato.

Le passività finanziarie a breve termine sono relative per 132.559 migliaia di euro a finanziamenti a breve termine concessi dal Gruppo Intesa San Paolo. La parte restante pari a 1.743 migliaia di euro si riferisce a debiti verso il Comune di Parma, verso il Comune di Piacenza, verso il Comune di Reggio Emilia, verso il Comune di Genova, verso le joint venture Iren Rinnovabili e AES Torino e verso la collegata Valle Dora

Energia per singoli importi non significativi. Per maggiori dettagli si rimanda al prospetto dei rapporti con parti correlate riportato in allegato.

Si riporta di seguito la posizione finanziaria netta secondo la struttura proposta dalla raccomandazione CESR del 28 luglio 2006 che non include le attività finanziarie a lungo termine.

	migliaia di euro	
	30/06/2014	31/12/2013
A. Cassa	(26.710)	(50.222)
B. Altre disponibilità liquide (dettagli)	-	-
C. Titoli detenuti per la negoziazione	-	-
D. Liquidità (A) + (B) + (C)	(26.710)	(50.222)
E. Crediti finanziari correnti	(720.731)	(418.407)
F. Debiti bancari correnti	429.571	26.805
G. Parte corrente dell'indebitamento non corrente	529.333	667.547
H. Altri debiti finanziari correnti	9.530	19.968
I. Indebitamento finanziario corrente (F)+(G)+(H)	968.434	714.320
J. Indebitamento finanziario corrente netto (I) – (E) – (D)	220.993	245.691
K. Debiti bancari non correnti	1.309.060	1.433.219
L. Obbligazioni emesse	517.676	367.640
M. Altri debiti non correnti	45.710	40.257
N. Indebitamento finanziario non corrente (K) + (L) + (M)	1.872.446	1.841.116
O. Indebitamento finanziario netto (J) + (N)	2.093.439	2.086.807

VIII. INFORMAZIONI SUL CONTO ECONOMICO

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

RICAVI

NOTA 29_RICAVI PER BENI E SERVIZI

La voce in questione risulta pari a 1.368.350 migliaia di euro (1.691.297 migliaia di euro nel primo semestre 2013). Per maggiori dettagli sull'andamento dei ricavi per settori di attività si rimanda alle tabelle del paragrafo X Informativa per settori di attività

NOTA 30_VARIAZIONE DEI LAVORI IN CORSO

La voce ammonta a 136 migliaia di euro (1.132 migliaia di euro nel primo semestre 2013) e si riferiscono principalmente a lavori in corso di esecuzione per ripristino manto stradale, in seguito a danneggiamenti provocati da lavori di cantiere.

NOTA 31_ALTRI PROVENTI

Gli altri proventi riguardano:

Contributi

	migliaia di euro	
	I semestre 2014	I semestre 2013
Contributi c/impianto	3.636	2.607
Altri contributi	698	503
Totale	4.334	3.110

I contributi in conto impianti rappresentano la quota di competenza dei contributi calcolata in proporzione alle quote di ammortamento degli impianti a cui si riferiscono.

Ricavi titoli energetici

	migliaia di euro	
	I semestre 2014	I semestre 2013
Ricavi Emission Trading	3.934	75
Ricavi Certificati Verdi	40.746	49.337
Ricavi Certificati Bianchi	12.944	9.667
Totale	57.624	59.079

Proventi diversi

	migliaia di euro	
	I semestre 2014	I semestre 2013
Ricavi da contratti di servizio	3.007	3.349
Ricavi da affitti attivi e noleggi	261	261
Plusvalenze da alienazione di beni	21.562	82
Ricavi esercizi precedenti/Sopravvenienze attive	55.327	10.807
Recuperi assicurativi	94	172
Rimborsi diversi	3.434	3.373
Proventi per Fair Value derivati sulle commodity	5	119
Altri ricavi e proventi	6.508	14.760
Totale	90.198	32.923

Il significativo incremento dei proventi diversi è dovuto:

- alla plusvalenza realizzata con la cessione della quasi totalità delle quote detenute nel Fondo Core MultiUtilities (circa 21 milioni di euro);
- ai ricavi di diritto del Servizio Idrico Integrato di competenza di esercizi precedenti (circa 19 milioni di euro);
- al riconoscimento di crediti legati all'*Emission Trading System* e assegnati ad impianti cosiddetti "nuovi entranti" (circa 9,9 milioni di euro);
- all'esito positivo di contenziosi e di penalità da fornitori (circa 8,4 milioni di euro).

COSTI

NOTA 32_COSTI MATERIE PRIME, SUSSIDIARIE, DI CONSUMO E MERCI

La voce in oggetto si compone delle seguenti voci:

	migliaia di euro	
	I semestre 2014	I semestre 2013
Acquisto energia elettrica	149.688	153.128
Acquisto gas	355.482	570.969
Acquisto calore	27	56
Acquisto altri combustibili	1.259	1.849
Acquisto Acqua	361	414
Altre materie prime	8.469	8.007
Materiali vari di magazzino (inclusi carburanti e lubrificanti)	17.094	17.503
Emission trading	9.351	6.107
Certificati verdi	1.631	5.351
Certificati bianchi	10.427	8.393
Variazione delle rimanenze	19.687	15.878
Totale	573.476	787.655

La Variazione delle rimanenze è dovuta principalmente alla riduzione dello stoccaggio gas legata alla stagionalità termica.

NOTA 33_PRESTAZIONI DI SERVIZI E GODIMENTO BENI DI TERZI

I costi per prestazioni di servizi sono dettagliati nella tabella seguente:

	migliaia di euro	
	I semestre 2014	I semestre 2013
Trasporto energia elettrica	147.297	156.715
Oneri di sistema elettrico	44.659	51.588
Tolling fee	-	38.955
Vettoriamento gas	30.245	28.563
Vettoriamento calore	47.696	47.512
Lavori di terzi per reti e impianti	62.787	60.123
Raccolta e smaltimento, spazzamento neve, verde pubblico	44.839	49.450
Spese per manutenzioni	4.008	4.459
Costi relativi al personale (mensa, formazione, trasferte)	2.752	2.289
Prestazioni industriali (studi, progettazioni, analisi)	4.867	3.985
Consulenze tecniche e amministrative	5.210	5.122
Spese commerciali e pubblicitarie	2.099	2.238
Spese legali e notarili	2.598	2.381
Assicurazioni	5.238	4.884
Spese bancarie	4.374	2.186
Spese telefoniche	1.945	4.870
Costi da contratti di servizio	137	822
Servizi di lettura e bollettazione	5.294	5.086
Compensi Collegio Sindacale	648	697
Altri costi per servizi	17.312	21.136
Totale costi per servizi	434.005	493.061

I costi per trasporto energia elettrica e gli oneri di sistema elettrico si riducono rispetto al primo semestre 2013 a causa dei minori volumi di energia elettrica commercializzati.

I corrispettivi di vettoriamento calore sono relativi alla prestazione di trasporto calore fornita dalla società AES Torino S.p.A..

Gli appalti e i lavori riguardano principalmente costi per esercizio e manutenzione di impianti e reti.

I costi per godimento beni di terzi ammontano a 22.955 migliaia di euro (20.980 migliaia di euro nel primo semestre 2013). 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 pagato per l'occupazione dei fabbricati ceduti al fondo Core Multiutilities nell'esercizio 2012), noleggi e affitti vari.

NOTA 34_ONERI DIVERSI DI GESTIONE

Gli oneri diversi di gestione sono dettagliati nella tabella seguente:

	migliaia di euro	
	I semestre 2014	I semestre 2013
Spese generali	3.230	3.047
Canoni e sovraccanoni di derivazione	6.448	5.154
Spese logistiche	45	74
Imposte e tasse	11.871	9.546
Sopravvenienze passive	12.012	12.450
Minusvalenze da alienazione di beni	83	68
Oneri da Fair Value derivati commodities	-	74
Altri oneri diversi di gestione	3.757	3.316
Totale	37.446	33.729

NOTA 35_COSTI PER LAVORI INTERNI CAPITALIZZATI

Riguardano gli incrementi dell'attivo patrimoniale realizzati con risorse interne.

	migliaia di euro	
	I semestre 2014	I semestre 2013
Manodopera capitalizzata	6.218	7.669
Materiali di magazzino capitalizzati	2.585	3.120
Totale	8.803	10.789

NOTA 36_COSTO DEL PERSONALE

I costi per il personale sono così dettagliati:

	migliaia di euro	
	I semestre 2014	I semestre 2013
Retribuzioni lorde	95.121	91.150
Oneri sociali	33.229	28.814
TFR	385	463
Altri benefici a lungo termine dipendenti	223	198
Altri costi per il personale	7.401	6.816
Compensi amministratori	852	1.071
Totale	137.211	128.512

Si segnala che, come riportato in nota 35, sono stati capitalizzati 6.218 migliaia di euro di costi relativi al personale dipendente.

Gli "altri costi del personale" comprendono il contributo all'ADAEM 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.

	30/06/2014	31/12/2013	Media del periodo
Dirigenti	68	66	69
Quadri	208	212	211
Impiegati	2.593	2.598	2.598
Operai	1.566	1.574	1.567
Totale	4.435	4.450	4.445

NOTA 37_ AMMORTAMENTI

	migliaia di euro	
	I semestre 2014	I semestre 2013
Attività materiali e investimenti immobiliari	72.689	57.413
Attività immateriali	36.223	35.110
Totale	108.912	92.523

Per un maggior dettaglio sugli ammortamenti si rimanda ai prospetti dei movimenti delle immobilizzazioni materiali e immateriali.

NOTA 38_ ACCANTONAMENTI E SVALUTAZIONI

	migliaia di euro	
	I semestre 2014	I semestre 2013
Fondo svalutazione crediti	23.879	29.909
Fondi rischi e ripristino beni di terzi	19.965	20.822
Rilascio fondi	(21.289)	(25.060)
Svalutazioni	686	713
Totale	23.241	26.384

Il dettaglio della consistenza e della movimentazione dei fondi è riportato nel commento della voce "Fondi per rischi e oneri" dello Stato Patrimoniale. I rilasci fondi si riferiscono principalmente alla revisione di stime di probabili oneri futuri accantonati in esercizi precedenti.

Le svalutazioni si riferiscono principalmente alla riduzione di valore di attività immateriali legate alla continua e prudente valutazione degli oneri per l'incremento della base clienti.

Si segnala che i dati comparativi del primo semestre 2013 sono stati riclassificati per esporre nella voce "Accantonamenti", coerentemente con quanto fatto nell'esercizio 2013, l'adeguamento del fondo ripristino beni di terzi, precedentemente classificato nella voce "Oneri finanziari" (6.783 mila euro).

NOTA 39_GESTIONE FINANZIARIA

Proventi finanziari

Il dettaglio dei proventi finanziari è riportato nella tabella seguente:

	migliaia di euro	
	I semestre 2014	I semestre 2013
Dividendi	1.030	790
Interessi attivi verso banche	191	139
Interessi attivi su crediti/finanziamenti	10.648	9.155
Interessi attivi da clienti	2.522	3.901
Proventi fair value contratti derivati	162	557
Proventi su contratti derivati realizzati	14	16
Plusvalenza da cessione di attività finanziarie	-	-
Utili su cambi	-	-
Altri proventi finanziari	126	103
Totale	14.693	14.661

Gli interessi attivi su crediti/finanziamenti comprendono interessi su crediti maturati sul rapporto di conto corrente tra Iren Servizi e Innovazione (già Iride Servizi) e il Comune di Torino per 783 migliaia di euro. La restante parte si riferisce principalmente a interessi attivi verso la Joint Venture OLT Offshore (8.341 migliaia di euro).

Si segnala che i dati comparativi del primo semestre 2013 sono stati riclassificati per esporre nella voce "Accantonamenti", coerentemente con quanto fatto nell'esercizio 2013, l'adeguamento del fondo ripristino beni di terzi (6.783 mila euro).

Oneri finanziari

Il dettaglio degli oneri finanziari è riportato nella tabella seguente:

	migliaia di euro	
	I semestre 2014	I semestre 2013
Interessi passivi su mutui	32.683	31.550
Interessi passivi su prestiti obbligazionari	11.777	4.785
Interessi passivi su c/c bancari	487	3.240
Interessi passivi verso altri	2.548	3.265
Oneri finanziari capitalizzati	(2.002)	(3.174)
Oneri da fair value contratti derivati	92	-
Oneri su contratti derivati realizzati	7.664	9.478
Minusvalenza da cessione di attività finanziarie	-	139
Interest cost - Benefici ai dipendenti	1.559	1.659
Perdite su cambi	1	24
Altri oneri finanziari	7.690	3.752
Totale	62.499	54.718

L'incremento degli interessi passivi su prestiti obbligazionari risente dell'emissione dei Private Placement avvenute nel mese di ottobre del 2013 e nel mese di febbraio del 2014. La voce comprende gli importi relativi alla valutazione al costo ammortizzato.

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 40_RISULTATO DI COLLEGATE CONTABILIZZATE CON IL METODO DEL PATRIMONIO NETTO

Il risultato è positivo per 7.480 migliaia di euro (positivo per 28.284 migliaia di euro nel primo semestre 2013) e si compone di rivalutazioni per 20.850 migliaia di euro e di svalutazioni per 21.370 migliaia di euro.

NOTA 41_RETTIFICA DI VALORE DI PARTECIPAZIONI

La voce ammonta a 20 migliaia di euro (non presente nel primo semestre 2013) e si riferisce alle svalutazioni della partecipazione in Acque Potabili Siciliane.

NOTA 42_IMPOSTE SUL REDDITO

Le imposte sul reddito del primo semestre 2014 sono stimate pari a 69.866 migliaia di euro (87.092 migliaia di euro nel primo semestre 2013) e sono il risultato della migliore stima dell’aliquota media attesa per l’intero esercizio.

Recupero degli aiuti di stato

Con riferimento alla questione del recupero degli aiuti di stato, ampiamente illustrata nelle note del bilancio al 31 dicembre 2013 ed esercizi precedenti, non vi sono aggiornamenti nel primo semestre 2014.

NOTA 43_RISULTATO NETTO DA ATTIVITA' OPERATIVE CESSATE

La voce non è valorizzata nel primo semestre 2014 e nel semestre comparativo del 2013.

NOTA 44_UTILE (PERDITA) DI PERTINENZA DI TERZI

L’utile di terzi, pari a 9.830 migliaia di euro (5.884 migliaia di euro nel primo semestre 2013), si riferisce alla quota di pertinenza degli azionisti di minoranza delle società consolidate integralmente, ma non possedute al 100% dal Gruppo.

NOTA 45_UTILE (PERDITA) PER AZIONE

Ai fini del calcolo dell’utile base e diluito per azione si segnala che il numero delle azioni ordinarie del primo semestre 2014 rappresenta la media ponderata, invariata rispetto al periodo precedente, in circolazione nel periodo di riferimento sulla base di quanto previsto dallo IAS 33 § 20.

	I semestre 2014	I semestre 2013
Utile (perdita) netto (migliaia di euro)	72.157	110.737
Numero medio ponderato di azioni in circolazione durante l'esercizio (migliaia)	1.276.226	1.276.226
Utile (perdita) per azione base (euro)	0,06	0,09

L’utile per azione diluito è calcolato dividendo l’utile netto per il numero di azioni rettificato. Quest’ultimo viene calcolato ipotizzando la conversione di tutti gli strumenti finanziari che hanno una potenzialità di diluizione delle azioni ordinarie.

	I semestre 2014	I semestre 2013
Utile (perdita) netto (migliaia di euro)	72.157	110.737
Numero medio ponderato di azioni (migliaia)	1.276.226	1.276.226
Numero medio ponderato di azioni ai fini del calcolo dell'utile per azione diluito (migliaia)	1.276.226	1.276.226
Utile (perdita) per azione diluito (euro)	0,06	0,09

NOTA 46_ ALTRE COMPONENTI DI CONTO ECONOMICO COMPLESSIVO

La quota efficace delle variazioni di *fair value* della copertura di flussi finanziari, negativa per 3.098 migliaia di euro, si riferisce ai derivati stipulati come copertura sulla variazione dei tassi di interesse e ai derivati stipulati come copertura sulla variazione dei prezzi delle commodities (energia elettrica e gas).

La quota degli altri utili/(perdite) delle imprese valutate con il metodo del patrimonio netto, negativa per 7.691 migliaia di euro, si riferisce alle variazioni di *fair value* della copertura di flussi finanziari e commodities di società collegate.

L'effetto fiscale delle altre componenti di conto economico complessivo è positivo per 776 migliaia di euro.

IX. GARANZIE E PASSIVITA' POTENZIALI

Le garanzie prestate riguardano:

- a) Fideiussioni per impegni propri per 416.544 migliaia di euro (403.418 migliaia di euro al 31 dicembre 2013); le voci più significative si riferiscono a fideiussioni emesse a favore:
- di Provincia di Reggio Emilia per 60.489 migliaia di euro a fronte conferimento rifiuti e gestione operative e post-mortem di impianti soggetti ad A.I.A.;
 - di ENEL Distribuzione per 43.523 migliaia di euro a garanzia del contratto di servizio per il trasporto di energia elettrica;
 - della SNAM Rete Gas per 87.067 migliaia di euro, di cui 61.500 nell'interesse di OLT Offshore LNG Toscana in relazione alla realizzazione di un punto di consegna;
 - del GME per 25.300 migliaia di euro a garanzia del contratto di adesione al mercato;
 - di Comune Città di Torino per 27.476 migliaia di euro come garanzie definitive procedura AMIAT/TRM;
 - di ATO-R per 41.000 migliaia di euro come garanzie definitive procedura AMIAT/TRM;
 - di Terna per 28.828 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 Agenzie Dogane per euro 17.520 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 Provincia di Parma per 13.749 migliaia di euro a fronte conferimento rifiuti e gestione operative e post-mortem di impianti soggetti ad A.I.A.;
 - di Genova Reti Gas per 11.189 migliaia di euro a garanzia contratto distribuzione gas naturale;
 - di G.S.E. S.p.A. per 16.554 migliaia di euro per procedura asta ottenimento incentivi sull'impianto PAI di Parma;
 - del Ministero dell'Ambiente per 6.688 migliaia di euro;
 - di Provincia di Piacenza per 3.796 migliaia di euro a fronte conferimento rifiuti e gestione operative e post-mortem di impianti soggetti ad A.I.A.;
 - di ATERSIR per 3.060 per convenzioni aree emiliane S.I.I. e S.G.R.U.;
 - di AES Torino per 2.264 migliaia di euro a garanzia contratto distribuzione gas naturale;
 - del Comune di Moncalieri per 1.486 migliaia di euro a garanzia dell'esecuzione delle opere di urbanizzazione indotta;
 - di REAM Sgr S.p.A. per 2.319 migliaia di euro a garanzia dei futuri canoni di locazione degli immobili conferiti al fondo immobiliare denominato Fondo Core Multiutilities;
 - del Comune di Genova per 1.640 migliaia di euro a garanzia di lavori sulla rete gas;
 - di FCT Holding per 2.000 migliaia di euro come garanzia definitiva procedura AMIAT/TRM.
- b) Garanzie prestate per conto di società controllate, joint venture e collegate per 225.125 migliaia di euro, principalmente a garanzia affidamenti bancari.

Si segnala che gli importi più rilevanti, relativi alle garanzie prestate per conto di società collegate, attengono alla società collegata Sinergie Italiane (in particolare riguardano garanzie per affidamenti bancari e patronage per 57.167 migliaia di euro alla data del 30.06.2014 (invariato rispetto al 31 dicembre 2013). 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. Di conseguenza si è realizzato il progressivo rientro dell'esposizione finanziaria della società con la conseguente riduzione degli obblighi di garanzia dei soci.

Si segnala inoltre la fideiussione emessa a favore di Banca Intesa per 3.834 migliaia di euro a garanzia del mutuo della società collegata Mestni Plinovodi e la patronage semplice di 8.847 migliaia di euro sottoscritta a favore di Cariparma per i finanziamenti concessi alla joint venture Varsi Fotovoltaico Srl.

IMPEGNI

Relativamente alla controllata 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 Iren Acqua Gas in caso di passività, perdite o danni subiti da F2i o da Mediterranea delle Acque stessa o dalle sue partecipate, derivanti da non veridicità o non correttezza delle dichiarazioni espresse nell'accordo stesso, con specifico e significativo riferimento ai contenziosi fiscali in essere tra cui, specificamente individuato, il contenzioso instaurato con l'Agenzia delle Entrate per il riconoscimento degli ammortamenti dedotti da Mediterranea delle Acque relativamente al ramo di azienda idrico conferito nel dicembre 1999 da Amga S.p.A. nella neo costituita Genova Acque S.p.A. (poi diventata Mediterranea delle Acque in seguito a fusione con gli Acquedotti privati genovesi).

Si segnala inoltre l'impegno nei confronti di Cariparma da parte di Iren S.p.A. a mantenere il controllo della società Iren Ambiente Holding e da parte di Iren Ambiente Holding a detenere, direttamente o indirettamente, la titolarità di un pacchetto di quote pari ad almeno il 70% del capitale sociale di Varsi Fotovoltaico che ha in essere un contratto di finanziamento con Cariparma stessa.

PASSIVITA' POTENZIALI

Mediterranea delle Acque: Contenzioso ufficio entrate

Con riferimento al contenzioso con l'Agenzia delle Entrate, inerente gli avvisi di accertamento anni 2003, 2004, 2005, 2006, 2007, 2008 ai sensi art. 37 bis comma 4 dpr 600/73 conferimento ramo di Azienda, ampiamente illustrato nel bilancio al 31 dicembre 2013, vengono di seguito riportati gli eventi e gli aggiornamenti intervenuti nel corso del primo semestre 2014 e sino alla data di approvazione del presente bilancio da parte Consiglio di Amministrazione.

Nel corso del 2013 ha subito un accesso da parte della Direzione Regionale delle Entrate della Liguria relativamente agli anni 2009, 2010 e 2011. Tale accesso si è concluso nel mese di aprile 2014.

La società ha proceduto a definire alcuni rilievi di scarsa entità, mentre, al momento non sono ancora stati notificati gli avvisi di accertamento 2009, 2010 e 2011 relativi all'avvenuta deduzione della quota di ammortamento - per quegli anni - dei valori derivanti dal conferimento d'azienda del 23 dicembre 1999 operato da AMGA S.p.A.

In data 4 giugno 2014 è stata notificata la richiesta di chiarimenti ai sensi art. 37 bis comma 4 dpr 600/73 per le annualità 2009 - 2010 - 2011 all'avvenuta deduzione della quota di ammortamento dei valori derivanti dal conferimento d'azienda del 23 dicembre 1999 operato da AMGA S.p.A. ampiamente illustrato nel bilancio al 31 dicembre 2013.

La società ha provveduto in data 1 agosto 2014 a presentare le proprie memorie difensive coerentemente con quanto indicato con riferimento alle annualità già oggetto di avviso di accertamento.

E' altamente probabile che l'Agenzia provvederà entro la fine dell'esercizio corrente / primi mesi dell'anno 2015 in seguito a notificare gli avvisi di accertamento per le annualità sopra indicate.

La passività potenziale relativa a tali annualità è illustrata nel proseguo.

La Società, anche alla luce del parere rilasciato dai consulenti fiscali che l'assistono, ritiene che il rischio derivante dal contenzioso sia qualificabile come passività potenziale ai sensi dello IAS 37, trattandosi di un onere possibile ma non probabile: di conseguenza, coerentemente con le indicazioni del principio contabile di riferimento, se ne è data evidenza nelle note esplicative via via redatte, senza costituire alcun accantonamento. Tale giudizio si fonda sulla convinzione che sia probabile che la Società non debba sostenere alcun onere a fronte di tale obbligazione, considerando solide le ragioni difensive fatte valere in sede contenziosa.

L'esame delle motivazioni della sentenza di primo grado, compiuto anche con il supporto dei consulenti legali della società, non ha portato a rivedere il giudizio probabilistico sopra formulato: esse appaiono infatti viziate sul piano logico e giuridico, e si ritiene che la decisione sarà riformata nei successivi gradi di giudizio. È stato pertanto dato mandato ai legali di predisporre l'atto di appello, che è stato depositato nei termini.

Allo stato attuale del contraddittorio, per le ragioni sopra indicate - adeguatamente motivate negli atti prodotti in sede di contenzioso - e sulla base delle motivazioni delle sentenze di primo grado, che hanno giustificato la proposizione dell'appello, la Società ritiene che si addiverrà all'accoglimento integrale del ricorso ed all'annullamento degli avvisi di accertamento.

La Società pertanto non ritiene di dover effettuare uno specifico accantonamento, non essendo probabile l'impiego di risorse economiche a saldo delle pretese erariali.

Ai sensi del paragrafo 86 dello IAS 37, si forniscono le seguenti informazioni relative alla passività potenziale in commento:

a) qualora si dovesse consolidare l'orientamento risultante dalle sentenze sopra richiamate, si dovrebbero considerare indeducibili per la Società, per tutti gli anni ancora aperti ai fini delle imposte sui redditi, tutti gli ammortamenti calcolati da Mediterranea delle Acque S.p.A. sulla plusvalenza contabile realizzata in occasione dei conferimenti da AMGA S.p.A., ed a suo tempo non assoggettata ad imposta in capo a quest'ultima, pari a circa 93 milioni di euro. Ciò comporterebbe un onere complessivo per imposte e interessi pari a circa 32,7 milioni di euro, di cui circa 0,6 milioni di euro per maggiori imposte di competenza del primo semestre 2014.

b) quand'anche l'evoluzione fosse avversa, non è possibile stabilire quale sarà il momento in cui si consoliderà l'orientamento sfavorevole alla Società e quando si renderanno dovute le somme sopra indicate (anche tenendo conto delle dinamiche proprie della Riscossione tributaria, che pur in pendenza di giudizio dispongono la corresponsione provvisoria di una parte dell'imposta accertata in caso di soccombenza);

c) la probabilità che occorrerà impiegare risorse atte a produrre benefici economici per adempiere all'obbligazione tributaria è considerata dalla Società meramente possibile.

Verifica fiscale Iren S.p.A.

In data 24 luglio 2014 la Direzione Provinciale dell'Agenzia delle Entrate di Reggio Emilia ha notificato alla società IREN S.p.A. un Processo Verbale di Constatazione in tema di imposte dirette ed IVA, che la società sta esaminando con il supporto dei propri consulenti. Dalle analisi sinora effettuate non sussisterebbero gli elementi per aderire al Verbale in quanto sono emersi validi motivi di contestazione di quanto verbalizzato e le ipotesi di rilievo sono da ritenersi possibili e solo in parte probabili. Inoltre, anche in considerazione delle valutazioni in corso, l'impatto delle ipotesi di rilievo da qualificarsi probabile non è al momento quantificabile.

X. INFORMATIVA PER SETTORI DI ATTIVITA'

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 ATTIVITA'

Il Gruppo Iren opera nei seguenti settori di attività:

- Generazione e Teleriscaldamento (Produzione Idroelettrica, Cogenerazione elettrica e calore, Reti di Teleriscaldamento)
- Mercato (Vendita energia elettrica, gas, calore)
- Infrastrutture Energetiche (Reti di distribuzione dell'energia elettrica, Reti di distribuzione del gas)
- Servizio Idrico Integrato (Vendita e distribuzione acqua, depurazione e fognatura)
- Ambiente (Raccolta e Smaltimento rifiuti)
- Altri servizi (Telecomunicazioni, Illuminazione Pubblica, Servizi global service 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 (area Nord-Ovest).

Nei prospetti seguenti vengono esposti il capitale investito netto comparato ai valori al 31.12.2013 e i conti economici (fino al risultato operativo) per settore di attività, raffrontati ai dati del 1° semestre 2013 riesposti al fine di tener conto del deconsolidamento delle attività relative alle società AES Torino, OLT, SAP e Iren Rinnovabili precedentemente consolidate con il metodo proporzionale ed ora valutate secondo il metodo del Patrimonio Netto.

Situazione patrimoniale riclassificata per settori di attività al 30 giugno 2014

milioni di euro

	Generazione e TLR	Mercato	Infrastrutture energetiche	Ciclo idrico	Ambiente	Altri servizi	Non Allocabili	Totale
Capitale immobilizzato	1.780	56	860	952	345	27	295	4.315
Capitale circolante netto	44	81	-85	113	-4	19	14	182
Altre attività e passività non correnti	-79	33	-60	-283	-60	-14	-20	-483
Capitale investito netto (CIN)	1.745	170	715	782	281	32	289	4.014
Patrimonio netto								1.976
Posizione Finanziaria netta								2.038
Mezzi propri ed indebitamento finanziario netto								4.014

Situazione patrimoniale riclassificata per settori di attività al 31 dicembre 2013

milioni di euro

	Generazione e TLR	Mercato	Infrastrutture energetiche	Ciclo idrico	Ambiente	Altri servizi	Non Allocabili	Totale
Capitale immobilizzato	1.820	55	850	951	335	29	286	4.326
Capitale circolante netto	128	20	-56	86	-31	-11	7	143
Altre attività e passività non correnti	-94	36	-61	-272	-50	-14	-18	-473
Capitale investito netto (CIN)	1.854	111	733	765	254	4	275	3.996
Patrimonio netto								1.989
Posizione Finanziaria netta								2.007
Mezzi propri ed indebitamento finanziario netto								3.996

Conto Economico per settori di attività al 30 giugno 2014

milioni di euro

	Generazione e TLR	Mercato	Infrastrutture energetiche	Ciclo idrico	Ambiente	Altri servizi	Elisioni e rettifiche	Totale
Totali ricavi e proventi	413	1.299	161	222	115	59	-749	1.520
Totale costi operativi	-341	-1.251	-91	-138	-88	-36	749	-1.196
Margine Operativo Lordo (EBITDA)	72	48	70	84	27	23	-	324
Amm.ti, acc.ti netti e svalutazioni	-36	-20	-21	-35	-17	-3	-	-132
Risultato operativo (EBIT)	36	28	49	49	11	20	-	192

Conto Economico per settori di attività al 30 giugno 2013

milioni di euro

	Generazione e TLR	Mercato	Infrastrutture energetiche	Ciclo idrico	Ambiente	Altri servizi	Elisioni e rettifiche	Totale
Totali ricavi e proventi	492	1.681	160	204	106	44	-899	1.788
Totale costi operativi	-381	-1.613	-84	-144	-89	-42	899	-1.453
Margine Operativo Lordo (EBITDA)	111	68	76	60	17	2	-	335
Amm.ti, acc.ti netti e svalutazioni	-26	-24	-23	-32	-11	-3	-	-119
Risultato operativo (EBIT)	85	44	53	28	6	-1	-	215

I dati comparativi del primo semestre 2013 sono stati riclassificati per esporre nella voce "Accantonamenti", coerentemente con quanto fatto nell'esercizio 2013, l'adeguamento del fondo ripristino beni di terzi, precedentemente classificato nella voce "Oneri finanziari" (6,8 milioni di euro).

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 Acqua Gas S.p.A.	Genova	Euro	386.963.511	100,00	Iren
Iren Ambiente Holding S.p.A.	Piacenza	Euro	1.000.000	100,00	Iren
Iren Ambiente S.p.A.	Piacenza	Euro	63.622.002	100,00	Iren
Iren Emilia S.p.A.	Reggio Emilia	Euro	196.832.103	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
AEM Torino Distribuzione S.p.A.	Torino	Euro	126.127.156	100,00	Iren Energia
AGA S.p.A.	Genova	Euro	11.000.000	99,64	Iren Emilia
AMIAT V. S.p.A.	Torino	Euro	1.000.000	93,0592	Iren Emilia
				0,0008	Iren
Bonifica Autocisterne	Piacenza	Euro	595.000	51,00	Iren Ambiente Holding
CAE Amga Energia S.p.A.	Genova	Euro	10.000.000	100,00	Iren Mercato
Climatel S.r.l.	Savona	Euro	10.000	100,00	O.C.Clim
Consorzio GPO	Genova	Euro	20.197.260	62,35	Iren Emilia
Eniatel S.p.A.	Piacenza	Euro	500.000	100,00	Iren Emilia
GEA Commerciale S.p.A.	Grosseto	Euro	340.910	100,00	Iren Mercato
Genova Reti Gas S.r.l.	Genova	Euro	1.500.000	100,00	Iren Acqua Gas
Idrotigullio S.p.A.	Chiavari (GE)	Euro	979.000	66,55	Mediterranea delle Acque
Immobiliare delle Fabbriche S.r.l.	Genova	Euro	90.000	100,00	Mediterranea delle Acque
Iren Servizi e Innovazione S.p.A. (già Iride Servizi S.p.A.) (*)	Torino	Euro	52.242.791	93,78	Iren Energia
				6,22	Iren Emilia
Laboratori Iren Acqua Gas S.p.A.	Genova	Euro	2.000.000	90,89	Iren Acqua Gas
Mediterranea delle Acque S.p.A.	Genova	Euro	19.203.411	60,00	Iren Acqua Gas
Monte Querce	Reggio Emilia	Euro	100.000	60,00	Iren Ambiente
Nichelino Energia S.r.l.	Torino	Euro	8.500.000	67,00	Iren Energia
				33,00	AES Torino
O.C.Clim S.r.l.	Savona	Euro	100.000	100,00	CAE Amga Energia
Tecnoborgo S.p.A.	Piacenza	Euro	10.379.640	99,50	Iren Ambiente
				0,50	Iren

(*) In data 14 febbraio 2014, a seguito dell'iscrizione nel Registro delle Imprese di Torino, la società ha cambiato denominazione sociale in "Iren Servizi e Innovazione S.p.A."

ELENCO DELLE IMPRESE VALUTATE CON IL METODO DEL PATRIMONIO NETTO

Società	Sede	Valuta	Capitale sociale	% possesso	Società partecipante
AES Torino S.p.A.	Torino	Euro	110.500.000	51,00	Iren Energia
IREN Rinnovabili (Gruppo)	Reggio Emilia	Euro	285.721	70,00	Iren Ambiente Holding
Olt Offshore Toscana LNG S.p.A.	Milano	Euro	145.750.700	41,71	Iren Mercato
Società Acque Potabili (Gruppo)	Torino	Euro	3.600.295	30,86	Iren Acqua Gas
Sviluppo Idrico s.r.l.	Torino	Euro	50.000	50,00	Iren Acqua Gas
A2A Alfa S.r.l.	Milano	Euro	100.000	30,00	Iren Mercato
Aciam S.p.A. (*)	Avezzano	Euro	258.743	29,09	Iren Ambiente Holding
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	Iren Emilia
Acquaenna S.c.p.a.	Enna	Euro	3.000.000	46,00	Iren Acqua Gas
Aguas de San Pedro	S.Pedro Sula (Honduras)	Lempiras	159.900	30,00	Iren Acqua Gas
Aiga S.p.A.	Ventimiglia	Euro	104.000	49,00	Iren Acqua Gas
Amat S.p.A.	Imperia	Euro	5.435.372	48,00	Iren Acqua Gas
AMIAT S.p.A.	Torino	Euro	46.326.462	49,00	AMIAT V. S.p.A.
Amter S.p.A.	Cogoleto	Euro	404.263	49,00	Mediterranea delle Acque
ASA S.p.A.	Livorno	Euro	28.613.414	40,00	AGA
ASTEA	Recanati	Euro	76.115.676	21,32	Consorzio GPO
Atena S.p.A.	Vercelli	Euro	8.203.255	40,00	Iren Emilia
Domus Acqua S.r.l.	Domusnovas	Euro	96.000	29,00	Iren Acqua Gas
Fata Morgana S.p.A. (**)	Reggio Calabria	Euro	1.402.381	25,00	Iren Emilia
Fin Gas srl	Milano	Euro	10.000	50,00	Iren Mercato
GICA s.a.	Lugano	CHF	4.000.000	24,99	Iren Mercato
Global Service Parma	Parma	Euro	20.000	30,00	Iren Emilia
Il Tempio S.r.l.	Reggio Emilia	Euro	110.000	45,50	Iren Emilia
Iniziative Ambientali S.r.l.	Novellara	Euro	100.000	40,00	Iren Ambiente Holding
Mestni Plinovodi	Koper (Slovenia)	Euro	15.952.479	49,88	Iren Acqua Gas
Mondo Acqua	Mondovi	Euro	1.100.000	38,50	Iren Acqua Gas
Piana Ambiente S.p.A. (**)	Gioia Tauro	Euro	1.719.322	25,00	Iren Emilia
Plurigas (***)	Milano	Euro	800.000	30,00	Iren
Rio Riazzone S.p.A.	Reggio Emilia	Euro	103.292	44,00	Iren Ambiente Holding
S.M.A.G.	Genova	Euro	20.000	30,00	Iren Acqua Gas
Salerno Energia Vendite	Salerno	Euro	2.447.526	39,40	GEA Commerciale
Sea Power & Fuel S.r.l.	Genova	Euro	10.000	50,00	Iren Mercato
Sinergie Italiane S.r.l. (***)	Milano	Euro	1.000.000	30,94	Iren Mercato
So. Sel. S.p.A.	Modena	Euro	240.240	24,00	Iren Emilia
Tirana Acque (***)	Genova	Euro	95.000	50,00	Iren Acqua Gas
TRM V. S.p.A.	Torino	Euro	1.000.000	48,70	Iren
				0,10	Iren Ambiente
				0,10	Iren Emilia
				0,10	Iren Energia
Valle Dora Energia Srl	Torino	Euro	537.582	49,00	Iren Energia
VEA Energia e Ambiente	Pietra Santa	Euro	96.000	37,00	Iren Mercato

(*) società classificata tra le attività destinate ad essere cedute

(**) società in liquidazione classificata tra le attività destinate ad essere cedute

(***) società in liquidazione

ELENCO DELLE PARTECIPAZIONI IN ALTRE IMPRESE

Società	Sede	Valuta	Capitale sociale	% possesso	Società partecipante
Acque Potabili Siciliane	Palermo	Euro	5.000.000	56,77 9,83	Società Acque Potabili Mediterranea delle Acque
Astea Energia	Osimo (AN)	Euro	117.640	6,00	Iren Mercato
Atena Patrimonio	Vercelli	Euro	73.829.295	14,65	Iren Emilia
ATO2 Acque	Biella	Euro	48.000	12,50	Iren Acqua Gas
Autostrade Centro Padane	Cremona	Euro	30.000.000	1,46	Iren Emilia
BT ENIA Telecomunicazioni	Parma	Euro	4.226.000	12,01	Iren Emilia
C.R.P.A. S.p.A.	Reggio Emilia	Euro	1.851.350	5,40	Iren Emilia
Consorzio L.E.A.P.	Piacenza	Euro	1.192.079	0,84	Iren Ambiente Holding
Consorzio Topix	Torino	Euro	1.685.000	0,30	Iren Energia
Cosme Srl	Genova	Euro	320.000	1,00	Iren Acqua Gas
CSP Scrl	Torino	Euro	641.000	6,10	Iren Energia
Energia Italiana S.p.A.	Milano	Euro	26.050.000	11,00	Iren Energia
Environment Park S.p.A.	Torino	Euro	11.406.780	3,39	Iren Energia
Nord Ovest Servizi	Torino	Euro	7.800.000	10,00	Iren Acqua Gas
RE Innovazione	Reggio Emilia	Euro	882.872	0,87	Iren Ambiente Holding
Rupe S.p.A.	Genova	Euro	3.057.898	0,39	Immobiliare delle Fabbriche
S.D.B. S.p.A.	Torino	Euro	536.000	1,00	Iren Servizi e Innovazione (già Iride Servizi)
Stadio Albaro	Genova	Euro	1.230.000	2,00	CAE Amga Energia
T.I.C.A.S.S.	Genova	Euro	98.000	4,08	Iren Acqua Gas
TLR V. S.p.A.	Torino	Euro	120.000	99,996 0,001 0,001 0,001	Iren Energia Iren Iren Ambiente Iren Emilia
Valfontanabuona Sport S.r.l. (*)	Genova	Euro	45.250	51,000	O.C.Clim S.r.l.

(*) partecipazione destinata alla vendita

**RICONCILIAZIONE PROSPETTI DI BILANCIO IAS/IFRS CON I PROSPETTI DI BILANCIO
RICLASSIFICATI (Comunicazione Consob n. 6064293 del 26 luglio 2006)**

migliaia di euro

	SP IAS/IFRS		SP RICLASSIFICATO
Attività materiali	2.558.287		
Investimenti immobiliari	14.495		
Attività immateriali	1.181.377		
Avviamento	124.407		
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	421.260		
Altre partecipazioni	15.565		
Totale (A)	4.315.391	Attivo Immobilizzato (A)	4.315.391
Altre attività non correnti	45.259		
Debiti vari e altre passività non correnti	(194.154)		
Totale (B)	(148.895)	Altre attività (Passività) non correnti (B)	(148.895)
Rimanenze	81.485		
Crediti commerciali	869.504		
Crediti per imposte correnti	1.575		
Crediti vari e altre attività correnti	224.126		
Debiti commerciali	(714.802)		
Debiti vari e altre passività correnti	(202.902)		
Debiti per imposte correnti	(77.164)		
Totale (C)	181.822	Capitale circolante netto (C)	181.822
Attività per imposte anticipate	308.277		
Passività per imposte differite	(170.382)		
Totale (D)	137.895	Attività (Passività) per imposte differite (D)	137.895
Benefici ai dipendenti	(113.593)		
Fondi per rischi ed oneri	(246.960)		
Fondi per rischi ed oneri quota corrente	(112.535)		
Totale (E)	(473.088)	Fondi e Benefici ai dipendenti (E)	(473.088)
Attività destinate ad essere cedute	491		
Passività correlate ad attività destinate ad essere cedute	-		
Totale (F)	491	Attività (Passività) destinate a essere cedute (F)	491
		Capitale investito netto (G=A+B+C+D+E+F)	4.013.616
Patrimonio Netto (H)	1.975.985	Patrimonio Netto (H)	1.975.985
Attività finanziarie non correnti	(55.808)		
Passività finanziarie non correnti	1.872.446		
Totale (I)	1.816.638	Indeb. finanziario a medio e lungo termine (I)	1.816.638
Attività finanziarie correnti	(720.731)		
Cassa e altre disponibilità liquide equivalenti	(26.710)		
Passività finanziarie correnti	968.434		
Totale (L)	220.993	Indeb. finanziario a breve termine (L)	220.993
		Indebitamento finanziario netto (M=I+L)	2.037.631
		Mezzi propri e indeb. finanziario netto (H+M)	4.013.616

DETTAGLIO RAPPORTI CON PARTI CORRELATE

migliaia di euro

	Crediti Commerciali	Crediti Finanziari e Disponibilità liquide	Crediti di altra natura	Debiti Commerciali	Debiti Finanziari
SOCI PARTI CORRELATE					
Comune Genova	8.241	68	-	3.950	220
Comune Parma	19.493	-	-	974	12
Comune Piacenza	3.571	-	-	430	4
Comune Reggio Emilia	5.933	-	-	2.945	8
Comune Torino	40.922	80.413	-	1.865	-
Finanziaria Sviluppo Utilities	48	-	2.759	-	-
Gruppo Intesa Sanpaolo	-	2.550	-	-	248.983
JOINT VENTURES					
AES Torino	4.203	210.693	7.848	24.799	12
OLT Offshore LNG	958	416.500	-	-	-
Società Acque Potabili	19.089	-	-	2.357	-
Acquedotto Savona	15	-	-	-	-
Acquedotto Monferrato	3	-	-	-	-
ENiA Solaris	4	18.841	-	-	-
Iren Rinnovabili S.p.A.	308	5.142	-	179	1.320
Greensource	67	4.597	-	36	-
Sviluppo idrico	-	7.573	-	-	-
SOCIETA' COLLEGATE					
Aciam S.p.A.	303	532	-	-	-
Acos Energia S.p.A.	894	-	-	(6)	-
Acos S.p.A.	14	246	-	-	-
Acquaenna S.c.p.a.	3.460	299	-	384	-
Aiga S.p.A.	166	466	-	-	-
Amat S.p.A.	48	-	-	5	-
AMIAT S.p.A.	168	1.846	-	-	-
Amter S.p.A.	2.247	58	-	310	-
ASA S.p.A.	8.210	6.614	-	1.765	-
ASTEA	-	827	-	-	-
Atena S.p.A.	137	217	-	14	-
Domus Acqua S.r.l.	35	-	-	-	-
Fondo Core Multiutilities	-	-	-	-	-
GICA s.a.	-	572	-	-	-
Global Service Parma	5.311	-	-	2.540	-
Il Tempio S.r.l.	-	310	-	-	-
Mondo Acqua	330	-	-	-	-
Piana Ambiente S.p.A.	62	-	-	-	-
Plurigas in liquidazione S.p.A.	6	3.000	-	(682)	-
S.M.A.G. srl	85	-	-	1.073	-
Salerno Energia Vendite	3.126	-	-	185	-
Sinergie Italiane S.r.l.	21	-	11.040	7.576	-
So. Sel. S.p.A.	7	17	-	2.111	-
TRM V.	417	-	-	-	-
Valle Dora Energia Srl	6	-	-	-	164
ALTRE PARTI CORRELATE					
Agac Infrastrutture	-	-	-	600	-
Parma Infrastrutture	17.679	-	-	1.531	-
Piacenza Infrastrutture	-	-	-	697	-
Sportingenova S.p.A.	3.265	-	-	-	-
TOTALE	148.852	761.381	21.647	55.638	250.723

migliaia di euro

	Debiti di altra natura	Ricavi e proventi	Costi e altri oneri	Proventi finanziari	Oneri finanziari
SOCI PARTI CORRELATE					
Comune Genova	-	5.181	1.500	-	-
Comune Parma	222	17.277	577	-	-
Comune Piacenza	-	8.329	437	-	-
Comune Reggio Emilia	-	14.999	451	-	-
Comune Torino	233	21.620	1.464	783	-
Finanziaria Sviluppo Utilities	-	14	-	-	-
Gruppo Intesa Sanpaolo	-	-	380	2	3.858
JOINT VENTURES					
AES Torino	363	1.728	51.456	557	12
OLT Offshore LNG	-	288	-	8.341	-
Società Acque Potabili	-	2.972	615	-	-
Acquedotto Savona	-	77	6	-	-
Acquedotto Monferrato	-	3	-	-	-
ENiA Solaris	11	13	-	394	-
Iren Rinnovabili S.p.A.	3	312	198	193	-
Greensource	-	130	33	97	-
Sviluppo idrico	-	-	-	-	-
SOCIETA' COLLEGATE					
Aciam S.p.A.	-	73	-	5	-
Acos Energia S.p.A.	-	7.068	-	-	-
Acos S.p.A.	-	24	-	-	-
Acquaenna S.c.p.a.	-	18	-	10	-
Aiga S.p.A.	-	9	-	6	-
Amat S.p.A.	-	83	7	-	-
AMIAT S.p.A.	-	149	2	-	-
Amter S.p.A.	-	1.166	289	-	-
ASA S.p.A.	-	287	34	-	-
ASTEA	-	(230)	-	320	-
Atena S.p.A.	-	134	6	-	-
Domus Acqua S.r.l.	-	-	-	-	-
Fondo Core Multiutilities	-	-	-	707	-
GICA s.a.	-	-	-	-	-
Global Service Parma	-	1.744	-	-	-
Il Tempio S.r.l.	-	-	-	1	-
Mondo Acqua	-	264	-	-	-
Piana Ambiente S.p.A.	-	-	-	-	-
Plurigas in liquidazione S.p.A.	-	-	1.347	-	-
S.M.A.G. srl	-	5	1.298	-	-
Salerno Energia Vendite	-	11.748	-	-	-
Sinergie Italiane S.r.l.	-	43	49.852	-	-
So. Sel. S.p.A.	-	4	2.182	-	-
TRM V.	-	189	1	-	-
Valle Dora Energia Srl	-	3	52	-	-
ALTRE PARTI CORRELATE					
Agac Infrastrutture	-	-	3.450	-	-
Parma Infrastrutture	-	4.052	1.188	(80)	-
Piacenza Infrastrutture	-	-	571	-	-
Sportingenova S.p.A.	-	-	-	-	-
TOTALE	832	99.776	117.396	11.336	3.870

ATTESTAZIONE DEL BILANCIO SEMESTRALE ABBREVIATO AI SENSI DELL'ART. 154-BIS DEL D.LGS. 58/1998

1. I sottoscritti Nicola De Sanctis, Amministratore Delegato, e Massimo Levrino, Direttore Amministrazione e Finanza 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 2014.

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.

28 agosto 2014

L'Amministratore Delegato

Ing. Nicola De Sanctis

Il Direttore Amministrazione e Finanza
e Dirigente Preposto L. 262/05

Dr. Massimo Levrino

**RELAZIONE DELLA SOCIETÀ DI REVISIONE SULLA REVISIONE CONTABILE
LIMITATA DEL BILANCIO SEMESTRALE ABBREVIATO CONSOLIDATO**

Agli Azionisti della
Iren SpA

- 1 Abbiamo effettuato la revisione contabile limitata del bilancio semestrale abbreviato consolidato costituito dai prospetti della situazione patrimoniale-finanziaria, del conto economico, delle altre componenti di conto economico complessivo, delle variazioni delle voci di patrimonio netto, del rendiconto finanziario e dalle relative note esplicative della Iren SpA e controllate (il "Gruppo Iren") al 30 giugno 2014. La responsabilità della redazione del bilancio semestrale abbreviato consolidato in conformità al principio contabile internazionale applicabile per l'informativa finanziaria infrannuale (IAS 34) adottato dall'Unione Europea, compete agli Amministratori della Iren SpA. E' nostra la responsabilità della redazione della presente relazione in base alla revisione contabile limitata svolta.
- 2 Il nostro esame 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 è consistita principalmente nella raccolta d'informazioni sulle poste del bilancio semestrale abbreviato consolidato e sull'omogeneità dei criteri di valutazione, tramite colloqui con la direzione della società, e nello svolgimento di analisi di bilancio sui dati contenuti nel predetto bilancio consolidato. La revisione contabile limitata ha escluso procedure di revisione quali sondaggi di conformità e verifiche o procedure di validità delle attività e delle passività ed ha comportato un'estensione di lavoro significativamente inferiore a quella di una revisione contabile completa svolta secondo gli statuiti principi di revisione. Di conseguenza, diversamente da quanto previsto per il bilancio consolidato di fine esercizio, non esprimiamo un giudizio professionale di revisione sul bilancio semestrale abbreviato consolidato.

Il bilancio semestrale abbreviato consolidato presenta ai fini comparativi i dati relativi al bilancio consolidato dell'esercizio precedente ed al bilancio semestrale abbreviato consolidato dell'anno precedente. Come indicato nelle note illustrative, gli amministratori hanno riesposto alcuni dati comparativi relativi al bilancio consolidato dell'esercizio precedente ed al bilancio semestrale abbreviato consolidato dell'anno precedente, rispetto ai dati precedentemente presentati e da noi assoggettati a revisione contabile ed a revisione contabile limitata, sui quali avevamo emesso le relazioni rispettivamente in data 18 aprile 2014 e in data 29 agosto 2013. Le modalità di rideterminazione dei dati comparativi e la relativa informativa presentata nelle note illustrative sono state da noi esaminate ai fini dell'emissione della presente relazione sul bilancio semestrale abbreviato consolidato al 30 giugno 2014.

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** 70124 Via Don Luigi Guanella 17 Tel. 0805640211 - **Bologna** 40126 Via Angelo Finelli 8 Tel. 0516186211 - **Brescia** 25123 Via Borgo Pietro Wuhrer 23 Tel. 0303697501 - **Catania** 95129 Corso Italia 302 Tel. 0957532311 - **Firenze** 50121 Viale Gramsci 15 Tel. 0552482811 - **Genova** 16121 Piazza Dante 7 Tel. 01029041 - **Napoli** 80121 Piazza dei Martiri 58 Tel. 08136181 - **Padova** 35138 Via Vicenza 4 Tel. 049873481 - **Palermo** 90141 Via Marchese Ugo 60 Tel. 091349737 - **Parma** 43100 Viale Tanara 20/A Tel. 0521275911 - **Roma** 00154 Largo Fochetti 29 Tel. 06570251 - **Torino** 10122 Corso Palestro 10 Tel. 011556771 - **Trento** 38122 Via Grazioli 73 Tel. 0461237004 - **Treviso** 31100 Viale Felissent 90 Tel. 0422696911 - **Trieste** 34125 Via Cesare Battisti 18 Tel. 0403480781 - **Udine** 33100 Via Poscolle 43 Tel. 043225789 - **Verona** 37135 Via Francia 21/C Tel. 0458263001



- 3 Sulla base di quanto svolto, non sono pervenuti alla nostra attenzione elementi che ci facciano ritenere che il bilancio semestrale abbreviato consolidato del Gruppo Iren al 30 giugno 2014 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, 29 agosto 2014

PricewaterhouseCoopers SpA

A handwritten signature in blue ink that reads 'Piero De Lorenzi'. The signature is fluid and cursive, with a large initial 'P'.

Piero De Lorenzi
(Revisore legale)



Iren S.p.A.
Via Nubi di Magellano, 30
42123 Reggio Emilia - Italy
www.gruppoiren.it

