

Relazione finanziaria
semestrale
al 30 giugno 2012

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

Sommario

Gruppo IREN in cifre	4
Cariche sociali	6
Missione e valori del Gruppo Iren	7
RELAZIONE SULLA GESTIONE	8
Il Gruppo IREN: l'assetto societario	9
Informazioni sul titolo Iren nel primo semestre 2012	15
Dati operativi	18
Scenario di mercato	21
Fatti di rilievo del periodo	27
Situazione economica, patrimoniale e finanziaria del Gruppo IREN	28
Situazione economica	28
Analisi per settori di attività	32
Situazione patrimoniale	41
Situazione Finanziaria	42
Fatti di rilievo intervenuti dopo la chiusura dell'esercizio ed evoluzione prevedibile della gestione	44
Quadro normativo	45
Gestione Finanziaria	59
Rapporti con Parti Correlate	61
Organizzazione	61
Sistemi informativi	61
Risk Management	62
Ricerca e sviluppo	68
Personale	73
Qualità, Ambiente e Sicurezza	74
Iren e la Sostenibilità	77
BILANCIO SEMESTRALE ABBREVIATO CONSOLIDATO E NOTE ESPLICATIVE	79
Prospetto della situazione patrimoniale - finanziaria	80
Prospetto di conto economico	82
Prospetto delle altre componenti di conto economico complessivo	83
Prospetto delle variazioni delle voci di patrimonio netto	84
Rendiconto finanziario	86
Note esplicative	87
I. Contenuto e forma del bilancio consolidato	88
II. Variazione area di consolidamento rispetto al 31 dicembre 2011	90
III. Risk management	91
IV. Informativa sui rapporti con parti correlate	100
V. Fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura del periodo	105
VI. Altre informazioni	106
VII. Informazioni sulla situazione patrimoniale - finanziaria	107
VIII. Informazioni sul conto economico	137
IX. Garanzie e passività potenziali	146
X. Informativa per settori di attività	149
XI. Allegati al bilancio consolidato	152
Attestazione del bilancio semestrale abbreviato ai sensi dell'art. 154-bis del D.LGS. 58/1998	160
Relazione della società di revisione sulla revisione contabile limitata del bilancio consolidato semestrale abbreviato	161

GRUPPO IREN IN CIFRE

	Primo semestre 2012	Primo semestre 2011	Variaz. %
Dati Economici (milioni di euro)			
Ricavi	2.267	1.686	34,4
Margine operativo lordo	336	327	2,9
Risultato operativo	195	194	0,6
Risultato prima delle imposte	152	171	(10,8)
Risultato netto di Gruppo e di Terzi	80	100	(19,8)
Dati Patrimoniali (milioni di euro)			
	<i>Al 30/06/2012</i>	<i>Al 31/12/2011</i>	
Capitale investito netto	4.550	4.497	1,2
Patrimonio netto	1.897	1.845	2,8
Posizione finanziaria netta	(2.654)	(2.652)	0,0
Indicatori economico-finanziari			
	<i>Primo semestre 2012</i>	<i>Primo semestre 2011</i>	
MOL/Ricavi	14,83%	19,37%	
Debt/Equity	1,40	1,44	
Dati tecnici e commerciali			
	<i>Primo semestre 2012</i>	<i>Primo semestre 2011</i>	
Energia elettrica venduta (GWh)	8.598	6.782	26,8
Energia termica prodotta (GWh _t)	1.709	1.409	21,3
Volumetria teleriscaldato (mln m ³)	73	66	9,2
Gas venduto (mln m ³)	1.928	1.592	21,1
Acqua distribuita (mln m ³)	89	92	(2,8)
Rifiuti trattati (ton)	468.362	511.835	(8,5)

IREN, multiutility quotata alla Borsa Italiana, è nata il 1° luglio 2010 dall'unione tra IRIDE ed ENIA. 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 oltre che nella gestione degli impianti di produzione calore per il teleriscaldamento in territorio emiliano.

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 7.400 GWh annui, inclusa la quota assicurata da Edipower.

Distribuzione Gas: attraverso 8.800 chilometri di rete Iren serve più di un milione di Clienti.

Distribuzione Energia Elettrica: con oltre 7.400 chilometri di reti in media e bassa tensione il Gruppo distribuisce l'energia elettrica ad oltre 710.000 Clienti a Torino e Parma.

Ciclo idrico integrato: con oltre 14.000 chilometri di reti acquedottistiche, 7.868 km di reti fognarie e 813 impianti di depurazione, Iren fornisce più di 2.400.000 abitanti.

Ciclo ambientale: con 122 stazioni ecologiche attrezzate, 2 termovalorizzatori, 2 discariche, il Gruppo serve 111 comuni per un totale di oltre 1.200.000 abitanti.

Teleriscaldamento: grazie a 759 chilometri di reti interrato di doppia tubazione il Gruppo IREN fornisce il calore ad una volumetria di circa 73 milioni di metri cubi, pari ad una popolazione servita di oltre 550.000 persone.

Vendita gas, energia elettrica e termica: il Gruppo commercializza annualmente più di 3,1 miliardi di metri cubi di gas, più di 12.000 di GWhe di energia elettrica e 2.840 GWht di calore per teleriscaldamento immesso in rete.

CARICHE SOCIALI

Consiglio di Amministrazione

Presidente	Roberto Bazzano ⁽¹⁾
Vice Presidente	Luigi Giuseppe Villani ⁽²⁾
Amministratore Delegato	Roberto Garbati ⁽³⁾
Direttore Generale	Andrea Viero ⁽⁴⁾
Consiglieri	Franco Amato ⁽⁵⁾
	Paolo Cantarella ⁽⁶⁾
	Gianfranco Carbonato ⁽⁷⁾
	Alberto Clò ⁽⁸⁾
	Marco Elefanti ⁽⁹⁾
	Ernesto Lavatelli ⁽¹⁰⁾
	Ettore Rocchi
	Alcide Rosina ⁽¹¹⁾
	Carla Patrizia Ferrari ⁽¹²⁾

Collegio Sindacale

Presidente	Paolo Peveraro
Sindaci effettivi	Anna Maria Fellegara
	Aldo Milanese
Sindaci supplenti	Alessandro Cotto
	Emilio Gatto

Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili e societari

Massimo Levrino

Società di Revisione

PricewaterhouseCoopers S.p.A.

⁽¹⁾ ⁽²⁾ ⁽³⁾ ⁽⁴⁾ Componenti del Comitato Esecutivo

⁽⁵⁾ Componente del Comitato per le Remunerazioni – Componente del Comitato di Controllo interno

⁽⁶⁾ Presidente del Comitato per le Remunerazioni

⁽⁷⁾ Componente dell'Organismo di Vigilanza

⁽⁸⁾ ⁽¹¹⁾ Componente del Comitato di Controllo Interno

⁽⁹⁾ Presidente dell'Organismo di Vigilanza

⁽¹⁰⁾ Componente del Comitato per le Remunerazioni e componente dell'Organismo di Vigilanza

⁽¹²⁾ Cooptata dal Consiglio di Amministrazione in data 18 giugno 2012 a seguito delle dimissioni del Consigliere Enrico Salza, rassegnate in data 22 maggio 2012.

MISSIONE E VALORI DEL GRUPPO IREN

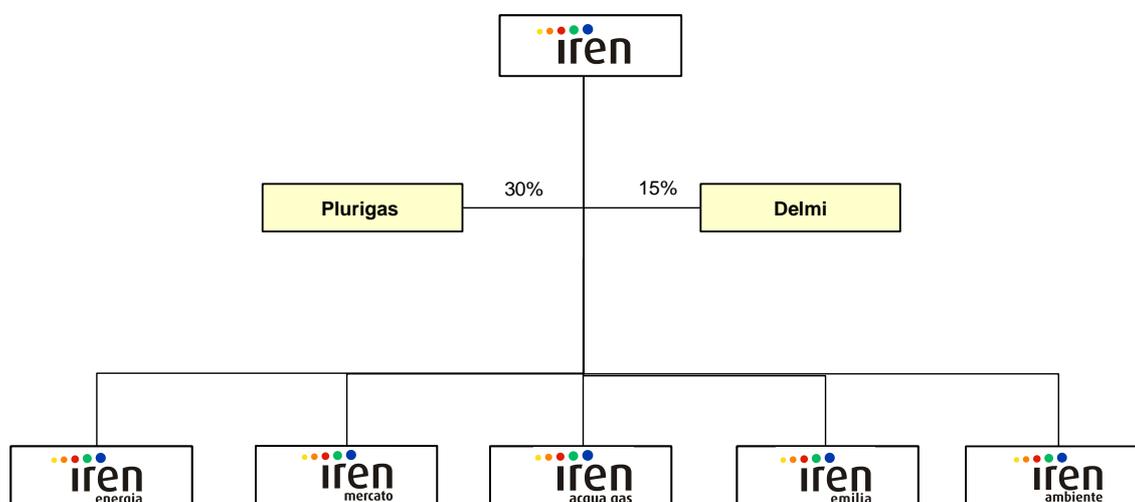
Il Gruppo IREN fa dello sviluppo sostenibile, dell'efficienza energetica e della tutela ambientale, uniti all'innovazione tecnologica e ad una particolare attenzione ai territori in cui opera, i propri caratteri fondamentali.

La salvaguardia dell'ambiente, il contenimento dei consumi energetici, l'innovazione, la promozione dello sviluppo economico e sociale dei territori in cui opera, la soddisfazione dei propri clienti, la creazione di valore per gli azionisti, la valorizzazione e l'accrescimento delle competenze e delle capacità del personale rappresentano precisi valori che il Gruppo IREN vuole perseguire.



Relazione sulla gestione
al 30 giugno 2012

IL GRUPPO IREN: L'ASSETTO SOCIETARIO



Delmi controlla con il 70% del capitale Edipower che è a sua volta partecipata da Iren Energia al 10%

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 2.800 MW di potenza installata, di cui circa 1.900 MW direttamente e circa 900 MW tramite le partecipate Edipower ed Energia Italiana. In particolare, Iren Energia ha la disponibilità di 20 impianti di produzione di energia elettrica: 12 idroelettrici e 8 termoelettrici in cogenerazione, per una potenza complessiva di circa 1.800 MW elettrici 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 2012 è stata pari a circa 1.709 GWh_t, con una volumetria teleriscaldata pari a circa 72 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 2012 l'energia elettrica complessiva distribuita è stata pari a 2.114 GWh, di cui 1.663 GWh nella Città di Torino e 451 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 (controllata al 51% da Iren Energia), che possiede una delle più estese reti di teleriscaldamento a livello nazionale, con circa 463 km di doppia tubazione al 30 giugno 2012. Nel primo semestre 2012 la rete del gas, estesa per 1.330 km, ha servito circa 500.000 clienti finali.

Iren Energia detiene anche la rete di teleriscaldamento di Parma, Reggio Emilia e Piacenza con un'estensione complessiva di circa 312 Km.

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

Servizi agli Enti Locali e Global Service

Iride Servizi fornisce alla città di Torino il servizio di illuminazione pubblica, il servizio semaforico, la gestione degli impianti termici ed elettrici degli edifici comunali, la gestione in Global Service Tecnologico del Palazzo di Giustizia di Torino e del facility management per il Gruppo. Le infrastrutture telematiche e la connettività nelle città di Torino e Genova sono gestite rispettivamente dalle controllate AemNet e SasterNet, quest'ultima ceduta agli inizi del mese di agosto come richiamato al successivo paragrafo V.

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. L'azienda colloca l'energia elettrica direttamente, attraverso le società collegate - dove presenti territorialmente - oppure tramite contratti di agenzia con le società intermedie - per i clienti associati ad alcune categorie di settore e per grandi clienti legati ad alcune Associazioni Industriali.

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.; tramite i contratti di Tolling, Iren Mercato dispone dell'energia derivante dalle centrali di Edipower. Si precisa che fino al 23 maggio 2012 la quota in capo ad Iren Mercato è pari al 10%, mentre dal 24 maggio sale al 23%.

Il gruppo è altresì attivo nella vendita di servizi gestione calore e global service sia a favore di soggetti privati che di enti pubblici. L'attività di sviluppo è stata concentrata sulla filiera dedicata alla gestione degli impianti di climatizzazione degli edifici adibiti a 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 primo semestre 2012 sono stati pari a 1.928 Mmc di cui circa 1.148 Mmc commercializzati a clienti finali esterni al Gruppo, 62 Mmc impiegati nella produzione di energia elettrica tramite i contratti di tolling con Edipower, 675 Mmc impiegati all'interno del Gruppo IREN sia per la produzione di energia elettrica e termica che per la fornitura di servizi calore, mentre 43 Mmc rappresentano le rimanenze di gas in stoccaggio.

Commercializzazione energia elettrica

I volumi commercializzati nel primo semestre 2012, al netto delle perdite di distribuzione, sono risultati pari a 8.598 GWh.

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 5.632 GWh (3.713 GWh nel primo semestre 2011), mentre i volumi impiegati sulla borsa al lordo dell'energia compravenduta sono pari a 2.422 GWh (2.487 GWh nel primo semestre 2011).

Nel primo semestre 2012 le disponibilità interne al Gruppo Iren (Iren Energia), sono aumentate rispetto al corrispondente periodo del 2011 di circa il 9% ed ammontano a 3.438 GWh (3.141 GWh nel primo semestre 2011). I volumi provenienti dal tolling di Edipower ammontano a 451 GWh contro i 684 GWh del primo semestre 2011. Si rileva inoltre il maggior ricorso a fonti esterne quali borsa al lordo dell'energia compravenduta (2.419 GWh contro 2.275 GWh del primo semestre 2011) e grossisti (2.042 GWh contro 248 GWh del primo semestre 2011).

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 a giugno 2012 sono pari a circa 387.000 mentre i volumi complessivamente venduti ammontano a 543 GWh.

Vendita calore tramite rete di teleriscaldamento

Iren Mercato gestisce la vendita del calore ai clienti teleriscaldati del Comune di Genova attraverso il CAE, di Torino, di Nichelino e nelle 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.

A giugno 2012 la volumetria teleriscaldata sul territorio piemontese è pari a circa 51 milioni di metri cubi, corrispondenti a oltre 450.000 abitanti ossia il 40% dei cittadini torinesi, mentre per la parte Emiliana la volumetria teleriscaldata è di circa 18,5 milioni di metri cubi.

Gestione servizi calore

I risultati tengono conto della progressiva chiusura di contratti istituzionali che stanno volgendo alla loro naturale scadenza.

E' inoltre operativo il Contratto con la Regione Liguria relativo alla gestione dei servizi energetici negli ospedali e strutture sanitarie in cui la società, attraverso la struttura di Cae (Global Services) e delle aziende specialistiche Climatel e OCCLIM, è intervenuta nella gestione di alcune rilevanti commesse operative di conduzione e manutenzione. Iren Mercato è il fornitore degli energetici di tale iniziativa. Analoga iniziativa è attiva nella regione Lazio in ATI con A2A.

IREN ACQUA GAS

Servizi Idrici Integrati

La SPL 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 la SPL 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 primo semestre 2012 ha venduto circa 90 Mmc di acqua nelle aree gestite, attraverso una rete di distribuzione di oltre 14.000 km. Per quanto riguarda le acque reflue gestisce una rete fognaria di circa 7.700 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.

Il servizio di distribuzione è inoltre fornito, tramite la società controllata Gea S.p.A., nel bacino di Grosseto.

Iren Acqua Gas tramite le sue controllate ha distribuito gas, nel corso del primo semestre 2012, per complessivi 249 Mmc.

Servizi tecnologici specialistici / ricerca

Attraverso le proprie Divisioni Saster e SasterPipe, Genova Reti Gas s.r.l. 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 5.900 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 1.129.000 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 oltre 122 stazioni ecologiche attrezzate, hanno consentito al bacino servito di ottenere risultati superiori al 59%.

La società, in particolare, effettua la raccolta dei rifiuti urbani, la pulizia delle strade e dei marciapiedi, sgombero della neve, compie la pulizia e 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. 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 12.157 km di rete di acquedotto, 6.673 km di reti fognarie e n. 467 impianti di sollevamento delle acque reflue e 775 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 svolta nelle città di Reggio Emilia, Parma e Piacenza e riguarda una rete complessiva di quasi 312 km con una volumetria complessiva servita pari a 18.453.000 mc. La gestione operativa della rete di distribuzione di energia elettrica è svolta nella città di Parma e riguarda 2.349 km di rete con un numero superiore ai 124.000 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 Reggio Emilia), 1 discarica (Poiatica - Reggio Emilia), 2 impianti di compostaggio (Reggio Emilia). E' in fase di costruzione, con l'obiettivo di attivarlo entro la fine del 2012, il Polo Ambientale Integrato di Parma (PAI), che prevede la realizzazione di un impianto di selezione e termovalorizzazione da rifiuti. In data 12 maggio, data di scadenza della relativa autorizzazione, è cessata come previsto l'attività del termovalorizzatore di Reggio Emilia.

Produzione energia elettrica da fonti rinnovabili

Iren Ambiente è attiva anche nel settore della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili attraverso diversi progetti focalizzati prevalentemente nel settore del fotovoltaico. In tale settore sono stati realizzati impianti in Puglia per 5 MW (attraverso la controllata Enia Solaris), un impianto in copertura di un fabbricato aziendale di potenza pari a 1 MW ed altri 29 minori come potenza installata su sedi aziendali e fabbricati comunali. E' continuato inoltre, attraverso la controllata Iren Rinnovabili S.r.l., l'attività di commercializzazione nel settore del

fotovoltaico con il logo “Raggi & Vantaggi” che ha però subito un forte rallentamento in conseguenza delle modifiche normative approvate e/o in corso di approvazione che hanno ridotto significativamente il livello degli incentivi nel settore.

La predetta controllata è operativa anche nel settore idroelettrico, a seguito della realizzazione ed entrata in esercizio al 30/12/2010 dell’impianto idroelettrico (1 MW) di Fornace (Baiso – provincia di Reggio Emilia), con una produzione e vendita di energia di circa 6.000 MWh nel 2011.

Con riferimento ai progetti nel settore eolico, dopo che nel corso del 2010 sono state completate le rilevazioni anemometriche in zona appenninica, si è avviato l’iter previsto per l’ottenimento dell’autorizzazione alla realizzazione di un campo eolico di 6 MW. Particolare attenzione è stata riservata inoltre allo sviluppo di un modello di business per lo sviluppo di iniziative del settore della produzione di biogas e biometano.

Gestione impianti di teleriscaldamento

Iren Ambiente opera altresì, sulla base di specifici contratti con Iren Energia S.p.A., nel settore del teleriscaldamento attraverso la gestione e manutenzione straordinaria di centrali termiche e impianti di cogenerazione nelle tre province emiliane di Parma, Reggio Emilia e Piacenza.

INFORMAZIONI SUL TITOLO IREN NEL PRIMO SEMESTRE 2012

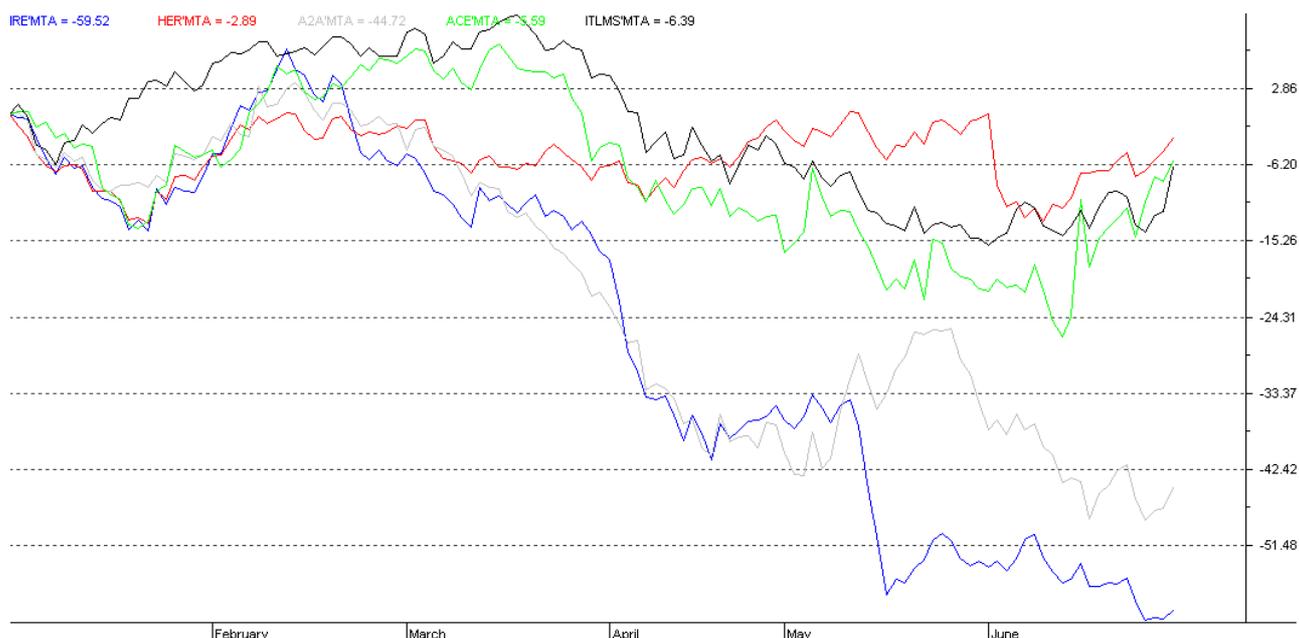
Andamento del titolo IREN in Borsa

Nel corso del primo semestre del 2012 i mercati borsistici, con particolare riferimento a quelli dell'area Euro, hanno continuato a risentire della prolungata congiuntura negativa dello scenario finanziario internazionale acuita dalla crisi finanziaria di alcuni stati sovrani europei tra cui l'Italia che, gravata da un elevato livello di indebitamento e nel rispetto dei parametri di bilancio fissati dalla Comunità Europea, sta persistendo nella politica di rigore fiscale.

Pertanto, le politiche di austerità, l'aumento della pressione fiscale congiuntamente alla carenza di liquidità nei circuiti finanziari hanno contribuito a mantenere un negativo trend di crescita anche dell'economia reale che non mostra ancora un'inversione di tendenza.

In questo contesto, nel corso del primo semestre del 2012 il titolo Iren ha ceduto circa il 59% mentre l'indice All Shares nello stesso periodo è diminuito di circa il 6%.

Ad influenzare l'andamento negativo del titolo Iren, oltre ai suddetti fattori congiunturali a livello macroeconomico, si possono individuare ulteriori fattori specifici tra cui i principali sono l'elevato livello di indebitamento e l'esposizione del portafoglio di attività al mercato della generazione e della vendita di energia in un contesto nazionale caratterizzato da uno scenario di sovraccapacità (accentuato dalla crescita delle fonti rinnovabili), bassi prezzi dell'energia e persistente debolezza della domanda.



Il titolo Iren a fine giugno 2012 si è attestato a 0,31 euro per azione con volumi medi da inizio anno che si sono attestati intorno a 3 milioni di pezzi giornalieri.

Nello stesso periodo il prezzo medio è stato di 0,57 euro per azione avendo toccato il massimo di 0,85 euro per azione il 13 febbraio ed il minimo di 0,30 euro per azione il 28 giugno.

DATI DI BORSA, euro/azione nel primo semestre 2012

Prezzo medio	0,57
Prezzo massimo	0,85
Prezzo minimo	0,30
N. azioni ('000)	1.276.226

Andamento prezzo e volumi del titolo IREN

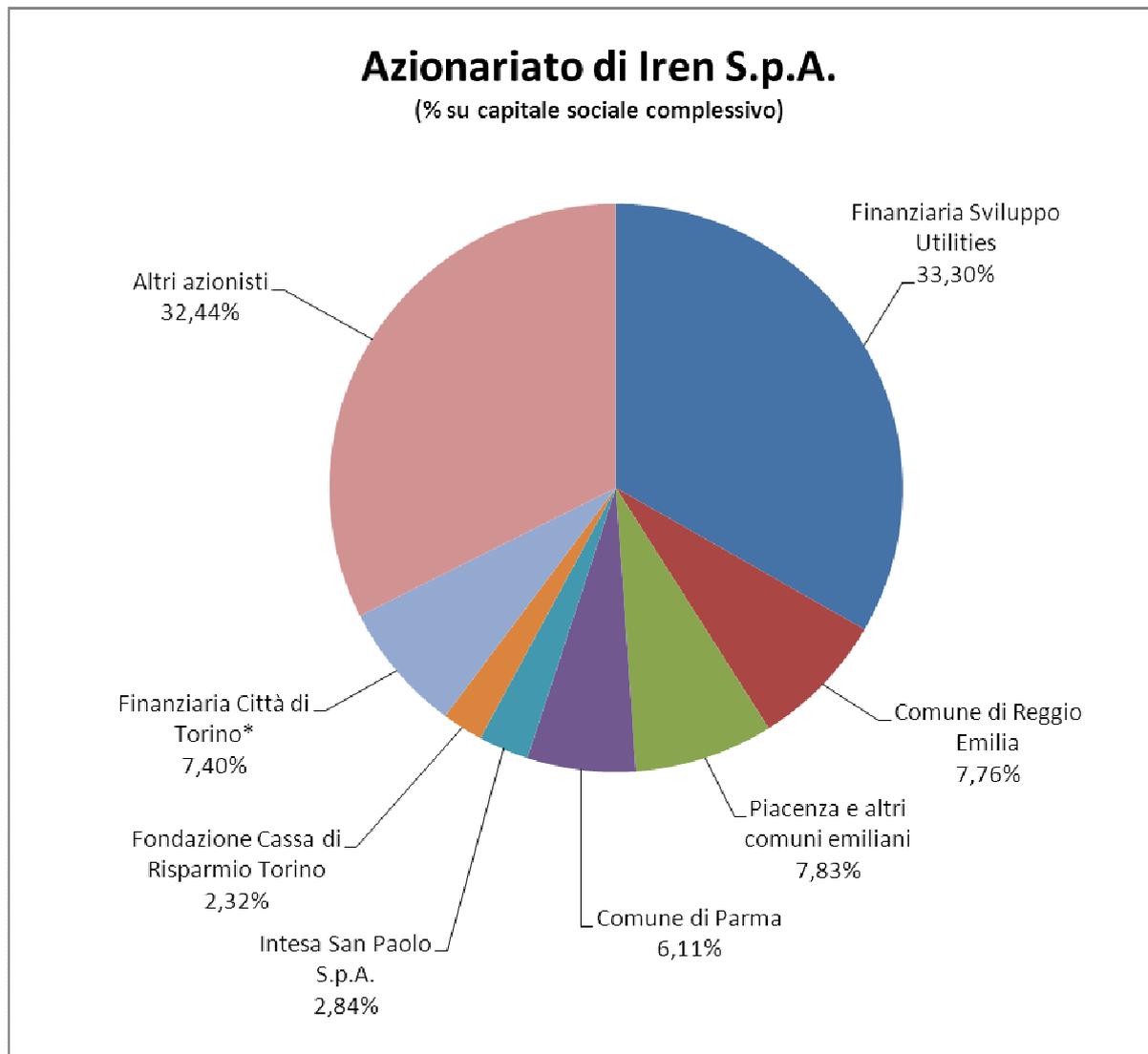


Il coverage del titolo

Il Gruppo IREN è attualmente seguito da undici broker: Banca IMI, Banca Leonardo, Centrobanca, Cheuvreux, Deutsche Bank, Equita, Intermonte, Mediobanca, Banca Akros, Bnp Paribas e Banca Aletti che ha attivato la copertura a febbraio 2012.

Azionariato

Al 30 giugno 2012 sulla base delle informazioni disponibili alla società, l'azionariato di IREN era il seguente:



(*) azioni di risparmio prive di diritto di voto

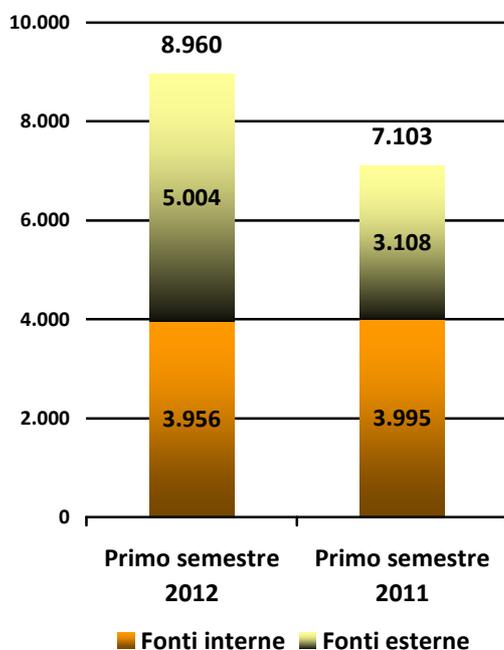
DATI OPERATIVI

Bilancio dell'energia elettrica

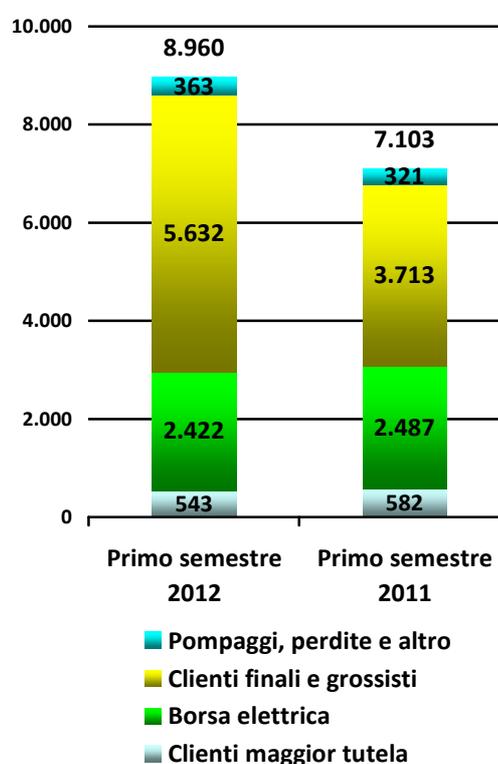
GWh	Primo semestre 2012	Primo semestre 2011	Variaz. %
FONTI			
Produzione lorda	3.956	3.995	(1,0)
<i>a) Termoelettrica</i>	2.895	2.668	8,5
<i>b) Idroelettrica</i>	548	472	16,1
<i>c) Produzione da WTE e Fonti Rinnovabili</i>	63	61	2,9
<i>d) Produzione da impianti Edipower</i>	451	684	(34,1)
<i>e) Produzione da impianti Tirreno Power</i>	-	110	(100)
Acquisto da Acquirente Unico	543	584	(7,1)
Acquisto energia in Borsa Elettrica	2.419	2.275	6,3
Acquisto energia da grossisti	2.042	248	(*)
Totale Fonti	8.960	7.103	26,1
IMPIEGHI			
Vendite a clienti di maggior tutela	543	582	(6,8)
Vendite in Borsa Elettrica	2.422	2.487	(2,6)
Vendite a clienti finali e grossisti	5.632	3.713	51,7
Pompaggi, perdite di distribuzione e altro	363	321	13,0
Totale Impieghi	8.960	7.103	26,1

(*) Variazione superiore al 100%

Composizione Fonti



Composizione Impieghi



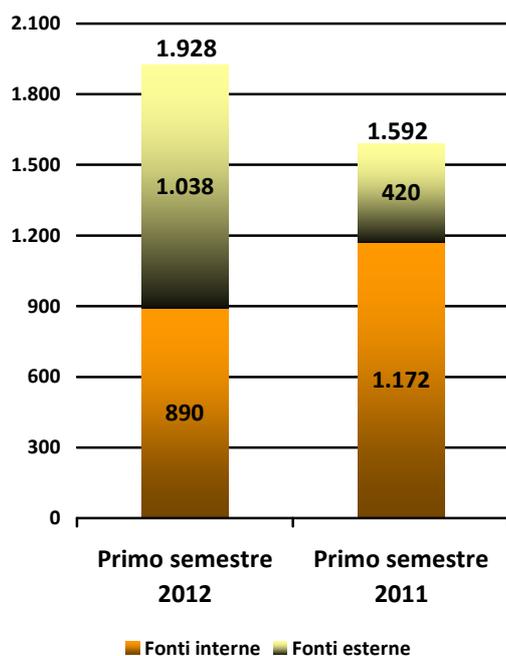
Bilancio del gas

Milioni di metri cubi	Primo semestre 2012	Primo semestre 2011	Variaz. %
FONTI			
Fonti interne	890	1.172	(24,0)
Fonti esterne	1.038	420	(*)
Totale Fonti	1.928	1.592	21,1
IMPIEGHI			
Gas commercializzato dal Gruppo	1.148	888	29,3
Gas destinato ad usi interni (**)	737	704	4,7
Gas in stoccaggio	43	-	n.s
Totale Impieghi	1.928	1.592	21,1

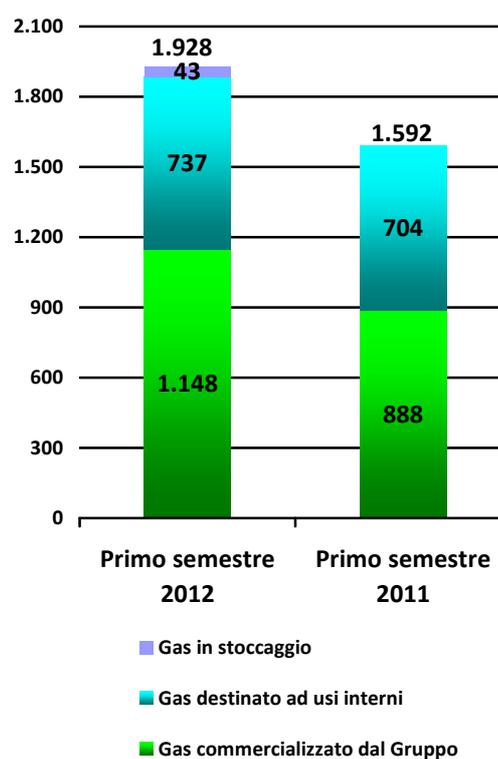
(*) Variazione superiore al 100%

(**) 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 2012	Primo semestre 2011	Variaz. %
DISTRIBUZIONE ENERGIA ELETTRICA			
Energia elettrica distribuita (GWh)	2.114	2.126	(0,6)
N. contatori elettronici	682.550	665.308	2,6
DISTRIBUZIONE GAS			
<i>Gas distribuito da Aes Torino (mln mc) (*)</i>	349	375	(7,1)
<i>Gas distribuito da Iren Acqua Gas (mln mc)</i>	249	243	2,5
<i>Gas distribuito da Iren Emilia (mln mc)</i>	562	551	2,0
Totale Gas distribuito	1.159	1.169	(0,8)
TELERISCALDAMENTO			
Volumetria teleriscaldata (mln mc)	73	66	9,2
Rete Teleriscaldamento (Km)	806	755	6,7
SERVIZIO IDRICO INTEGRATO			
Volumi Acqua (mln mc)	89	92	(2,8)

(*) Aes Torino al 51%

SCENARIO DI MERCATO

SCENARIO GENERALE DI RIFERIMENTO

Nel periodo gennaio - giugno 2012 la produzione netta di energia elettrica in Italia è stata pari a 140.262 GWh in riduzione (- 2,5%) rispetto allo stesso periodo del 2011. La richiesta di energia elettrica, pari a 160.839 GWh (- 2,8%) è stata soddisfatta per l'86,0% dalla produzione nazionale (+0,4%) e per il restante 14,0% dal saldo con l'estero. A livello nazionale, la produzione termoelettrica tradizionale è stata pari a 101.900 GWh, con una riduzione del 6,4% rispetto al 2011 ed ha rappresentato il 72,6% dell'offerta produttiva; la produzione di fonte idroelettrica è stata pari a 19.783 GWh (-20,8% rispetto al 2011) rappresentandone il 14,1% mentre la produzione da fonte geotermica, eolica e fotovoltaica è stata pari a 18.579 GWh (+85,2%) coprendo il 13,2% dell'offerta.

Domanda e offerta di energia elettrica cumulata

	(GWh e variazioni tendenziali)		
	fino al 30 giugno 2012	fino al 30 giugno 2011	Var. %
Domanda	160.839	165.404	-2,8%
- Nord	74.958	77.008	-2,7%
- Centro	46.713	47.847	-2,4%
- Sud	23.415	23.701	-1,2%
- Isole	15.753	16.848	-6,5%
Produzione netta	140.262	143.841	-2,5%
- Idroelettrico	19.783	24.974	-20,8%
- Termoelettrico	101.900	108.831	-6,4%
- Geotermoelettrico	2.615	2.663	-1,8%
- Eolico e fotovoltaico	15.964	7.373	116,5%
Saldo estero	21.931	22.744	-3,6%

Fonte: elaborazione RIE su dati TERNA

I primi sei mesi del 2012 hanno visto complessivamente una riduzione della domanda elettrica rispetto al pari semestre dell'anno precedente (-2,8%) corrispondente a circa -4,6 TWh. I decrementi percentuali si verificano in tutte le zone del Paese, i maggiori si registrano nelle isole (-6,5%) e nella zona Nord (-2,7%).

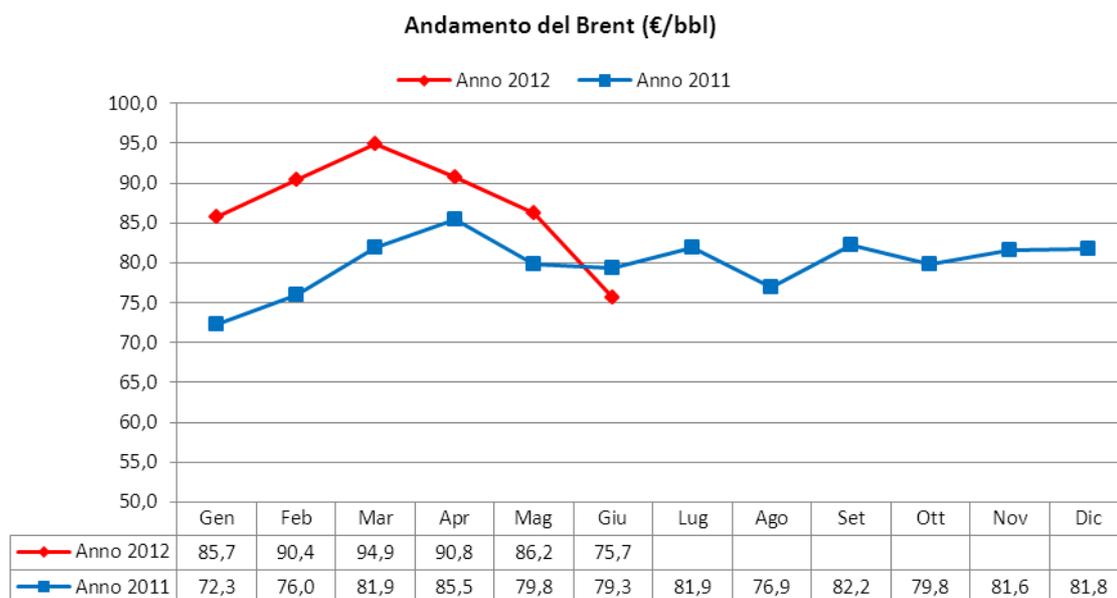
Nei primi 6 mesi del 2012 il prezzo medio del greggio è stato pari a 113,6 \$/bbl, in aumento rispetto allo stesso periodo del 2011 (+2,3%). Il cambio \$/€ medio è stato 1,296 in riduzione di 10,6 cent rispetto alla media dello stesso periodo del 2011. Per effetto delle precedenti

dinamiche, la quotazione media del greggio in euro è stata 87,3 €/bbl nel primo semestre 2012 in aumento rispetto al valore medio del corrispondente periodo del 2011 (+10,3%).

Nel secondo trimestre 2012, le quotazioni in dollari del Brent Dated hanno visto una dinamica ribassista abbandonando in giugno la soglia dei 100 dollari e portandosi al minimo di 88, circa 40 dollari in meno del picco giornaliero di marzo (prossimo a 126).

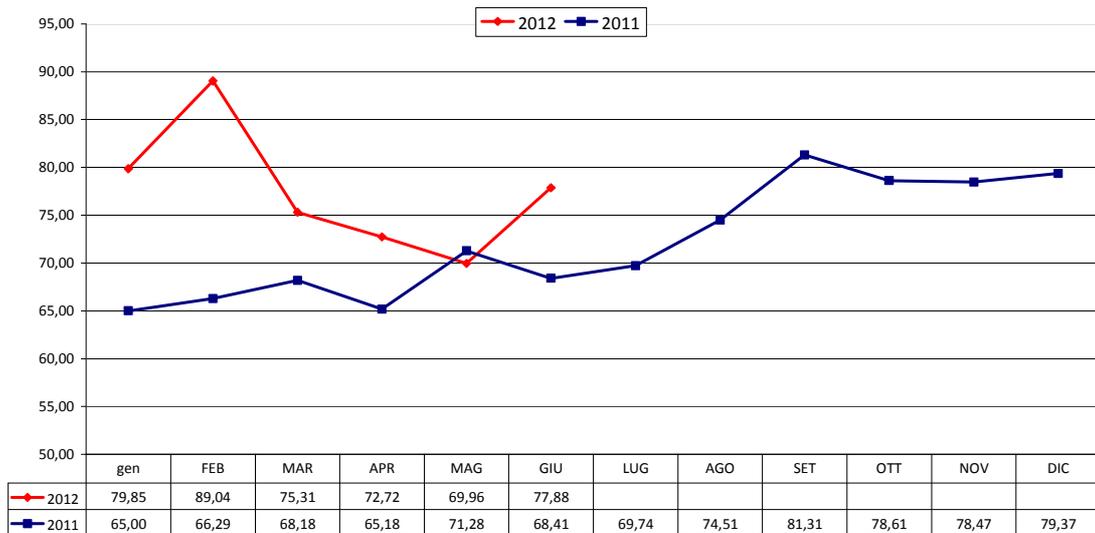
A spingere i prezzi al ribasso, le rinnovate tensioni sui debiti sovrani di alcuni paesi dell'area euro e le crescenti preoccupazioni circa il rallentamento economico della Cina, principale driver della domanda petrolifera.

Tuttavia, non mancano diversi elementi di tensione che contribuiscono a contenere il calo dei prezzi. Tra questi, l'avvio dell'embargo petrolifero UE verso l'Iran ed i disordini che permangono in diversi paesi non-OPEC.



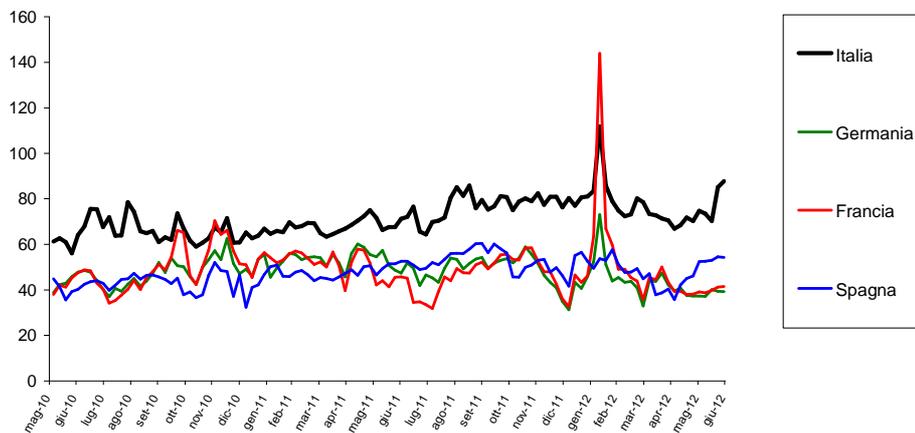
Nel primo semestre del 2012 i prezzi della Borsa elettrica hanno mostrato un andamento in crescita rispetto al semestre dell'anno passato. Il PUN è risultato pari a 77,5 €/MWh con un +14,9% sul primo semestre 2011. La domanda è calata di circa 4,6 TWh rispetto all'anno precedente. Il periodo conferma uno scenario economico sul versante elettrico che evidenzia una combinazione di fattori negativi, dati da prezzi in rialzo e domanda in riduzione.

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



Per quanto riguarda i prezzi zionali si rileva come la zona a più basso prezzo si confermi nel semestre, al pari del 2011, il Sud con 71,77 €/MWh (- 7,2 rispetto al PUN) e quella a prezzo più elevato la Sicilia con 95,5 €/MWh (+ 19,6% rispetto al PUN). Gli scostamenti rispetto al prezzo medio quasi si dimezzano per quanto riguarda la zona Sicilia (risultavano infatti del -33,1% nel primo semestre del 2011), mentre aumentano, benché in misura contenuta relativamente alla zona Sud.

Prezzi Settimanali sulle Borse dell'Elettricità (Euro/MWh)



La liquidità del mercato borsistico nei primi sei mesi del 2012 conferma sostanzialmente il valore dell'anno precedente (58,5% vs 58,1%) attestandosi a 87,1 TWh. Trend consolidato anche per la Piattaforma dei Conti Energia che vede un peso del 41,5% (pari a circa 61.7 TWh) rispetto al 41.9% del 2011.

Nella tabella seguente l'indicazione ed il confronto tra i prezzi futures medi mensili nel semestre. Da gennaio a giugno si registrano variazioni in netta riduzione per le quotazioni dei

trimestrali da settembre a marzo 2013. Il futuro annuale (dicembre 2013) che quotava 76,12 €/MWh ad inizio anno si è portato a 69,72 €/MWh in giugno (-6,4 €/MWh).

gen 2012 futures			giu 2012 futures		
mensili	€/MWh		mensili		€/MWh
feb-12	79,84		lug-12		79,22
mar-12	79,30		ago-12		76,43
apr-12	76,13		set-12		78,65
trimestrali	€/MWh		trimestrali		€/MWh
giu-12	76,51		set-12		78,09
set-12	79,15		dic-12		76,59
dic-12	80,43		mar-13		74,15
mar-13	79,36		giu-13		66,22
annuali	€/MWh		annuali		€/MWh
dic-13	76,12		dic-13		69,72

Fonte: elaborazioni RIE su dati IDEX

Il Mercato del Gas Naturale

Sulla base dei dati resi disponibili da Snam Rete Gas, nella prima metà dell'anno i consumi complessivi di gas in Italia (41,0 md mc) risultano inferiori del 2,3% rispetto al 2011 (-1 md mc), calo condizionato dalla contrazione degli usi per la generazione elettrica. In particolare: i prelievi delle reti di distribuzione (destinati per l'85% circa ai consumi civili) sono cresciuti di +3,3%, risultato dell'impennata di febbraio (+25,3%) dovuta all'eccezionale ondata di gelo in mezzo a due mesi molto miti (gennaio e marzo) e di un aprile più freddo rispetto al 2011; domanda elettrica debole (-2,8% nei primi sei mesi rispetto allo stesso periodo 2011; -3,3% a parità di calendario¹) e concorrenza delle fonti rinnovabili hanno influito sui consumi termoelettrici che hanno segnato un calo del 12,4% (-1,7 md mc) e risultano inferiori di ben il 26,4% rispetto al 2008; gli usi industriali registrano +0,3%, ma restano abbondantemente al di sotto dei livelli pre-crisi (-12,4% rispetto al 2008). Queste cifre, unite al calo della domanda rilevato nel 2011 (-5,2 md mc rispetto al 2010, pari a -6,2%), confermano la difficoltà del sistema gas a riprendere un trend di crescita.

Lato offerta si osserva, in confronto al 2011, una diminuzione delle importazioni (-3,4%) ed un incremento delle immissioni in rete da produzione nazionale (+6,8%). Le importazioni sono state effettuate per l'89% tramite gasdotti e per l'11% tramite i due terminali GNL di Panigaglia e Rovigo.

¹ Fonte: Terna

Impieghi/fonti di gas naturale nel primo semestre 2012 e confronto con gli anni precedenti

gennaio - giugno	2012	2011	2010	2009	2008	Var. % '12/'11	Var. % '12/'10	Var. % '12/'09	Var. % '12/'08
GAS PRELEVATO (Mld mc)									
Impianti di distribuzione	20,3	19,6	21,2	19,7	19,4	3,3%	-4,1%	3,1%	4,6%
Usi industriali	7,0	7,0	6,8	6,0	8,0	0,3%	2,7%	17,2%	-12,4%
Usi termoelettrici	12,3	14,0	14,4	12,7	16,7	-12,4%	-14,9%	-3,2%	-26,4%
Rete Terzi e consumi di sistema (*)	1,5	1,3	1,6	1,5	1,6	8,6%	-8,3%	-4,3%	-11,4%
Totale prelevato	41,0	42,0	44,0	39,9	45,7	-2,3%	-6,7%	2,9%	-10,2%
GAS IMMESSO (Mld mc)									
Produzione nazionale	4,1	3,8	4,1	4,1	4,7	6,8%	-0,1%	-0,8%	-11,8%
Importazioni	36,8	38,1	38,9	34,0	40,7	-3,4%	-5,5%	8,3%	-9,7%
Stoccaggi	0,13	0,06	0,9	1,7	0,3	124,6%	-86,5%	-92,7%	-57,2%
Totale immesso	41,0	42,0	44,0	39,9	45,7	-2,3%	-6,7%	2,9%	-10,2%

(*) 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. Dati provvisori per giugno 2012, consuntivi non definitivi per aprile e maggio 2012; consuntivi definitivi per i mesi precedenti.

La persistente situazione di oversupply a livello italiano ed europeo prosegue a determinare pressioni concorrenziali sui mercati e a creare difficoltà agli operatori integrati verticalmente con portafoglio di approvvigionamento particolarmente esposto a contratti *Take or Pay*.

Il primo semestre 2012 ha visto un'ulteriore crescita tendenziale dei prezzi di acquisto del gas connessi a questi contratti di lungo termine indicizzati a formule *oil linked*; parallelamente a livello europeo sono proseguite le attività di loro rinegoziazione (che già avevano caratterizzato i mercati negli ultimi due anni) per inserire flessibilità e "sconti" con riferimento ai prezzi spot. Questi ultimi hanno infatti seguito dinamiche differenti: a parte l'impennata dei giorni di febbraio condizionati dal freddo eccezionale, i prezzi agli *hubs* sono rimasti sostanzialmente stabili durante il periodo invernale a causa della debolezza della domanda e nel corso dei mesi di maggio e giugno hanno rilevato mediamente un leggero calo, in relazione all'avanzare della stagione estiva. Sui mercati europei le quotazioni spot stanno esprimendo valori mediamente inferiori del 25% rispetto ai contratti *long term* rinegoziati.

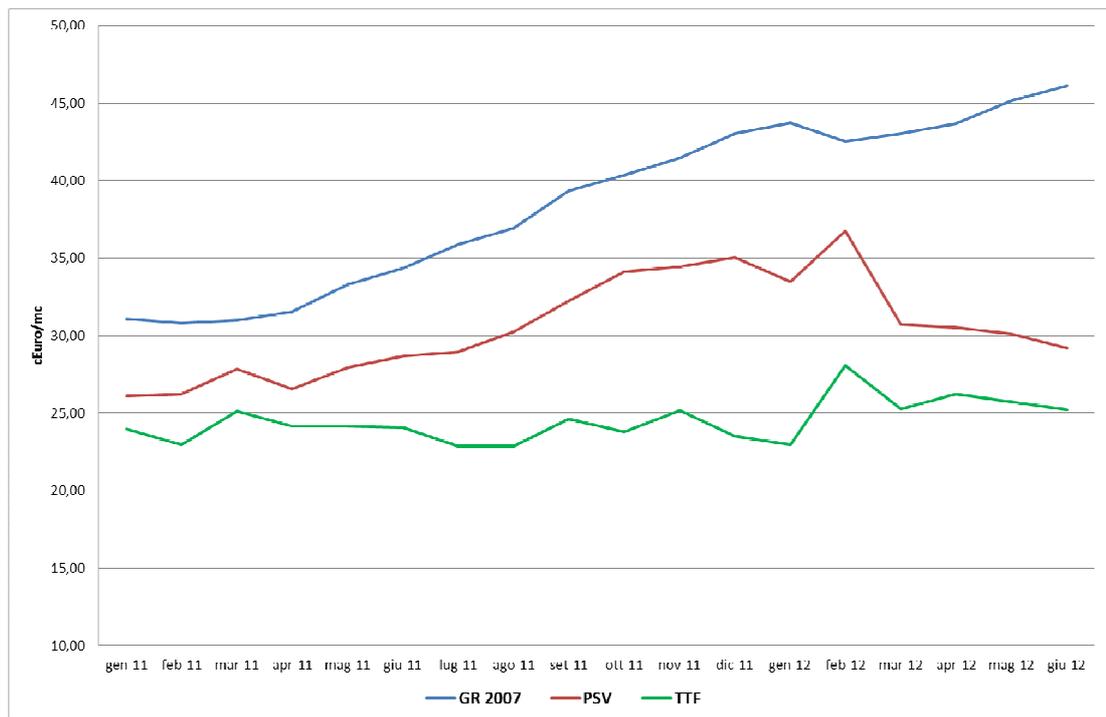
Gli scambi a breve, pur interessando volumi ancora minoritari rispetto a quelli legati ai contratti di lungo periodo, sono diventati un sempre più importante riferimento di mercato condizionando il valore delle transazioni lungo tutta la filiera.

Con riferimento specifico ai prezzi italiani, nei primi sei mesi dell'anno il valore medio della "Gas Release 2007", formula totalmente indicizzata ai prodotti petroliferi, è stato di 44,05 cEuro/mc rispetto a 32,01 cEuro/mc dello stesso semestre dell'anno scorso (+37,6%). Nei primi tre mesi dell'anno il valore era stato di 43,12 cEuro/mc ed è cresciuto a 44,98 cEuro/mc nel secondo trimestre. La CCI (Componente di Commercializzazione all'Ingrosso), fissata dall'AEEG per il mercato tutelato, è stata mediamente nel semestre di 38,88 cEuro/mc (38,47 cEuro/mc nel primo trimestre e 39,30 cEuro/mc nel secondo), in aumento del 28,7% in confronto allo stesso periodo 2011.

Al Punto di Scambio Virtuale (PSV) il prezzo medio del semestre è stato di 31,81 cEuro/mc, inferiore di circa il 28% (-12,2 cEuro/mc) rispetto a quello della formula Gas Release 2007. Il mercato del bilanciamento (PB-Gas), partito lo scorso 1° dicembre 2011 ed entrato nella sua configurazione a regime ad aprile 2012, ha espresso nella prima metà dell'anno un valore

medio di 31,41 cEuro/mc sostanzialmente in linea con il prezzo delle contrattazioni al PSV. La M-Gas (Borsa Gas) si è confermato un mercato ancora poco utilizzato con scambi residuali. I prezzi spot italiani, pur rimanendo ancora maggiormente elevati rispetto agli hubs europei più liquidi (il britannico NBP, l'olandese TTF) hanno mostrato nel corso degli ultimi mesi una riduzione della differenza: mentre a gennaio il PSV esprimeva un prezzo più alto in confronto al TTF (il più rappresentativo degli hubs dell'Europa continentale) di circa 10,5 cEuro/mc (+46%), negli ultimi mesi il delta è tendenzialmente diminuito rilevando a giugno circa 4 cEuro/mc (+16%). Nel semestre la differenza tra i due hubs è stata mediamente di 6,2 cEuro/mc (+24%). I prossimi mesi diranno se tale tendenza si confermerà per effetto degli interventi della regolazione europea, del previsto rilascio di quote di capacità sui gasdotti di importazione e della conseguente riduzione delle congestioni contrattuali.

Dinamica dei Prezzi del gas: Gas Release 2007, PSV, TTF



Nota: i prezzi in Euro/MWh sono stati trasformati in cEuro/mc sulla base di un potere calorifico=38,1 Mj/mcs

Fonte: Elaborazioni RIE; GME, Platts, APX-Endex

Risulta molto intensa l'attività dei regolatori europei in materia di nuove norme per l'allocazione di capacità di trasporto e la gestione delle congestioni sui gasdotti. L'ACER (Agenzia per la cooperazione dei regolatori europei dell'energia) ha emanato nella seconda metà del 2011 due linee guida che sono state tradotte a marzo 2012 da parte di Entso-G (European Network of Transmission System Operators for Gas) in un primo codice di rete europeo sui meccanismi di allocazione della capacità (CAM) nonché in una bozza di codice di rete per il bilanciamento. I principali obiettivi sono: superare le congestioni contrattuali sui gasdotti transfrontalieri relative a capacità di trasporto assegnata sulla base di contratti di lungo periodo ma non utilizzata; favorire scambi diretti tra gli hubs europei attraverso meccanismi che unifichino in un solo processo l'allocazione della capacità tra i diversi sistemi di trasporto confinanti; collegare i mercati di bilanciamento nazionali. L'implementazione delle nuove regole è mirata a favorire il superamento, entro il 2014, della segmentazione dei mercati del gas europei.

FATTI DI RILIEVO DEL PERIODO

Polo Ambientale Integrato di Parma (PAI)

Il 25 gennaio 2012 la sezione di Parma del Tribunale Amministrativo Regionale, presso cui era stato presentato ricorso avverso la seconda ordinanza di sospensione dei lavori emessa dal Comune di Parma, ha emesso la sentenza con cui ha confermato la regolarità dell'iter autorizzativo adottato per il Polo Ambientale Integrato di Parma e ha riconosciuto che il permesso di costruire è stato rilasciato nell'ambito della procedura autorizzativa e di VIA (Valutazione di Impatto Ambientale), valutando pertanto illegittima l'ordinanza di sospensione dei lavori emessa dal Comune di Parma che, pertanto, è stata annullata. In data 4 aprile 2012 la suddetta sentenza del TAR è passata in giudicato, dato che il Comune di Parma non ha proposto appello al Consiglio di Stato.

Distribuzione dividendi

L'Assemblea degli Azionisti, riunitasi in data 14 maggio 2012, ha accolto la proposta del Consiglio di Amministrazione di Iren S.p.A. ed ha approvato la distribuzione di un dividendo, con pagamento a partire dal 21 giugno 2012, pari ad euro 0,013 per azione per un ammontare complessivo di euro 16.590.933,80.

Nomina del nuovo Collegio Sindacale e affidamento dell'incarico alla Società di revisione

Con l'approvazione del bilancio al 31 dicembre 2011 si è concluso il mandato del Collegio Sindacale in carica. Per il triennio 2012-2014 l'Assemblea degli Azionisti, riunitasi in data 14 maggio 2012, ha provveduto a nominare i sindaci effettivi Anna Maria Fellegara ed Aldo Milanese, insieme al sindaco supplente Emilio Gatto, sulla base della lista presentata da Finanziaria Sviluppo Utilities S.r.l. e 73 Soci pubblici delle province di Reggio Emilia, Parma e Piacenza, ed il sindaco effettivo Paolo Peveraro, insieme al sindaco supplente Alessandro Cotto, sulla base della lista presentata dall'azionista Equiter S.p.A. Il Collegio sindacale rimarrà in carica sino all'approvazione del bilancio al 31 dicembre 2014. L'assemblea ha nominato Paolo Peveraro presidente del Collegio Sindacale.

L'Assemblea degli Azionisti ha inoltre deliberato di conferire, a norma dell'art. 13 del Decreto Legislativo n. 39 del 27 gennaio 2010, l'incarico di revisione legale del bilancio d'esercizio e del bilancio consolidato, nonché la revisione limitata della relazione finanziaria semestrale, alla società PricewaterhouseCoopers S.p.A. per il novennio 2012-2020.

Riassetto del Gruppo Edison

Il 24 maggio 2012 – in esecuzione degli accordi stipulati in data 15 febbraio 2012 e successivamente modificati in data 5 maggio 2012 tra A2A, Delmi ed EDF e tra A2A, Delmi, Edison e Alpiq – Delmi ha ceduto a WGRM 4 Holding S.p.A., società interamente posseduta da EdF, il 50% di Transalpina di Energia di proprietà di Delmi stessa per un prezzo pari a Euro 783.748.900 e ha acquistato il 70% di Edipower da Edison (quanto al 50%) e da Alpiq (quanto al 20%) per un prezzo totale pari a Euro 883.748.900.

Sono stati altresì conclusi tra A2A, Iren, Iren Energia (attuale socio di Edipower) e gli altri soci di Delmi accordi relativi alla *governance* e al modello di funzionamento di Delmi e Edipower, all'eventuale uscita dei soci di minoranza e ai contratti di tolling che regolano la gestione degli impianti di produzione di Edipower.

Variatione dei componenti del Consiglio di Amministrazione di Iren S.p.A.

Il Consiglio di Amministrazione di IREN S.p.A., in data 18 giugno 2012, ha nominato per cooptazione la Dott.ssa Carla Patrizia Ferrari membro del board in sostituzione dell'Ing. Enrico Salza, dimessosi il 22 maggio 2012 a seguito dell'impegno assunto quale Presidente di Banca Fideuram.

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 2012

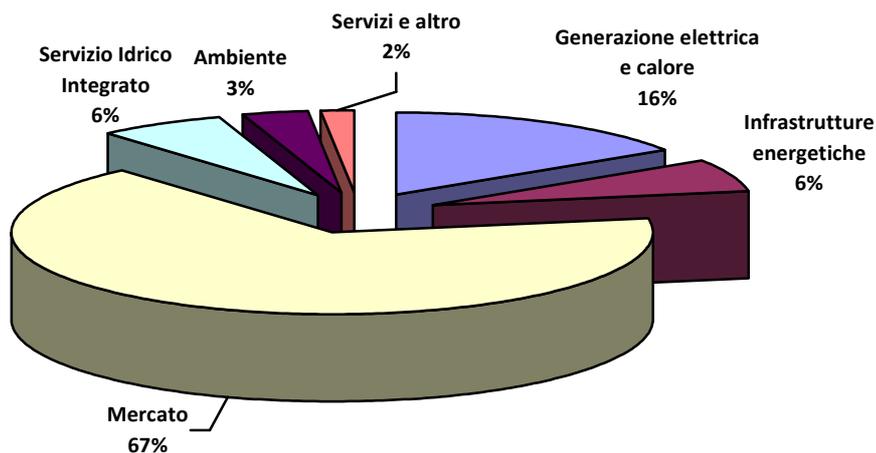
	migliaia di euro		
	Primo semestre 2012	Primo semestre 2011	Var. %
Ricavi			
Ricavi per beni e servizi	2.104.237	1.584.039	32,8
Variazione dei lavori in corso	679	252	(*)
Altri proventi	161.955	101.805	59,1
Totale ricavi	2.266.871	1.686.096	34,4
Costi operativi			
Costi materie prime sussidiarie di consumo e merci	(1.183.333)	(762.586)	55,2
Prestazioni di servizi e godimento beni di terzi	(579.184)	(441.257)	31,3
Oneri diversi di gestione	(43.380)	(38.535)	12,6
Costi per lavori interni capitalizzati	9.961	14.085	(29,3)
Costo del personale	(134.844)	(131.240)	2,7
Totale costi operativi	(1.930.780)	(1.359.533)	42,0
Margine Operativo Lordo (EBITDA)	336.091	326.563	2,9
Ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni			
Ammortamenti	(107.564)	(98.087)	9,7
Accantonamenti e svalutazioni	(33.108)	(34.318)	(3,5)
Totale ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni	(140.672)	(132.405)	6,2
Risultato Operativo (EBIT)	195.419	194.158	0,6
Gestione finanziaria			
Proventi finanziari	18.263	11.883	53,7
Oneri finanziari	(63.123)	(43.467)	45,2
Totale gestione finanziaria	(44.860)	(31.584)	42,0
Risultato di collegate contabilizzate con il metodo del patrimonio netto	12.109	8.803	37,6
Rettifica di valore di partecipazioni	(10.200)	(381)	(*)
Risultato prima delle imposte	152.468	170.996	(10,8)
Imposte sul reddito	(73.477)	(72.259)	1,7
Risultato netto delle attività in continuità	78.991	98.737	(20,0)
Risultato netto da attività operative cessate	855	866	(1,3)
Risultato netto del periodo	79.846	99.603	(19,8)
attribuibile a:			
- Utile (perdita) di pertinenza del Gruppo	75.265	96.298	(21,8)
- Utile (perdita) di pertinenza di terzi	4.581	3.305	38,6

(*) Variazione superiore al 100%

Ricavi

Nel primo semestre 2012 il Gruppo Iren ha conseguito ricavi per 2.266,9 milioni di euro in aumento del 34,4% rispetto ai 1.686,1 milioni di euro del primo semestre 2011. Il rilevante incremento dei ricavi è riconducibile sia all'aumento dei quantitativi venduti nei settori energetici, attribuibile ad un andamento termico favorevole, ma anche all'entrata in funzione dell'impianto di Torino Nord, sia all'incremento dei prezzi delle commodities energetiche.

COMPOSIZIONE RICAVI

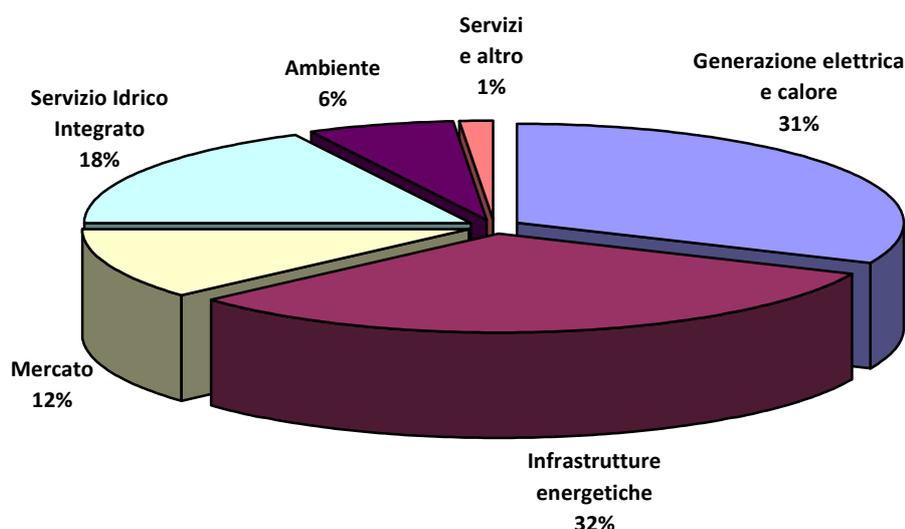


Margine Operativo Lordo

Il margine operativo lordo (Ebitda) ammonta a 336,1 milioni di euro in aumento del +2,9% rispetto ai 326,6 milioni di euro del 1° semestre 2011. Il miglioramento del margine è riconducibile principalmente al settore della Generazione elettrica e calore. In particolare le maggiori quantità prodotte di energia elettrica e calore e il contributo positivo del rimborso degli stranded costs relativi all'impianto idroelettrico di Telesio, hanno consentito di assorbire il negativo andamento dovuto agli effetti della perdurante situazione di overcapacity produttiva, del rilevante incremento del prezzo dei combustibili non riflesso completamente nel prezzo di cessione dell'energia, della concorrenza della maggior produzione da fonti rinnovabili oltre alla flessione del margine del settore Mercato sulle attività di vendita energia elettrica.

In rilevante crescita il settore Mercato sulle attività di vendita gas per il miglioramento delle condizioni di approvvigionamento, della gestione dello stoccaggio e del trading. In lieve crescita il settore del Ciclo idrico Integrato mentre risulta una flessione contenuta nei margini dei settori Infrastrutture Energetiche ed Ambiente.

COMPOSIZIONE EBITDA



Risultato operativo

Il risultato operativo (Ebit) è pari a 195,4 milioni di euro e risulta sostanzialmente allineato ai 194,2 milioni di euro del 1° semestre 2011. L'incremento degli ammortamenti rispetto al corrispondente periodo 2011 (+9,5 milioni di euro) ha di fatto assorbito il miglioramento registrato dal margine operativo lordo.

Oneri e Proventi finanziari

Gli oneri e proventi finanziari esprimono un saldo negativo per 44,9 milioni. In particolare gli oneri finanziari ammontano a 63,1 milioni, in aumento del 45,2% rispetto allo stesso periodo del 2011, con un aumento del costo medio del debito da 2,97% a 3,91%. I proventi finanziari ammontano a 18,3 milioni (+53,7%).

Il risultato di società collegate contabilizzate con il metodo del patrimonio netto è positivo per circa 12 milioni, in crescita rispetto al corrispondente periodo del 2011, principalmente per il risultato positivo di Edipower (6 milioni), Plurigas (4 milioni) e ASA (1 milione).

Le rettifiche di valore di partecipazione si riferiscono all'accantonamento per rischi relativi a future perdite della collegata Sinergie Italiane.

Risultato prima delle imposte

Per effetto delle dinamiche sopra indicate il risultato consolidato prima delle imposte ha raggiunto 152 milioni, in riduzione (10,8%) rispetto al primo semestre 2011.

Imposte sul reddito

Le imposte sul reddito del primo semestre 2012 sono pari a 73,5 milioni, con un incremento del 1,7% rispetto allo stesso periodo del 2011.

Detto incremento è da imputare all'entrata in vigore del DL 13 agosto 2011, n. 138, che ha previsto, per il triennio 2011, 2012 e 2013, l'incremento dell'aliquota dell'addizionale IRES del 4% per le imprese che erano già soggette a detta imposizione (IREN Energia e IREN Mercato). La stessa norma ha previsto l'estensione dell'assoggettamento all'addizionale anche per le società distributrici di energia elettrica e gas naturale. L'aliquota dell'addizionale IRES per il 2012 risulta pertanto essere del 10,5%.

Il tax rate adjusted risulta pertanto essere del 45,17%.

Risultato netto delle attività in continuità

Il risultato netto delle attività in continuità è positivo per 79 milioni, in diminuzione (20,0%) per l'accantonamento per rischi relativi a future perdite della collegata Sinergie Italiane, per i maggiori oneri finanziari e per l'incremento del tax rate dovuto alle addizionali IRES.

Risultato netto del periodo

Il risultato netto è positivo per 79 milioni di euro, in diminuzione rispetto all'utile di 100 milioni di euro del primo semestre 2011. Tale riduzione è dovuta principalmente all'accantonamento per rischi relativi a future perdite della collegata Sinergie Italiane, per i maggiori oneri finanziari e per l'incremento del tax rate dovuto alle addizionali IRES.

Analisi per settori di attività

Il Gruppo IREN opera nei seguenti settori di attività:

- Generazione Elettrica e Calore (Produzione Idroelettrica, Cogenerazione elettrica e calore, produzione da Fonti rinnovabili);
- Mercato (Vendita energia elettrica, gas, calore);
- Infrastrutture Energetiche (Reti di distribuzione dell'energia elettrica, reti di distribuzione del gas, reti di teleriscaldamento, impianti di rigassificazione LNG);
- 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 comitato esecutivo ed il management utilizzano 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 e i conti economici (fino al risultato operativo) per settore di attività e il comparativo con i valori al 31 dicembre 2011 del capitale investito netto e al 30 giugno 2011 per quanto concerne il conto economico.

Relativamente al capitale immobilizzato si è ritenuto opportuno appostare nella colonna "non allocabili" le partecipazioni detenute dal gruppo; al fine di consentire un confronto omogeneo sono stati riclassificati anche i valori dell'esercizio 2011.

Risultati per settori di attività al 30 giugno 2012

milioni di euro

	Generazione	Mercato	Infrastrutture energetiche	Ciclo idrico	Ambiente	Altri servizi	Non allocabili	Totale
Capitale immobilizzato	1.285	51	1.606	962	283	68	408	4.662
Capitale circolante netto	93	220	-45	82	-21	-29	13	314
Altre attività e passività non correnti	-55	2	-70	-253	-41	8	-16	-425
Capitale investito netto (CIN)	1.323	273	1.491	791	221	47	405	4.551
Patrimonio netto								1.897
Posizione Finanziaria netta								2.654
Mezzi propri ed indebitamento finanziario netto								4.551

Risultati per settori di attività al 31 dicembre 2011

milioni di euro

	Generazione	Mercato	Infrastrutture energetiche	Ciclo idrico	Ambiente	Altri servizi	Non allocabili	Totale
Capitale immobilizzato	1.334	45	1.582	952	265	69	406	4.653
Capitale circolante netto	122	142	-39	72	5	-28	13	288
Altre attività e passività non correnti	-74	-8	-67	-246	-40	8	-15	-442
Capitale investito netto (CIN)	1.382	179	1.476	778	230	49	404	4.497
Patrimonio netto								1.845
Posizione Finanziaria netta								2.653
Mezzi propri ed indebitamento finanziario netto								4.497

Risultati per settori di attività al 30 giugno 2012

milioni di euro

	Generazione	Mercato	Infrastrutture energetiche	Ciclo idrico	Ambiente	Altri servizi	Elisioni e rettifiche	Totale
Totali ricavi e proventi	520	2.195	214	213	106	57	-1.038	2.267
Totale costi operativi	-413	-2.156	-107	-154	-85	-53	1.038	-1.931
Margine Operativo Lordo (EBITDA)	106	39	107	59	21	4	0	336
Amm.ti, acc.ti netti e svalutazioni	-42	-13	-31	-37	-14	-3	0	-141
Risultato operativo (EBIT)	64	26	75	22	7	1	0	195

Risultati per settori di attività al 30 giugno 2011

milioni di euro

	Generazione	Mercato	Infrastrutture energetiche	Ciclo idrico	Ambiente	Altri servizi	Elisioni e rettifiche	Totale
Totali ricavi e proventi	371	1.484	217	212	107	57	-761	1.686
Totale costi operativi	-286	-1.439	-109	-154	-84	-50	761	-1.360
Margine Operativo Lordo (EBITDA)	85	45	108	58	24	7	0	327
Amm.ti, acc.ti netti e svalutazioni	-42	-10	-31	-32	-13	-4	0	-132
Risultato operativo (EBIT)	42	36	77	25	10	3	0	194

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

Generazione energia elettrica e calore

Al 30 giugno 2012 il volume d'affari del settore ammonta a 519,5 milioni di euro in aumento del 40,1% rispetto ai 370,7 milioni di euro del primo semestre 2011

		Primo semestre 2012	Primo semestre 2011	Δ %
Ricavi	€/mil.	519,5	370,7	40,1%
Margine operativo lordo (Ebitda)	€/mil.	106,1	84,7	25,3%
<i>Ebitda Margin</i>		20,4%	22,8%	
Risultato Operativo	€/mil.	63,7	42,5	49,9%
Investimenti	€/mil.	1,8	71,1	-97,5%
Energia elettrica prodotta	GWh	3.452	3.145	9,7%
<i>da fonte idroelettrica</i>	GWh	548	472	16,1%
<i>da fonte termoelettrica</i>	GWh	2.895	2.668	8,5%
<i>da fonti rinnovabili</i>	GWh	9	6	59,0%
Calore prodotto	GWh _t	1.709	1.409	21,3%
<i>da fonte cogenerativa</i>	GWh _t	1.306	1.107	18,0%
<i>da fonte non cogenerativa</i>	GWh _t	403	302	33,7%

Nel periodo l'energia elettrica prodotta è stata pari a 3.452 GWh in aumento del 9,7% rispetto ai 3.145 GWh del 1° semestre 2011, per effetto sia della maggiore produzione idroelettrica e sia della maggiore produzione in cogenerazione.

In particolare la produzione idroelettrica è stata pari a circa 548 GWh, in aumento del +16,1% rispetto ai 472 GWh dello stesso periodo del 2011, per effetto della maggiore idraulicità del periodo ed all'entrata in esercizio dopo le attività di repowering delle centrali di Rosone e Telesio. Tale andamento è in controtendenza rispetto al dato nazionale della produzione da fonti idroelettriche, che ha visto una riduzione del 21% rispetto al primo semestre 2011.

La produzione termoelettrica è stata pari a 2.895 GWh, in aumento del +8,5% rispetto ai 2.668 GWh del primo semestre del 2011, in controtendenza con il dato nazionale della produzione da fonti termoelettriche (-6% rispetto al 2011). La maggiore produzione è attribuibile prevalentemente all'entrata in esercizio dall'ottobre 2011 del nuovo impianto di Torino Nord.

La produzione di calore è stata 1.709 GWh_t in aumento del 21,3% rispetto ai 1.409 GWh_t dello stesso periodo del 2011, per effetto dei maggiori consumi legati alle temperature più fredde (+14% gradi giorno nell'area Torinese e +6% nell'area Emiliana). Complessivamente la volumetria teleriscaldata ha superato i 72 milioni di metri cubi.

La quota di calore cogenerato è pari al 76% in calo rispetto al primo semestre 2011, quando era pari al 79%.

Il **margin operativo lordo** è stato pari a 106,1 milioni di euro, in aumento del +25,3% rispetto agli 84,7 milioni di euro del corrispondente periodo del 2011.

L'incremento del margine è attribuibile all'effetto congiunto dei maggiori quantitativi prodotti sia di energia elettrica che di calore, dal contributo dei certificati verdi e dall'impatto positivo del rimborso degli "stranded costs" relativi all'impianto idroelettrico di Telesio (16 milioni).

Tali fattori positivi hanno compensato l'effetto negativo dovuto alla flessione dello spark spread sulla produzione cogenerativa di energia elettrica.

Il risultato operativo ammonta a 63,7 milioni di euro in aumento del 49,9% rispetto ai 42,5 milioni di euro del 2011. Il miglioramento è attribuibile prevalentemente all'incremento registrato dal margine operativo lordo.

Mercato

Il volume d'affari dell'area mercato ammonta a 2.195,0 milioni di euro in aumento (+47,9%) rispetto ai 1.484,0 milioni di euro del corrispondente periodo del 2011. Il margine operativo lordo pari a 39,2 milioni di euro si riduce di 6,2 milioni di euro (-13,7%) rispetto ai 45,4 milioni di euro conseguiti nel primo semestre 2011.

		Primo semestre 2012	Primo semestre 2011	Δ %
Ricavi	€/mil.	2.195,0	1.484,0	47,9%
Margine operativo lordo (Ebitda)	€/mil.	39,2	45,4	-13,7%
<i>Ebitda Margin</i>		1,8%	3,1%	
<i>da Energia Elettrica</i>	€/mil.	-2,9	6,3	n.s.
<i>da Gas</i>	€/mil.	36,5	32,4	13,0%
<i>da Calore</i>	€/mil.	5,6	6,7	-17,4%
Risultato Operativo	€/mil.	26,2	35,7	-26,6%
Energia Elettrica Venduta	GWh	8.598	6.782	26,8%
Energia Elettrica Venduta al netto Compravendita in Borsa	GWh	7.243	5.133	41,1%
Gas Acquistato	Mmc	1.928	1.592	21,1%
<i>Gas commercializzato dal Gruppo</i>	Mmc	1.148	888	29,3%
<i>Gas destinato ad usi interni</i>	Mmc	737	704	4,7%
<i>Gas in stoccaggio</i>	Mmc	43	-	n.s.

Commercializzazione Energia Elettrica

I volumi complessivamente commercializzati sul mercato libero (clienti finali, borsa e grossisti) sono pari a 8.054 GWh con un aumento del 30% circa rispetto al primo semestre 2011 (6.200 GWh).

I volumi venduti a clienti finali e grossisti sono pari a 5.632 GWh (3.713 GWh nel primo semestre 2011) con un incremento pari al 51,7% (+1.919 GWh) mentre i volumi impiegati sulla borsa al lordo dell'energia compravenduta sono pari a 2.422 GWh (2.487 GWh nel primo semestre 2011).

Nel primo semestre 2012 le disponibilità di produzione interne al Gruppo Iren (Iren Energia) sono aumentate rispetto al periodo precedente di circa il 9% ed ammontano a 3.438 GWh (3.141 GWh nel primo semestre 2011). I volumi prodotti attraverso il contratto di tolling con Edipower ammontano a 451 GWh contro i 684 GWh del corrispondente periodo del 2011. Le transazioni di Borsa (al lordo dell'energia compravenduta) ammontano a 2.419 GWh contro i 2.275 GWh del corrispondente periodo 2011 mentre gli acquisti da grossisti sono pari a 2.042 GWh contro i 248 GWh del 2011.

Relativamente ai clienti gestiti in regime di maggior tutela, i volumi complessivamente venduti nel primo semestre 2012 sono stati pari a 543 GWh in calo rispetto al periodo precedente (582 GWh) per effetto della liberalizzazione del mercato a cui la società ha risposto con iniziative commerciali di sviluppo che hanno determinato il passaggio di una quota di mercato rilevante di clientela dal mercato vincolato al mercato libero.

Il margine operativo lordo della vendita di energia elettrica ammonta a -2,9 milioni di euro in flessione rispetto ai 6,3 milioni di euro del primo semestre 2011. Tale riduzione è imputabile prevalentemente al risultato negativo della gestione dei contratti di tolling.

Commercializzazione Gas Naturale

I volumi complessivi di gas naturale approvvigionati nel primo semestre del 2012 sono stati pari a circa 1.928 milioni di metri cubi (circa 1.592 milioni di metri cubi per lo stesso periodo del 2011), di cui 1.148 milioni di metri cubi sono stati commercializzati a clienti esterni al Gruppo (888 milioni di metri cubi nel primo semestre 2011), 62 milioni di metri cubi sono stati impiegati nella produzione di energia elettrica tramite il contratto di tolling con Edipower (105 milioni di metri cubi nel primo semestre 2011) mentre 675 milioni di metri cubi sono stati impiegati all'interno del Gruppo Iren sia per la produzione di energia elettrica sia per la fornitura di servizi calore (599 milioni di metri cubi nel primo semestre 2011). Le rimanenze di gas in stoccaggio ammontano a 43 milioni di metri cubi .

I maggiori volumi venduti rispetto ai primi sei mesi del 2011 (+293 milioni di mc) sono attribuibili essenzialmente all'incremento dell'attività di trading ed all'aumento dei volumi destinati alle produzioni termoelettriche (entrata in esercizio della Centrale Torino Nord). I volumi destinati al mercato retail sono sostanzialmente in linea con i volumi del primo semestre 2011.

Il margine operativo lordo pari a 36,5 milioni di euro risulta in miglioramento rispetto ai 32,4 milioni del primo semestre 2011 prevalentemente per gli effetti derivanti dalle favorevoli condizioni di approvvigionamento connesse all'utilizzo del gas in stoccaggio e per l'ottimizzazione dell'attività di trading.

Sviluppo mercato

Nel corso del 2012 le attività relative alla fidelizzazione della clientela sui territori storicamente gestiti ed allo sviluppo sulle aree di riferimento del Gruppo sono state ulteriormente incrementate rispetto al passato.

Anche per il 2012 si è riscontrata una forte crescita dell'attività dei competitors, che hanno incrementato ulteriormente le azioni di promozione sui territori storicamente gestiti dal Gruppo. Al fine di rispondere in maniera adeguata al mercato sono stati rafforzati i canali di promozione (agenzie e tele seller), nonché la gamma di offerte proposte, attraverso la definizione di proposte mirate per i diversi segmenti di clientela.

Al 30 giugno 2012 i clienti gas gestiti direttamente da Iren Mercato sono pari a circa 746.000 distribuiti sull'area genovese, torinese ed emiliana; i clienti energia elettrica gestiti sono pari a circa 716.000 anch'essi distribuiti principalmente sul bacino tradizionalmente servito, corrispondente a Torino e Parma.

Vendita calore tramite reti di teleriscaldamento:

Il margine operativo lordo del primo semestre 2012 ammonta a 5,6 milioni di euro contro i 6,7 milioni di euro del corrispondente periodo del 2011 con una flessione di -1,2 milioni di euro (-17,4%).

Nel semestre 2012 la volumetria teleriscaldata sul territorio piemontese è pari a circa 51 milioni di metri cubi, corrispondenti a oltre 450.000 abitanti ossia il 40% dei cittadini torinesi, mentre per l'area emiliana la volumetria teleriscaldata è di circa 18,5 milioni di metri cubi.

Infrastrutture energetiche

Al 30 giugno 2012 il settore di attività Infrastrutture Energetiche, che include i business della distribuzione gas, energia elettrica, calore e rigassificatore, ha registrato ricavi per 214 milioni di euro, in flessione del -1,3% rispetto ai 216,9 milioni di euro del corrispondente periodo 2011.

Il margine operativo lordo è stato pari a 106,7 milioni di euro in riduzione del -1,4% rispetto ai 108,2 milioni di euro del primo semestre 2011.

Il risultato operativo è stato pari a 75,2 milioni di euro, in flessione del -2,5% rispetto ai 77,1 milioni di euro del corrispondente periodo del 2011.

Di seguito vengono esposte le principali dinamiche dei settori interessati.

		Primo semestre 2012	Primo semestre 2011	Δ %
Ricavi	€/mil.	214,0	216,9	-1,3%
Margine operativo lordo (Ebitda)	€/mil.	106,7	108,2	-1,4%
<i>Ebitda Margin</i>		49,9%	49,9%	
<i>da Reti Elettriche</i>	€/mil.	36,1	40,0	-9,8%
<i>da Reti Gas</i>	€/mil.	47,2	48,8	-3,3%
<i>da Reti Teleriscaldamento</i>	€/mil.	23,9	19,9	20,1%
<i>da Rigassificatore</i>	€/mil.	-0,4	-0,5	-21,6%
Risultato Operativo	€/mil.	75,2	77,1	-2,5%
Investimenti	€/mil.	51,6	76,7	-32,7%
<i>in Reti Elettriche</i>	€/mil.	7,1	9,5	-25,1%
<i>in Reti Gas</i>	€/mil.	16,7	25,9	-35,5%
<i>in Reti Teleriscaldamento</i>	€/mil.	9,4	27,0	-65,0%
<i>in Rigassificatore</i>	€/mil.	18,3	14,3	28,0%
Energia elettrica distribuita	GWh	2.114	2.126	-0,6%
Gas distribuito	Mmc	1.159	1.169	-0,8%
Volumetrie teleriscaldate	Mmc	73	66	9,2%

Reti Distribuzione Energia elettrica

Il margine operativo lordo è stato pari a 36,1 milioni di euro, in flessione del -9,8% rispetto ai 40 milioni di euro del 1° semestre 2011.

La riduzione del margine rispetto al 1° semestre 2011 è attribuibile principalmente all'effetto negativo connesso ai Titoli di efficienza energetica.

Nel corso del 2012 sono stati effettuati investimenti per circa 7,1 milioni prevalentemente inerenti ai nuovi allacciamenti, alla costruzione di nuove cabine MT/BT e stazioni AT/MT, oltre alla sostituzione dei contatori elettronici.

Reti Distribuzione Gas

Il margine operativo lordo della distribuzione reti gas ammonta a 47,2 milioni di euro in flessione del -3,3% rispetto ai 48,8 milioni di euro del 1° semestre 2011. La variazione negativa del margine è attribuibile ad una riduzione dei ricavi parzialmente compensati da sinergie sui costi operativi.

Gli investimenti tecnici realizzati dal settore ammontano a circa 16,7 milioni di euro e riguardano in particolare il piano di manutenzione straordinaria della rete di distribuzione e sostituzione dei gruppi di misura previste dalle delibere dell'AEEG, oltre alle iniziative di sviluppo della rete di distribuzione e degli allacciamenti.

Reti Teleriscaldamento

Il margine operativo lordo del teleriscaldamento ammonta a 23,9 milioni di euro in aumento del +20,1% rispetto ai 19,9 milioni di euro del 1° semestre 2011 per effetto dell'incremento delle volumetrie servite (+6,1 Mmc pari al +9,2%). Gli investimenti tecnici realizzati nel periodo ammontano a 9,4 milioni di euro e sono relativi all'ampliamento della rete connesso al progetto Torino Nord oltre alle reti e impianti del territorio emiliano.

Rigassificatore

Gli investimenti realizzati nel periodo ammontano a circa 18 milioni di euro.

I lavori di costruzione del terminale di rigassificazione nel cantiere di Dubai stanno proseguendo ed il loro sviluppo ha raggiunto oltre l'85%.

I lavori di trasformazione della nave gasiera nel cantiere di Dubai termineranno nel corso del 2012, il terminale verrà quindi trasportato al largo della costa toscana entro fine 2012 per l'installazione ed i collaudi che termineranno nel primo semestre del 2013. La piena operatività dell'impianto è attesa entro fine 2013.

Servizio idrico integrato

Nel periodo il settore di attività Servizio Idrico Integrato, ha registrato ricavi per 212,7 milioni di euro in aumento del + 0,5% rispetto ai 211,7 milioni di euro del primo semestre 2011.

La variazione in aumento rispetto al 2011 è da attribuire agli aumenti tariffari deliberati dagli ATO serviti, in parte compensati da minori ricavi per variazione di perimetro dell'area gestita da Società Acque Potabili e da una riduzione di ricavi per minori quantità vendute.

Si sono inoltre rilevati minori costi capitalizzati conseguenti ai minori investimenti su beni in concessione che, per l'applicazione del principio contabile IFRIC 12, sono contabilizzati alla voce ricavi (- 2 milioni di euro).

		Primo semestre 2012	Primo semestre 2011	Δ %
Ricavi	€/mil.	212,7	211,7	0,5%
Margine operativo lordo (Ebitda)	€/mil.	59,0	57,7	2,3%
<i>Ebitda Margin</i>		27,7%	27,3%	
Risultato Operativo	€/mil.	22,3	25,3	-11,9%
Investimenti	€/mil.	31,8	35,8	-11,0%
Acqua Venduta	Mmc	89	92	-2,8%

Il margine operativo lordo è pari a 59 milioni di euro, in aumento del 2,3% rispetto ai 57,7 milioni di euro del corrispondente periodo 2011. L'incremento tariffario è stato parzialmente compensato dai minori ricavi commerciali e per la realizzazione di allacciamenti, dalla riduzione dei volumi venduti e principalmente dall'aumento dei costi dell'energia elettrica utilizzata negli impianti di gestione dell'acquedotto e della depurazione.

Il risultato operativo è pari a 22,3 milioni di euro, e risulta in flessione del -11,9% rispetto ai 25,3 milioni di euro del 1° semestre 2011. L'effetto positivo generato dal margine operativo lordo è stato più che compensato dall'aumento degli ammortamenti (-1,5 milioni di euro) e degli accantonamenti di periodo, in particolare al fondo svalutazione crediti (-2 milioni di euro).

Gli investimenti tecnici di periodo del settore ammontano a 31,8 milioni di euro e riguardano la realizzazione di infrastrutture previste dal Piano di Ambito per la manutenzione e lo sviluppo delle reti e impianti di distribuzione, della rete fognaria e dei sistemi di depurazione

Ambiente

Il volume d'affari del settore ammonta complessivamente a 106 milioni di euro rispetto ai 107,2 milioni di euro del periodo precedente 2011 (-1,1%). La riduzione dei ricavi oltre a scontare una variazione di perimetro di consolidamento dovuta alla cessione della società Undis Servizi (-1,4 milioni di euro), risente dei minori ricavi da tariffa rispetto al 2011 in quanto gli aumenti tariffari deliberati nel 2012 risultano inferiori ai recuperi tariffari conseguiti nel 1° semestre 2011 e non ripetibili nel 2012. Risultano invece in aumento i ricavi da servizi collaterali +1,1 milioni di euro e da vendita di energia elettrica.

		Primo semestre 2012	Primo semestre 2011	Δ %
Ricavi	€/mil.	106,0	107,2	-1,1%
Margine operativo lordo (Ebitda)	€/mil.	20,8	23,6	-11,9%
<i>Ebitda Margin</i>		19,6%	22,0%	
Risultato Operativo	€/mil.	6,5	10,1	-35,6%
Investimenti	€/mil.	12,6	42,9	-70,7%
Rifiuti trattati	ton	468.362	511.835	-8,5%
<i>Rifiuti urbani</i>	ton	358.213	380.627	-5,9%
<i>Rifiuti speciali</i>	ton	110.149	131.208	-16,1%

Il margine operativo lordo ammonta a 20,8 milioni di euro, in flessione del -11,9% rispetto ai 23,6 milioni di euro del primo semestre 2011. La flessione è attribuibile all'incremento dei costi operativi legati ai servizi di raccolta e smaltimento oltre, ai minori ricavi da tariffa e dalla vendita dei materiali recuperati con la raccolta differenziata.

Il risultato operativo di periodo ammonta a 6,5 milioni di euro, in diminuzione del 35,6% rispetto ai 10,1 milioni di euro del primo semestre 2011. Il risultato operativo oltre a scontare la flessione del margine operativo lordo, risente dell'incremento degli accantonamenti al fondo svalutazione crediti e al fondo di gestione post mortem delle discariche.

Gli investimenti di periodo ammontano a 12,6 milioni di euro e sono relativi prevalentemente alla realizzazione del Polo Ambientale Integrato di Parma ed in misura residuale a manutenzioni straordinarie di impianti di smaltimento nonché ad attrezzature e mezzi per il servizio di raccolta.

Servizi

I ricavi conseguiti ammontano complessivamente a 57,3 milioni di euro, in sostanziale allineamento rispetto ai 57,1 milioni di euro del corrispondente periodo del 2011.

Il margine operativo lordo ammonta a 4,3 milioni di euro e risulta in flessione rispetto ai 7 milioni di euro del 1° semestre 2011.

La flessione riscontrata è riconducibile principalmente ad una contrazione di marginalità dei contratti di service di gestione degli impianti di illuminazione pubblica, fabbricati, ed altro.

		Primo semestre 2012	Primo semestre 2011	Δ %
Ricavi	€/mil.	57,3	57,1	0,4%
Margine operativo lordo (Ebitda)	€/mil.	4,3	7,0	-38,6%
<i>Ebitda Margin</i>		7,6%	12,2%	
Risultato Operativo	€/mil.	1,4	3,3	-57,6%
Investimenti	€/mil.	5,1	8,3	-38,2%

Situazione patrimoniale

STATO PATRIMONIALE RICLASSIFICATO GRUPPO IREN AL 30 GIUGNO 2012 (1)

	migliaia di euro		
	30.06.2012	31.12.2011	Var. %
Attivo immobilizzato	4.662.462	4.652.774	0,2
Altre attività (Passività) non correnti	(119.652)	(118.297)	1,1
Capitale circolante netto	313.746	287.974	8,9
Attività (Passività) per imposte differite	63.841	60.412	5,7
Fondi e Benefici ai dipendenti	(393.689)	(416.909)	(5,6)
Attività (Passività) destinate a essere cedute	24.219	31.427	(22,9)
Capitale investito netto	4.550.927	4.497.381	1,2
Patrimonio netto	1.897.144	1.844.706	2,8
<i>Attività finanziarie a lungo termine</i>	<i>(209.188)</i>	<i>(132.299)</i>	<i>58,1</i>
<i>Indebitamento finanziario a medio e lungo termine</i>	<i>2.217.901</i>	<i>2.051.413</i>	<i>8,1</i>
Indebitamento finanziario netto a medio lungo termine	2.008.713	1.919.114	4,7
<i>Attività finanziarie a breve termine</i>	<i>(287.757)</i>	<i>(421.993)</i>	<i>(31,8)</i>
<i>Indebitamento finanziario a breve termine</i>	<i>932.827</i>	<i>1.155.554</i>	<i>(19,3)</i>
Indebitamento finanziario netto a breve termine	645.070	733.561	(12,1)
Indebitamento finanziario netto	2.653.783	2.652.675	0,0
Mezzi propri ed indebitamento finanziario netto	4.550.927	4.497.381	1,2

(1) Per la riconciliazione del prospetto di stato patrimoniale riclassificato con quello di bilancio si rimanda all'apposito allegato al bilancio consolidato (paragrafo XI).

Nel seguito sono commentate le principali dinamiche patrimoniali del periodo chiuso al 30 giugno 2012.

L'attivo immobilizzato risulta sostanzialmente invariato rispetto al 31 dicembre 2011. L'ammortamento del periodo e le dismissioni compensano l'avanzamento degli investimenti effettuati nel semestre. Per maggiori informazioni sul dettaglio degli investimenti del semestre si rimanda al paragrafo Analisi per settori di attività.

L'incremento del Capitale Circolante netto risente della dinamica dei debiti e crediti commerciali e delle poste tributarie.

L'incremento della fiscalità differita risulta essenzialmente legata agli incrementi del Fondo Svalutazione crediti.

La diminuzione dei fondi e benefici ai dipendenti è dovuta principalmente agli utilizzi effettuati per adempiere agli obblighi relativi ai titoli ambientali.

La riduzione delle attività destinate ad essere cedute risente dell'uscita dal perimetro di consolidamento della società collegata Gesam Gas per effetto del perfezionamento della cessione delle relative quote.

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 2012.

Situazione Finanziaria

RENDICONTO FINANZIARIO DEL GRUPPO IREN

	migliaia di euro		
	Primo semestre 2012	Primo semestre 2011	Var. %
A. Disponibilità liquide iniziali	44.758	144.112	(68,9)
Flusso finanziario generato dall'attività operativa			
Risultato del periodo	79.846	99.603	(19,8)
Rettifiche per:			
Ammortamenti attività materiali e immateriali	107.564	98.087	9,7
(Plusvalenze) Minusvalenze e altre variazioni patrimoniali	1.665	(357)	(*)
Variazione netta TFR e altri benefici ai dipendenti	472	(549)	(*)
Variazione netta fondo rischi e altri oneri	(12.677)	22.508	(*)
Utili dalla vendita di attività operative cessate al netto degli effetti fiscali	(539)	(892)	(39,6)
Variazione imposte anticipate e differite	214	(1.650)	(*)
Variazione altre attività/passività non correnti	1.355	4.547	(70,2)
Dividendi ricevuti	(421)	(3)	(*)
Quota del risultato di collegate	(12.109)	(8.803)	37,6
Svalutazioni di attività immobilizzate e partecipazioni	8.166	690	(*)
B. Cash flow operativo prima delle variazioni di CCN	173.536	213.181	(18,6)
Variazione rimanenze	(22.927)	(2.643)	(*)
Variazione crediti commerciali	13.262	2.917	(*)
Variazione crediti tributari e altre attività correnti	29.840	(27.300)	(*)
Variazione debiti commerciali	(153.165)	(196.595)	(22,1)
Variazione debiti tributari e altre passività correnti	107.218	22.727	(*)
C. Flusso finanziario derivante da variazioni di CCN	(25.772)	(200.894)	(87,2)
D. Cash flow operativo (B+C)	147.764	12.287	(*)
Flusso finanziario da (per) attività di investimento			
Investimenti in attività materiali e immateriali	(145.964)	(242.938)	(39,9)
Investimenti in attività finanziarie	(613)	(38)	(*)
Realizzo investimenti e variazione attività destinate ad essere cedute	12.207	6.784	79,9
Cessione di attività operative cessate al netto della liquidità ceduta	8.492	21.955	(*)
Dividendi ricevuti	9.071	10.143	(10,6)
Altri movimenti di attività finanziarie	-	-	-
E. Totale flusso finanziario da attività di investimento	(116.807)	(204.094)	(42,8)
F. Free cash flow (D+E)	30.957	(191.807)	(*)
Flusso finanziario da attività di finanziamento			
Erogazione di dividendi	(22.282)	(121.297)	(81,6)
Altre variazioni di Patrimonio netto	849	(52)	(*)
Nuovi finanziamenti a lungo termine	330.200	100.000	(*)
Rimborsi di finanziamenti a lungo termine	(193.806)	(55.973)	(*)
Variazione crediti finanziari	49.349	(19.165)	(*)
Variazione debiti finanziari	(203.265)	211.407	(*)
G. Totale flusso finanziario da attività di finanziamento	(38.955)	114.920	(*)
H. Flusso monetario del periodo (F+G)	(7.998)	(76.887)	(89,6)
I. Disponibilità liquide finali (A+H)	36.760	67.225	(45,3)

(*) 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 2012	Primo semestre 2011	Var. %
Free cash flow	30.957	(191.807)	(*)
Erogazione di dividendi	(22.282)	(121.297)	(81,6)
Altre variazioni di Patrimonio netto	849	(52)	(*)
Variazione fair value strumenti derivati di copertura	(10.632)	10.454	(*)
Attività (Passività) finanziarie destinate a essere cedute	-	-	-
Variazione posizione finanziaria netta	(1.108)	(302.702)	(99,6)

(*) Variazione superiore al 100%

L'indebitamento finanziario netto al 30 giugno 2012 è pari a 2.654 milioni di euro, sostanzialmente invariato rispetto al 31 dicembre 2011.

In particolare il free cash flow, positivo per 31 milioni di euro, deriva dall'effetto congiunto dei seguenti flussi monetari:

- il cash flow operativo è positivo per 148 milioni di euro e si compone per 174 milioni di euro da cash flow operativo prima delle variazioni di capitale circolante netto e per -26 milioni di euro dal flusso finanziario derivante da variazioni di capitale circolante netto;
- il flusso monetario da attività di investimento, negativo per 117 milioni di euro, è generato da investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali per 146 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 operative cessate per 8 milioni di euro, dalla cessione della stazione elettrica di Torino Nord a Terna per 12 milioni di euro e dall'incasso di dividendi per 9 milioni di euro.

FATTI DI RILIEVO INTERVENUTI DOPO LA CHIUSURA DELL'ESERCIZIO ED EVOLUZIONE PREVEDIBILE DELLA GESTIONE

Fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura

Cessione della partecipazione in Sasternet S.p.A.

In data 3 agosto 2012 Iride Servizi e F2i Reti TLC hanno stipulato il contratto per la cessione dell'intera partecipazione detenuta dal Gruppo IREN in Sasternet S.p.A. (85% del capitale sociale). L'ammontare della cessione è composto da una quota da corrispondere al perfezionamento del trasferimento delle azioni (*closing*) - pari all'85% di 16,2 milioni di euro meno l'indebitamento finanziario netto a tale data - e da una componente di *earn out* a 5 anni per un massimo di 3 milioni di euro, in funzione della *performance* e del valore futuro della Società.

Per il Gruppo IREN, la cessione di Sasternet si colloca nell'ambito del processo di razionalizzazione dei *business* gestiti, attraverso la dismissione di attività *no core* finalizzate, tra l'altro, alla riduzione dell'indebitamento finanziario netto.

Evoluzione prevedibile della gestione

Sulla base delle informazioni ad oggi disponibili e delle previsioni per l'esercizio in corso, si prevede anche per il secondo semestre 2012 uno scenario macroeconomico ancora sostanzialmente caratterizzato dal perdurare della debolezza registrata nel recente passato che ha condizionato la domanda di energia elettrica e di gas, oltre alla produzione dei rifiuti in particolare industriali. Il Gruppo IREN prevede un consolidamento nella crescita delle attività per effetto della progressiva contribuzione degli investimenti realizzati oltre alle azioni di riduzione del Debito Finanziario.

I risultati del Gruppo IREN saranno comunque influenzati dall'evoluzione dello scenario energetico, dalla normativa di riferimento e dalla stagionalità dei settori in cui opera, con particolare riferimento all'andamento climatico.

Oltre all'entrata in esercizio a pieno regime della nuova centrale di cogenerazione "Torino Nord" da 390 MW, si confermano la sostanziale ultimazione del terminale di rigassificazione di Livorno e l'entrata in funzione per la fine dell'anno del Polo Ambientale Integrato di Parma.

QUADRO NORMATIVO

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

Nel seguito sono presentate le principali novità normative emerse nel corso del primo semestre del 2012 che influenzano i settori nei quali il Gruppo opera; per un'analisi più completa si rimanda alle informazioni contenute nel Bilancio 2011 del Gruppo.

Il 12 e 13 giugno 2011 si sono tenuti i referendum sulla abrogazione dell'art. 23 bis del decreto-legge 25 giugno 2008 n. 122, convertito in legge, con modificazioni, dall'art. 1, comma 1, legge 6 agosto 2008, n. 133, come successivamente modificato dal decreto-legge 25 settembre 2009 n. 135, convertito con legge 20 novembre 2009 n. 166, che aveva introdotto modifiche sostanziali all'ordinamento vigente in materia di Servizi Pubblici Locali di rilevanza economica, nonché sulla abrogazione dell'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 "in base all'adeguata remunerazione del capitale investito".

Essendo stato raggiunto il quorum di votanti previsto dalla legge ed essendosi la maggioranza dei votanti espressa in favore dell'abrogazione, le norme sopra richiamate hanno cessato di avere effetto. In conseguenza dell'esito referendario hanno altresì perso efficacia le disposizioni del D.P.R. 7 settembre 2010, n. 168 (regolamento in materia di servizi pubblici locali di rilevanza economica, a norma dell'art. 23 – bis del decreto-legge n. 112/2008).

L'art. 4 del decreto-legge 13 agosto 2011, n. 138, convertito con legge 14 settembre 2011, n. 148, ha dettato nuove norme di adeguamento della disciplina dei servizi pubblici locali al referendum popolare e alla normativa dell'Unione Europea. La citata norma ha subito ulteriori modificazioni ad opera della legge di stabilità 12 novembre 2011, n. 183, del decreto-legge n. 1 del 24 gennaio 2012, nonché della legge di conversione 24 marzo 2012, n. 27, e del decreto-legge 22 giugno 2012, n. 83.

La disciplina dei servizi pubblici locali risultante, ad oggi, dal complesso quadro normativo sopra enunciato può essere sommariamente riassunta come segue.

- La normativa di cui trattasi si applica ai servizi pubblici locali ad esclusione del servizio idrico integrato (salvo che per le norme sulle incompatibilità), del servizio di distribuzione di gas naturale, del servizio di distribuzione di energia elettrica e della gestione delle farmacie comunali.
- Le Regioni, entro il 30 giugno 2012, organizzano lo svolgimento dei servizi pubblici locali in ambiti o bacini territoriali ottimali e omogenei individuati in riferimento a dimensioni comunque non inferiori alla dimensione del territorio provinciale e tali da consentire economie di scala.
- Entro dodici mesi dal 13 agosto 2011 gli enti locali adottano e inviano all'Autorità garante della concorrenza e del mercato una delibera quadro con la quale verificano la realizzabilità, dopo avere individuato i contenuti specifici degli obblighi di servizio pubblico e universale, di una gestione concorrenziale dei servizi pubblici locali di rilevanza economica liberalizzando tutte le attività economiche e limitando l'attribuzione di diritti di esclusiva alle ipotesi in cui, in base ad una analisi di mercato, la libera iniziativa economica privata non risulti idonea a garantire un servizio rispondente ai bisogni della comunità.
- Per gli enti territoriali con popolazione superiore a 10.000 abitanti la delibera quadro, nel caso con la stessa si attribuiscono diritti di esclusiva se il valore del servizio è pari o superiore a 200.000 euro, è trasmessa per un parere obbligatorio all'Autorità garante della concorrenza e del mercato, che può pronunciarsi entro sessanta giorni.
- Nel silenzio dell'Autorità, dopo i sessanta giorni l'ente adotta la delibera quadro.

- I soggetti gestori di servizi pubblici locali, qualora intendano svolgere attività in mercati diversi da quelli in cui sono titolari di diritti di esclusiva, sono obbligati a costituire società separate.
- Nel caso in cui l'ente locale, a seguito della verifica della delibera quadro, intenda procedere all'attribuzione di diritti di esclusiva, il conferimento della gestione dei servizi avviene in favore: (i) di imprenditori o di società in qualunque forma costituite individuati mediante procedure competitive ad evidenza pubblica a cui possono partecipare anche le società a capitale interamente pubblico salvo specifici divieti di legge; (ii) di società miste a capitale pubblici/privato, per le quali il socio privato sia scelto con procedura competitiva avente ad oggetto, al tempo stesso, la qualità di socio, al quale deve essere conferita una partecipazione non inferiore al 40%, e l'attribuzione di specifici compiti operativi connessi alla gestione del servizio per l'intera durata del servizio stesso.
- La gestione cosiddetta in house è ammessa se il valore economico del servizio è pari o inferiore alla somma complessiva di 200.000 euro.

Il regime transitorio degli affidamenti non conformi alla nuova normativa è il seguente:

- a) gli affidamenti diretti relativi a servizi in house di valore economico superiore a 200.000 euro cessano improrogabilmente e senza necessità di apposita deliberazione alla data del 31 dicembre 2012; in deroga, l'affidamento in house, per una durata massima di tre anni, può avvenire a favore di azienda risultante dalla integrazione operativa, perfezionata entro il 31 dicembre 2012, di preesistenti gestioni dirette in house tale da configurare un unico gestore del servizio a livello di ambito o di bacino territoriale ottimale;
- b) le gestioni affidate direttamente a società mista con gara per la scelta del socio privato che non abbia però avuto come oggetto anche l'attribuzione dei compiti operativi connessi alla gestione del servizio cessano alla data del 31 marzo 2013;
- c) le gestioni affidate con gara avente ad oggetto la qualità di socio e l'attribuzione di compiti operativi connessi alla gestione del servizio cessano alla scadenza prevista nel contratto di servizio;
- d) 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 ai sensi dell'art. 2359 del codice civile, cessano alla scadenza prevista nel contratto di servizio, a condizione che la partecipazione in capo a soci pubblici detentori di azioni alla data del 13 agosto 2011, ovvero quella sindacata, si riduca anche progressivamente, attraverso procedure ad evidenza pubblica ovvero forme di collocamento privato presso investitori qualificati e operatori industriali, ad una quota non superiore al 40% entro il 30 giugno 2013 e non superiore al 30% entro il 31 dicembre 2015; ove tali condizioni non si verificano, gli affidamenti cessano rispettivamente alle date sopra indicate;
- e) cessano improrogabilmente e senza necessità di apposita deliberazione alla data del 31 dicembre 2012 gli affidamenti diretti che non rientrano nei casi di cui alle precedenti lettere da b) a d).

Codice dei contratti pubblici

La legge 12 luglio 2011, n. 106, che ha convertito il decreto-legge 13 maggio 2011, n. 70, ha introdotto modifiche al codice dei contratti pubblici (d.Lgs. 12 aprile 2006, n. 163) in particolare per quanto riguarda i requisiti di ordine generale per la partecipazione alle gare, la tassatività delle cause di esclusione dalle procedure ad evidenza pubblica, la possibilità di affidare con procedura negoziata senza pubblicazione di bando i lavori di importo cumulativo inferiore a un milione di euro e la disciplina della finanza di progetto, nonché una sanzione pecuniaria nei giudizi in materia di contratti pubblici quando la sentenza risulta fondata su ragioni manifeste od orientamenti giurisprudenziali consolidati.

Numerose modifiche sono state altresì introdotte al regolamento di attuazione del codice dei contratti pubblici approvato con D.P.R. 5 ottobre 2010, n. 207. Con la stessa legge è stata istituita l'Agenda nazionale per la regolazione e la vigilanza in materia di acqua, con compiti di definizione dei livelli minimi di qualità del servizio e di coordinamento in materia tariffaria. Detta Agenda è stata successivamente soppressa dall'art. 21, comma 20 del D.L. 6 dicembre 2011 n. 201 (convertito nella L. 22.12.2011 n. 214) – le funzioni in tema di regolazione e controllo dei servizi idrici, previa identificazione con decreto interministeriale da emanarsi entro 90 giorni dall'entrata in vigore del suddetto D.L., sono state attribuite all'Autorità per l'Energia Elettrica ed il Gas (AEEG).

Ulteriori modifiche al codice dei contratti pubblici, in particolare per la disciplina della finanza di progetto, si trovano nel decreto-legge 22 giugno 2012, n. 83.

Distribuzione gas

Con decreto del 19 gennaio 2011 il Ministro dello sviluppo economico ha determinato gli ambiti territoriali nel settore della distribuzione del gas naturale, ai sensi dell'art. 46-bis della legge 29 novembre 2007, n. 222, di conversione del decreto-legge 1° ottobre 2007 n. 159. A completamento dell'iter normativo previsto dal citato art. 46-bis è intervenuto il decreto del Ministro dello sviluppo economico del 12 novembre 2011, n. 226, pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale n. 22 del 27 gennaio 2012, che ha 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 per l'affidamento delle nuove concessioni di distribuzione a livello di ambito territoriale. Il termine 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 (se compreso nell'ambito territoriale), oppure entro 18 mesi da soggetto individuato dai Comuni appartenenti all'ambito territoriale (se quest'ultimo non comprende il Comune Capoluogo).

Energia elettrica

■ Delibera 18 maggio 2012 203/2012/R/efr "Adeguamento delle regole del mercato dei titoli di efficienza energetica e del regolamento delle transazioni bilaterali"

Nell'ambito della regolazione del meccanismo dei Titoli di Efficienza Energetica (TEE), con il provvedimento in oggetto il Regolatore, nel dar seguito alla precedente Delibera 197/2012/R/efr - con cui l'AEEG avviava un procedimento di adeguamento della regolazione del meccanismo dei TEE alle disposizioni di cui al DM 5 settembre 2011, recante il nuovo regime di sostegno alla cogenerazione ad alto rendimento (CAR), nonché le attività necessarie a consentire un efficace monitoraggio degli impatti complessivi di tali disposizioni ministeriali sull'attuale meccanismo dei TEE.

Delibera 08 maggio 2012 179/2012/R/eel "Approvazione dello schema di "Rules for Intraday Capacity Allocation by Explicit Auctions on North Italian Borders", recante le procedure operative finalizzate all'implementazione di un meccanismo di aste esplicite per l'allocazione infragiornaliera della capacità di trasporto sulle interconnessioni con Austria, Francia, Slovenia e Svizzera"

Al fine di promuovere l'introduzione di un primo meccanismo di allocazione della capacità transfrontaliera su base infragiornaliera, con la delibera citata, l'Autorità approva il documento Intraday Access Rules, elaborato da Terna congiuntamente agli altri gestori di rete di Austria, Francia, Slovenia e Svizzera, partecipanti ai lavori, in ambito ACER, aderenti all'Iniziativa Regionale Europea per il Centro-Sud, ed inviato al Regolatore in data 6 aprile 2012.

Con tale documento, Terna, anche in considerazione dei rilievi espressi dalla Commissione Europea nell'ambito della procedura di infrazione n. 2009/2174, ha introdotto, nell'ambito dell'attuale assetto del mercato elettrico, un meccanismo di allocazione di capacità transfrontaliera su base infragiornaliera, basato sulla gestione di due aste esplicite intra-day.

Si segnala che l'allocazione della capacità transfrontaliera su base infragiornaliera è uno degli elementi del modello di mercato europeo, proposto da ACER con le proprie *Framework Guidelines on Capacity Allocation and Congestion Management for Electricity*, pubblicate in data 29 luglio 2011.

Secondo le richiamate linee guida europee, l'accesso alla capacità di interconnessione nel mercato infragiornaliero deve avvenire attraverso un'allocazione implicita su base continua, sebbene in ambito regionale sia previsto che la stessa possa inizialmente avvenire anche attraverso un primo meccanismo di asta esplicita, previa approvazione delle Autorità di regolazione interessate.

L'Autorità ha inoltre disposto che i proventi spettanti a Terna dalla gestione delle aste esplicite di assegnazione della capacità di trasporto infragiornaliera, dovranno essere utilizzati a riduzione dei corrispettivi di accesso alla rete per tutti i clienti finali del sistema elettrico nazionale, attraverso la riduzione del corrispettivo per l'approvvigionamento delle risorse nel mercato per i servizi di dispacciamento di cui all'articolo 44, della deliberazione n. 111/06 (corrispettivo uplift), mantenendo, allo scopo, separata evidenza delle diverse partite economiche che concorrono alla sua determinazione.

Gas

DPCM del 25 maggio 2012 su modalità e termini della separazione proprietaria di SNAM S.p.A. (quindi della rete di trasporto e degli stoccaggi) da ENI S.p.A.

Sulla base di quanto previsto dall'art. 15 del D.L. n. 1/12 (c.d. decreto "Cresci Italia", convertito con modifiche in legge n. 27/2012), il DPCM stabilisce che ENI al fine di cedere il controllo di Snam proceda alla riduzione della propria partecipazione azionaria detenuta nella stessa nei tempi più brevi, compatibilmente con le condizioni di mercato, e comunque non oltre i 18 mesi previsti dal citato D.L. 1/12. Al fine di assicurare il mantenimento di un nucleo stabile nel capitale di Snam S.p.A., viene inoltre stabilito che ENI ceda alla Cassa Depositi e Prestiti (CdP) una quota del capitale di Snam non inferiore al 25,1% mediante trattativa diretta. Successivamente alla cessione alla CdP, ENI cederà la quota residua nel capitale di SNAM attraverso procedure di vendita trasparenti e non discriminatorie tra il pubblico dei risparmiatori e degli investitori istituzionali.

La delibera n. 229/2012/R/Gas del 31 maggio 2012 (*Approvazione del Testo integrato delle disposizioni per la regolazione delle partite fisiche ed economiche del servizio di bilanciamento del gas naturale - Settlement*) ha definito, al termine di un lungo iter di consultazione ed elaborazione, una procedura di completamento della disciplina del bilanciamento, finalizzata ad una corretta attribuzione ad ogni operatore che utilizza il sistema di bilanciamento e di trasporto dei quantitativi di gas consumati dai clienti finali. Si tratta di un procedimento di bottom-up che investe anche i tratti downstream della filiera, ossia distribuzione e vendita. La procedura di attribuzione si articola in 12 sessioni di bilanciamento, una per ogni mese dell'anno, e in sessioni di aggiustamento annuali, queste ultime con lo scopo di "aggiustare" le posizioni economiche degli utenti del sistema tenendo conto dei dati di misura che nel frattempo vengono man mano acquisiti. Le sessioni di aggiustamento saranno articolate in una sessione di conguaglio riferita all'anno civile precedente e in una sessione di rettifica riferita ad un arco temporale di 5 anni. Il prezzo di regolazione della partite sarà il prezzo di bilanciamento.

La delibera contiene anche novità riguardo le modalità di trattamento dei punti di riconsegna per i quali si prevede, laddove disponibili, l'utilizzo di misure giornaliere e mensili. I punti di

riconsegna per i quali le misure vengono raccolte con periodicità diversa saranno invece sottoposti a profilazione convenzionale (load profiling) secondo nuovi criteri che prevedono modalità univoche di determinazione del prelievo annuo cui applicare profili di prelievo standard codificati in modo da consentire l'introduzione di un fattore di modulazione climatica che verrà definito con successivo provvedimento.

La delibera AEEG n. 263/2012/R/Gas del 21 giugno 2012 (*“Revisione delle condizioni economiche della materia prima gas a partire dal 1° ottobre 2012 ed avvio di un’istruttoria conoscitiva sulle condizioni di approvvigionamento nel mercato della vendita al dettaglio del gas naturale”*) ha rivisto, tenendo conto di quanto disposto dall’art. 13 del D.L. 1/12 (obbligo di riferimento ai prezzi di mercato), le modalità di definizione del valore della materia prima contenuto nel prezzo finale ai consumatori tutelati: a partire dal 1° ottobre 2012, inizio del nuovo anno termico, la componente QE sarà calcolata attribuendo un peso del 95% al valore derivante dalla formula che rappresenta il costo di approvvigionamento del gas legato ai contratti a lungo termine oil linked (c.d. indice TOP) - tenendo anche conto delle revisioni cui questi ultimi sono stati sottoposti in base agli accordi produttori/importatori – e il 5% del peso restante ai prezzi del gas sui mercati europei con riferimento al prezzo forward determinatosi all’hub olandese TTF. Rispetto alla vecchia formula interamente oil linked applicata fino a marzo 2012 (nel periodo aprile-settembre è in vigore una formula transitoria) la QE calcolata con il nuovo metodo si stima risultare inferiore di circa 0,9 cEuro/mc con riferimento all’ultimo trimestre 2012.

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 oggi, ai sensi della normativa vigente, 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.

Il decreto-legge 22 giugno 2012, n. 83, denominato “misure urgenti per la crescita del Paese”, contiene all’art. 37, commi da 4 a 8, nuove norme riguardanti le gare per l’assegnazione delle concessioni di grande derivazione ad uso idroelettrico. Le principali innovazioni contenute nel decreto riguardano la durata delle concessioni che saranno assegnate con le future gare, che sarà ventennale e non più trentennale, l’indicazione come prioritari, per la valutazione delle offerte degli aspiranti concessionari, dei criteri relativi all’offerta economica per l’acquisizione dell’uso della risorsa idrica ed all’aumento dell’energia prodotta o della potenza installata, la destinazione di parte dell’offerta economica dell’aggiudicataria alla riduzione dei costi dell’energia elettrica a beneficio della generalità dei clienti finali, il corrispettivo per il concessionario uscente determinato con riferimento al valore di mercato dei beni materiali inteso come valore di ricostruzione a nuovo diminuito nella misura dell’ordinario degrado, con esclusione delle opere devolvibili (salvo che per gli investimenti non ancora ammortizzati alla data di scadenza della 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 Legge n. 42 del 2010 ha disposto (mediante inserimento del comma 186*bis* nella L. 23.12.2009 n. 191) la soppressione delle Autorità d’Ambito Territoriali Ottimali decorso un

anno dall'entrata in vigore di tale legge - termine prorogato al 31 marzo 2011 dal decreto mille proroghe (D.L. 29 dicembre 2010, n. 225), e nuovamente prorogato al 31 dicembre 2012 dal D.L. 29.12.2011 n. 216 (mille proroghe). La norma ha stabilito inoltre che le Regioni attribuiscono con legge le funzioni già esercitate dalle Autorità, nel rispetto dei principi di sussidiarietà, differenziazione e adeguatezza.

Il servizio Idrico integrato è altresì disciplinato, per la regione Emilia Romagna dalle Leggi Regionali n. 25 del 1999 e n. 10 del 2008. In attuazione della delega contenuta nell'art. 2, comma 186bis della L. 23.12.2009 n. 191 la Regione Emilia Romagna ha approvato la Legge Regionale n. 23 del 23 dicembre 2011, con la quale ha disciplinato l'esercizio delle funzioni già svolte dalle Autorità d'Ambito Territoriali Ottimali, soppresse dalla medesima Legge 191/2009.

Il decreto legislativo 152/06 sancisce che *“la tariffa costituisce il corrispettivo del servizio idrico integrato ed è determinata tenendo conto della qualità della risorsa e del servizio fornito, delle opere e degli adeguamenti necessari, dell'entità dei costi di gestione delle opere, dell'adeguatezza della remunerazione del capitale investito e dei costi di gestione delle opere di salvaguardia, nonché dei costi di funzionamento dell'ATO, in modo che sia assicurata la copertura integrale dei costi di investimento e di esercizio secondo il principio di recupero dei costi e secondo il principio “chi inquina paga”. Tutte le quote della tariffa del servizio idrico integrato hanno natura di corrispettivo”* (art. 154 ante parziale abrogazione ex Referendum).

In ragione delle disposizioni del Metodo Normalizzato (decreto 1° agosto 1996), la tariffa di ciascun ATO deve essere determinata in ragione di una tariffa di riferimento che costituisce la base per fissare il livello tariffario iniziale nonché per orientare e graduare nel tempo gli adeguamenti tenendo conto degli obiettivi di miglioramento della produttività, della qualità del servizio fornito e dell'inflazione. La tariffa di riferimento, espressa nel decreto 1° agosto 1996, è regolata da un meccanismo di moderazione della crescita detto price cap.

Per quanto riguarda le quote di tariffa riferite ai servizi di pubblica fognatura e di depurazione, l'art. 155 del D. Lgs. 152/2006 stabilisce che le medesime sono dovute dagli utenti anche nel caso in cui manchino impianti di depurazione o questi siano temporaneamente inattivi. Nel corso del 2008 tale disposizione è stata annullata dalla pronuncia della Corte Costituzionale n. 335 del 10 ottobre 2008.

Infatti la sentenza della Corte Costituzionale ha dichiarato l'illegittimità costituzionale:

- dell'art. 14, comma 1, L. 5 gennaio 1994, n. 36 (Disposizioni in materia di risorse idriche), sia nel testo originario, sia nel testo modificato dall'art. 28 della legge 31 luglio 2002, n. 179 (Disposizioni in materia ambientale), nella parte in cui prevede che la quota di tariffa riferita al servizio di depurazione è dovuta dagli utenti “anche nel caso in cui la fognatura sia sprovvista di impianti centralizzati di depurazione o questi siano temporaneamente inattivi”;
- dell'art. 155, comma 1, primo periodo, del D. Lgs. 3 aprile 2006, n. 152 (Norme in materia ambientale), nella parte in cui prevede che la quota di tariffa riferita al servizio di depurazione è dovuta dagli utenti “anche nel caso in cui manchino impianti di depurazione o questi siano temporaneamente inattivi”.

La sentenza sopra richiamata ha comportato l'esclusione degli utenti non serviti dagli impianti di depurazione dall'addebito della relativa quota tariffaria nelle bollette posteriori alla sentenza, ed ha attribuito ai medesimi utenti il diritto al rimborso del pregresso nei limiti della prescrizione, secondo procedure definite con decreto ministeriale. Ovviamente la sentenza della Corte Costituzionale, comportando, a parità di costi, una riduzione dei ricavi conseguiti dal Gestore, richiede degli interventi di revisione tariffaria da parte delle Autorità d'Ambito che garantiscano l'equilibrio economico della gestione, altrimenti compromesso.

A seguito della sentenza è stata promulgata la Legge 27 febbraio 2009, n. 13 intitolata *“Conversione in legge, con modificazioni, del decreto-legge 30 dicembre 2008, n. 208, recante misure straordinarie in materia di risorse idriche e di protezione dell'ambiente”*.

L'art. 8-*sexies* L. 13/2009, titolato Disposizioni in materia di servizio idrico integrato, statuisce che:

- 1) Gli oneri relativi alle attività di progettazione e di realizzazione o completamento degli impianti di depurazione, nonché quelli relativi ai connessi investimenti, come espressamente individuati e programmati dai piani d'ambito, costituiscono una componente vincolata della tariffa del servizio idrico integrato che concorre alla determinazione del corrispettivo dovuto dall'utente. Detta componente è pertanto dovuta al gestore dall'utenza, nei casi in cui manchino gli impianti di depurazione o questi siano temporaneamente inattivi, a decorrere dall'avvio delle procedure di affidamento delle prestazioni di progettazione o di completamento delle opere necessarie alla attivazione del servizio di depurazione, purché alle stesse si proceda nel rispetto dei tempi programmati.
- 2) In attuazione della sentenza della Corte Costituzionale n. 335 del 2008, i gestori del servizio idrico integrato provvedono anche in forma rateizzata, entro il termine massimo di cinque anni, a decorrere dal 1° ottobre 2009, alla restituzione della quota di tariffa non dovuta riferita all'esercizio del servizio di depurazione. Nei casi di cui al secondo periodo del comma 1, dall'importo da restituire vanno dedotti gli oneri derivati dalle attività di progettazione, di realizzazione o di completamento avviate. L'importo da restituire è individuato, entro centoventi giorni dalla data di entrata in vigore della legge di conversione del presente decreto, dalle rispettive Autorità d'ambito.
- 3) Le disposizioni di cui ai commi 1 e 2 si applicano anche agli enti locali gestori in via diretta dei servizi di acquedotto, fognatura e depurazione. In tali casi all'individuazione dell'importo da restituire provvedono i medesimi enti locali.
- 4) Entro due mesi dalla data di entrata in vigore della legge di conversione del presente decreto, su proposta del Comitato per la vigilanza sull'uso delle risorse idriche, il Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare stabilisce con propri decreti i criteri ed i parametri per l'attuazione, coerentemente con le previsioni dell'allegato al decreto del Ministro dei lavori pubblici, d'intesa con il Ministro dell'ambiente, 1° agosto 1996, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale n. 243 del 16 ottobre 1996, tenute presenti le particolari condizioni dei soggetti non allacciati che provvedono autonomamente alla depurazione dei propri scarichi e l'eventuale impatto ambientale, di quanto previsto dal comma 2, nonché le informazioni minime che devono essere periodicamente fornite agli utenti dai singoli gestori in ordine al programma per la realizzazione, il completamento, l'adeguamento e l'attivazione degli impianti di depurazione previsto dal rispettivo Piano d'ambito, nonché al suo grado di progressiva attuazione, e le relative forme di pubblicità, ivi inclusa l'indicazione all'interno della bolletta.
- 5) Nell'ambito delle informazioni fornite all'utenza devono rientrare anche quelle inerenti al consuntivo delle spese già sostenute ed al preventivo delle spese che il gestore deve ancora sostenere, a valere sulla quota di tariffa vincolata a coprire gli oneri derivanti dalle attività di cui al comma 4, nonché all'osservanza dei tempi di realizzazione previsti.
- 6) Il Comitato provvede al controllo e al monitoraggio periodico del corretto adempimento degli obblighi informativi da parte del gestore, al quale, nell'ipotesi di inadempienze, si applicano, ai fini dell'osservanza delle disposizioni di cui al presente articolo, le disposizioni di cui all'articolo 152, commi 2 e 3, del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152.

Per effetto dell'entrata in vigore delle disposizioni in esame, l'eventuale rimborso, da parte del gestore del SII, agli utenti della quota di tariffa rappresentata dalla componente relativa all'attività di depurazione è quindi sospensivamente condizionato:

- al decorso del termine, ormai trascorso, del 1° ottobre 2009;
- alla definizione dei criteri e dei parametri per l'attuazione della "restituzione della quota di tariffa non dovuta riferita all'esercizio del servizio di depurazione", da

effettuarsi a cura del Ministero dell’Ambiente con propri decreti entro il termine, ordinario, di due mesi dall’entrata in vigore della legge (cfr. comma 4). Tale Decreto del Ministro dell’Ambiente, datato 30 settembre 2009, è stato pubblicato in Gazzetta Ufficiale - in data 8 febbraio 2010 - e reca l’individuazione dei criteri e dei parametri per la restituzione agli utenti della quota di tariffa non dovuta riferita al servizio di depurazione. Tale Decreto individua l’ATO quale soggetto deputato ad individuare i criteri ed i parametri per la restituzione agli utenti della quota di tariffa in argomento e definisce le informazioni minime che i gestori devono fornire agli utenti in merito ai suddetti programmi d’intervento;

- all’individuazione dell’ammontare che il gestore deve restituire a ciascun utente, da effettuarsi a cura dell’Autorità d’Ambito entro il termine, ordinario, di centoventi giorni dall’entrata in vigore della legge (cfr. comma 2), che presuppone, però, ed è quindi subordinata all’emanazione dei decreti del Ministero dell’Ambiente di definizione dei criteri e dei parametri per l’attuazione di tale calcolo e delle modalità di rimborso.

Il settore dei Servizi Idrici (SII) è stato interessato (come accennato all’inizio del presente capitolo) 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 al momento, 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. Infatti l’art. 170 – 3° comma - del medesimo D. Lgs. 152/2006 (non interessato dal Referendum abrogativo, è quindi rimasto in vita) stabilisce che fino alla emanazione del futuro decreto continuerà ad applicarsi il precedente decreto 1° agosto 1996. Pertanto fino a quando non sarà emanato un nuovo provvedimento, continuerà ad applicarsi l’attuale Metodo Normalizzato e, conseguentemente, il modello tariffario approvato dalle competenti Autorità d’Ambito.

Ritenuta l’esigenza di riformulare il “Metodo Tariffario”, a seguito del Referendum abrogativo sopra richiamato, con D.L. 6.12.2011 (convertito dalla legge 22.12.2011 n. 214) “*le funzioni attinenti alla regolazione ed al controllo dei servizi idrici*” sono state attribuite all’Autorità per l’Energia Elettrica e il Gas (l’Autorità), che opererà con i medesimi poteri previsti dalla legge 14.11.1995 n. 481.

Per assolvere a tali nuovi compiti l’Autorità ha avviato un’attività di raccolta dei dati relativi al SII svolto sulla base della precedente disciplina ed, al fine di acquisire indicazioni e suggerimenti, ha pubblicato in data 22 maggio 2012 un Documento di Consultazione avente ad oggetto la definizione del nuovo Metodo Tariffario, che andrà a sostituire la disciplina contenuta nel DM 1° agosto 1996.

Dal suddetto Documento di consultazione emergono alcuni orientamenti dell’Autorità su specifici aspetti del nuovo Metodo, fra i quali:

- eliminazione dalle componenti della tariffa della “remunerazione del capitale investito”, in coerenza con l’esito del Referendum;
- la conferma del principio, espresso dal TU dell’Ambiente (art. 154 del D. Lgs 152/2006, come emendato a seguito del Referendum), dalla Sentenza n. 26/2011 della Corte Costituzionale che ha ammesso il quesito referendario, dalla Direttiva 2000/60/CE (sulle Acque) e dalla relativa Comunicazione esplicativa, che *assicurata la copertura integrale dei costi di investimento e di esercizio secondo il principio di recupero dei costi e secondo il principio “chi inquina paga”*;

- il riconoscimento in tariffa dei costi finanziari relativi agli investimenti strumentali alla gestione del SII, delle quote di ammortamento, con effetto dalla loro entrata in esercizio;
- l'adeguamento della tariffa in funzione dei volumi effettivamente distribuiti dal Gestore;
- il superamento del limite "k" all'adeguamento annuale della tariffa;
- l'applicazione dei criteri che saranno fissati dal nuovo Metodo tariffario anche alle gestioni non ancora organizzate a livello di Ambito, precedentemente soggette alla disciplina "CIPE".

L'Autorità avrebbe intenzione di definire una tariffa transitoria, in modo da garantire al settore un assetto certo ed omogeneo, in attesa di completare la raccolta di informazioni e di pervenire ad adeguate elaborazioni indispensabili per un assetto "a regime" della relativa disciplina tariffaria.

Servizio gestione rifiuti

Per Gestione Integrata Rifiuti si intende il complesso delle attività volte ad ottimizzare la gestione dei rifiuti, ovvero l'insieme delle attività di raccolta, trasporto, trattamento, avvio allo smaltimento e smaltimento dei rifiuti, ivi compresa l'attività di spazzamento delle strade e il controllo delle relative operazioni.

La normativa di carattere generale applicabile al settore del Servizio Gestione Integrata Rifiuti, è contenuta a livello nazionale nel D.L. n. 138/2011 convertito in legge 14 settembre 2011 n. 148 e ss.mm.ii., come ulteriormente modificato dal D.L. 24 gennaio 2012 n. 1, nel Codice dell'Ambiente (d.lgs. 152/2006, e s.m.i.) ed a livello regionale dalle L. R. Emilia Romagna n. 25/99, n. 10/2008 e n. 23/2011.

Il legislatore ha stabilito che le Autorità d'Ambito Territoriale per la gestione delle risorse idriche e per la gestione integrata dei rifiuti urbani di cui agli articoli 148 e 201 del D. Lgs. n. 152/2006 (c.d. Codice ambiente) cessino entro il 31.12.2012; mentre ha attribuito alle Regioni il compito di conferire con legge le funzioni già esercitate da detti organismi nel rispetto dei principi di sussidiarietà, differenziazione e adeguatezza.

Si segnala che la Regione Emilia Romagna ha già provveduto in tal senso con la legge n. 23 del 23 dicembre 2011 "Norme di organizzazione territoriale delle funzioni relative ai servizi pubblici locali dell'ambiente" istituendo l'Agenzia Territoriale dell'Emilia Romagna per i servizi idrici e rifiuti cui partecipano tutti i comuni e le province della Regione, cui spettano le funzioni di regolazione per l'intero territorio regionale.

Il legislatore è poi nuovamente intervenuto sulla disciplina con l'art. 3 bis del D.L. 138, facendo salva l'organizzazione di servizi pubblici locali di settore in ambiti o bacini territoriali ottimali già prevista in attuazione di specifiche direttive europee nonché ai sensi delle discipline di settore vigenti o, infine, delle disposizioni regionali che abbiano già avviato la costituzione di ambiti o bacini territoriali in coerenza con le previsioni indicate nel presente comma. Decorso inutilmente il termine indicato, è previsto che il Consiglio dei Ministri, a tutela dell'unità giuridica ed economica, eserciti i poteri sostitutivi di cui all'*articolo 8 della legge 5 giugno 2003, n. 131*, per organizzare lo svolgimento dei servizi pubblici locali in ambiti o bacini territoriali ottimali e omogenei, comunque tali da consentire economie di scala e di differenziazione idonee a massimizzare l'efficienza del servizio.

Si evidenzia inoltre che l'entrata in vigore della normativa settoriale sul SISTRI – sistema informatico di tracciabilità dei rifiuti con il decreto Milleproroghe (D.L. n. 216/2011) dopo essere stata ulteriormente differita al 30 giugno 2012, è stata ulteriormente rinviata ad un termine non successivo al 30.6.2013, a seguito dell'entrata in vigore del D.L. 22.6.2012 n° 83 pubblicato sul SO alla G.U. del 29.6.2012).

Sistema tariffario relativo ai servizi ambientali

Ai sensi dell'art. 238 del Decreto Ambiente, chiunque possieda o detenga a qualsiasi titolo locali, o aree scoperte ad uso privato o pubblico non costituenti accessorio o pertinenza dei locali medesimi, a qualsiasi uso adibiti, esistenti nelle zone del territorio comunale, che producano rifiuti urbani, è tenuto al pagamento di una tariffa.

La tariffa costituisce il corrispettivo per lo svolgimento del servizio di raccolta, trattamento e smaltimento dei rifiuti solidi urbani

La tariffa per la gestione dei rifiuti è commisurata alle quantità e qualità medie ordinarie di rifiuti prodotti per unità di superficie, in relazione agli usi e alla tipologia di attività svolte, tenendo conto anche di indici reddituali articolati per fasce di utenza e territoriali.

La tariffa è determinata dalle Agenzie d'Ambito ed è applicata e riscossa dai soggetti affidatari del servizio di gestione integrata.

Nella determinazione della tariffa è prevista la copertura anche di costi accessori relativi alla gestione dei rifiuti urbani quali, ad esempio, le spese di spazzamento delle strade.

La tariffa è composta da:

- una quota determinata in relazione alle componenti essenziali del costo del servizio, riferite in particolare agli investimenti per le opere ed ai relativi ammortamenti; nonché
- da una quota rapportata alle quantità di rifiuti conferiti, al servizio fornito e all'entità dei costi di gestione, in modo che sia assicurata la copertura integrale dei costi di investimento e di esercizio.

Ai sensi dell'art. 117 D.Lgs 267/2000, la tariffa è riscossa dal soggetto gestore.

L'art. 14 del DL 201/2011, "*Disposizioni urgenti per la crescita, l'equità e il consolidamento dei conti pubblici*" prevede che a decorrere dal 1° gennaio 2013 sia istituito in tutti i comuni del territorio nazionale il tributo comunale sui rifiuti e sui servizi, a copertura dei costi relativi al servizio di gestione dei rifiuti urbani e dei rifiuti assimilati avviati allo smaltimento, svolto mediante l'attribuzione di diritti di esclusiva nelle ipotesi di cui al *comma 1 dell'articolo 4 del decreto-legge 13 agosto 2011, n. 138*, convertito, con modificazioni, dalla *legge 14 settembre 2011, n. 148*, e dei costi relativi ai servizi indivisibili dei comuni. In base a tale previsione, in attesa dei regolamenti attuativi, la riscossione della tariffa prosegue in capo al gestore sino all'espletamento degli adempimenti relativi alla verifica di concorrenzialità dei servizi e all'assegnazione dei diritti di esclusiva previsti dal c. 1 dell'art. 4 DL 138/11.

Il legislatore ha poi previsto che i comuni che hanno realizzato sistemi di misurazione puntuale della quantità di rifiuti conferiti al servizio pubblico possono, con regolamento, prevedere l'applicazione di una tariffa avente natura corrispettiva, in luogo del tributo. In tal caso il costo del servizio da coprire con la tariffa è determinato sulla base dei criteri stabiliti nel regolamento che dovrà essere emanato entro il prossimo 31 ottobre 2012. In tale situazione la tariffa è applicata e riscossa dal soggetto affidatario del servizio di gestione dei rifiuti urbani.

Certificati Verdi, Titoli di efficienza energetica e Ets

Certificati Verdi

In tema di certificati verdi (nel seguito CV), la novità più importante in campo normativo è quella relativa al D. Lgs. 28/2011 del 3 marzo 2011 in attuazione della direttiva 2009/29/CE sulle fonti rinnovabili. Tra i punti di maggiore impatto per IREN si evidenziano quelli relativi al Titolo V sui regimi di sostegno:

- Il decreto, per quel che riguarda l'elettricità, dispone che gli impianti che entreranno in esercizio dopo il 31 dicembre 2012 saranno incentivati con un sistema "feed in" diversificato per fonte e per scaglioni di potenza per gli impianti fino a 5 MW (10 MW

per impianti idroelettrici), mentre quelli al di sopra di tale soglia avranno diritto a un incentivo assegnato tramite aste al ribasso gestite dal GSE;

- Sono previsti incentivi anche per la produzione di energia termica da fonte rinnovabile;
- Gli impianti in esercizio e quelli che entreranno in esercizio fino al 31/12/2012 avranno diritto ai CV. Tutti gli impianti che beneficiano dei CV saranno poi convertiti al sistema "feed in" a partire dal 2016 con un meccanismo definito dal DM 6 luglio 2012 (art. 19);
- Il GSE ritirerà tutti i CV (al 78% del valore determinato con il meccanismo attuale) fino alla loro estinzione (2015). La novità più rilevante è che anche i CV TRL saranno ritirati fino al 2015 dal GSE ad un prezzo pari a quello medio di mercato del 2010 e definito dallo stesso GSE pari a 84,24 €/MWh. Successivamente, anch'essi saranno sostituiti da una "feed in tariff" definita dall'art. 19 del DM 6 Luglio 2012;
- Sul lato della domanda di certificati verdi, a partire dal 2013, la quota d'obbligo di cui all'articolo 11 del D.Lgs. 79/99, è previsto si riduca linearmente in ciascuno degli anni successivi, a partire dal valore assunto per l'anno 2012 in base alla normativa vigente (7,55%), fino ad annullarsi nel 2015. È inoltre prevista per le importazioni non rinnovabili l'eliminazione dell'attuale esenzione dalla consegna dei certificati verdi;
- Per il resto il decreto interviene sulle autorizzazioni (con un regime semplificato), la cui applicazione potrà essere estesa agli impianti fino a 1 MW, sulle regolamentazioni tecniche e sulla promozione delle Fer nell'edilizia e del biometano nei trasporti. Il decreto contiene poi norme per lo sviluppo delle reti di trasmissione e distribuzione nonché per il collegamento degli impianti di produzione di biometano alla rete del gas fino alle reti di teleriscaldamento/teleraffrescamento.

Sono in corso contatti con il Ministero per lo Sviluppo Economico e dell'Ambiente per supportare la stesura dei decreti ministeriali attuativi previsti dal D.Lgs. 28/2011 che dovranno definire le modalità e l'entità del sistema di incentivi previsti per l'energia termica e le modalità di erogazione del sostegno allo sviluppo di reti di teleriscaldamento. Nonostante ripetuti solleciti al Ministero sia da parte del Gruppo sia attraverso le Associazioni di categoria, alla data del presente aggiornamento non sono ancora stati emessi i decreti attuativi necessari.

Il DM 5 luglio 2012, invece, denominato "V conto energia", definisce i nuovi meccanismi di incentivazione alla produzione di energia elettrica da impianti fotovoltaici in attuazione dell'art. 25 del D.Lgs. 28/2011. L'entrata in vigore del nuovo DM è stata fissata dall'AEEG al 27 agosto 2012, ovvero - sempre secondo quanto previsto dal decreto interministeriale 5 luglio 2012 - decorsi 45 giorni solari dalla data di pubblicazione della deliberazione dell'AEEG (293/2012/R/efr) che attesta al 12 luglio 2012 il raggiungimento del costo annuale cumulato annuo degli incentivi spettanti agli impianti fotovoltaici di 6 miliardi di euro.

Titoli di efficienza energetica

In tema di efficienza energetica, si ricorda il costante incremento degli obblighi annuali di conseguimento degli obiettivi di risparmio energetico imposti ad AEM Torino Distribuzione in qualità di distributore di energia elettrica, nonché la fissazione di obblighi sfidanti per il triennio 2010-2012 (ex D.M. 21/12/2007). In considerazione delle criticità di adempimento agli obblighi da parte degli operatori espresse ripetutamente presso gli enti competenti, sono state oggetto di consultazione alcune proposte dell'AEEG per modificare il meccanismo dei TEE (DCO 43/10 e tavolo tecnico previsto da EEN 7/11) che ha determinato l'emissione di nuove linee guida (EEN 9/11 in sostituzione dell'all. A - del. 103/03) e che prevedono in sintesi le seguenti novità:

- introduzione del coefficiente di durabilità che tiene conto dei casi in cui la vita tecnica degli interventi supera la vita utile definita ai sensi della normativa vigente (ossia il periodo di riconoscimento dei TEE) e che viene utilizzato come fattore moltiplicativo dei risparmi riconosciuti nell'arco della vita utile degli interventi in modo da valorizzare anche i risparmi generati oltre al periodo di riconoscimento dei TEE; il valore della vita

tecnica, della vita utile e il coefficiente di durabilità sono indicati nella tab. 2 delle Linee guida per raggruppamenti di tipologie di intervento e costituiscono un riferimento generale (in casi particolari, e con adeguata giustificazione, se ne potranno usare di diversi nelle proposte di progetto e programma di misura - PPPM);

- riduzione della dimensione minima dei progetti a 20, 40 e 60 tep rispettivamente per progetti standardizzati, analitici e a consuntivo, indipendentemente dalla tipologia del soggetto titolare;
- inserimento nell'elenco della tabella 2 delle Linee guida di una nuova categoria inerente gli interventi di efficientamento delle reti elettriche e del gas naturale;
- possibilità di applicare un premio del 2% ad alcune tipologie di progetto standardizzato se accompagnato da campagne finalizzate a informare i clienti finali sulle corrette modalità di utilizzo degli apparecchi e dispositivi;
- possibilità di applicare metodi di valutazione a consuntivo anche a progetti costituiti da interventi per i quali sono disponibili metodi di valutazione standardizzati o analitici, purché la scelta sia motivata e i progetti siano costituiti da interventi valutabili con metodi diversi;
- obbligo di presentare le RCV entro 180 giorni dalla data di avvio del progetto standardizzato o analitico;
- obbligo di iniziare la contabilizzazione dei risparmi conseguiti da progetti analitici o a consuntivo entro il 24° mese successivo alla data di prima attivazione (definita come la prima data nella quale almeno uno dei clienti partecipanti inizia a beneficiare di risparmi energetici);
- obbligo di conservare la documentazione per un periodo di tempo pari alla vita tecnica degli interventi inclusi nel progetto.

La nuova disciplina verrà applicata ai tutti i progetti già presentati all'AEEG, con riferimento ai risparmi conseguiti a partire dalla data di entrata in vigore delle nuove Linee guida, e in particolare:

- nel caso di progetti a consuntivo, nella RVC presentata dopo l'entrata in vigore delle Linee guida dovranno essere indicate anche la categoria di intervento, il valore di vita tecnica e il valore del coefficiente di durabilità;
- nel caso di progetti analitici, le RVC presentate dopo l'entrata in vigore delle Linee guida si baseranno sulle schede tecniche aggiornate;
- nel caso di progetti standardizzati, l'incremento di TEE derivante dall'applicazione delle nuove Linee guida e delle schede tecniche aggiornate alle emissioni trimestrali ancora spettanti verrà riconosciuto anticipatamente e in un'unica soluzione (entro il 30 aprile 2012). Questo dovrebbe far aumentare in modo significativo la quantità di TEE disponibili sul mercato;
- infine, l'AEEG, sul proprio sito web, integrerà l'elenco delle società di servizi energetici che hanno ottenuto TEE con l'aggiunta di informazioni relative al numero di RVC presentate e alla ripartizione per tipologia di TEE ottenuti, nonché sull'eventuale ottenimento della certificazione UNI-CEI 11352 (requisiti delle ESCO).

Le nuove linee guida, in sinergia con quanto previsto dal D.Lgs. 28/2011 sulle fonti rinnovabili, potrebbero ridurre l'attuale divario tra gli obblighi fino al 2012 (molto elevati) e i TEE disponibili (limitati), attraverso i seguenti interventi:

- approvazione di diverse schede standard redatte dall'Enea;
- raccordo del periodo di diritto dei certificati con la vita utile dell'intervento;
- equiparazione dei risparmi nei trasporti ai risparmi di gas;
- riduzione degli obblighi in virtù di risparmi da efficientamento delle reti elettriche e gas.

Emission trading system

Nel corso dell'anno 2010, tutte le autorizzazioni alle emissioni di gas ad effetto serra degli impianti delle provincie di Torino e Genova e degli impianti emiliani, sono stati intestati a Iren Energia S.p.A. ed entro il 31 gennaio 2011, come disposto dalla Deliberazione n.14/2010 del Comitato Nazionale, sono stati inviati tutti i Piani di Monitoraggio contenenti l'aggiornamento anagrafico.

Rispetto, quindi, ai 14 impianti autorizzati in capo a Iren Energia S.p.A., si segnalano per l'anno 2011, i seguenti provvedimenti del Comitato Nazionale competente:

- con Deliberazione del Comitato nazionale n. 2/2011 del 18 gennaio 2011 "Aggiornamento delle autorizzazioni ad emettere gas ad effetto serra", il Comitato Nazionale ha aggiornato l'autorizzazione alle emissioni di gas ad effetto serra per l'impianto Polo Energetico di via Hiroshima, (RE);
- con Deliberazione del Comitato nazionale n. 9/2011 del 11 marzo 2011 "Aggiornamento delle autorizzazioni ad emettere gas ad effetto serra", il Comitato Nazionale ha aggiornato il Piano di Monitoraggio delle emissioni in seguito all'aggiornamento dell'autorizzazione alle emissioni di gas ad effetto serra per l'impianto Polo Energetico di via Hiroshima, (RE);
- con Deliberazione n. 33/2011 del 25 ottobre 2011, il "Comitato nazionale per la gestione della Direttiva 2003/87/CE e per il supporto nella gestione delle attività di progetto del Protocollo di Kyoto", ha rilasciato l'autorizzazione n. 1690, alle emissioni di gas ad effetto serra ai sensi dell'art. 4 del D.Lgs. 216/2006 e s.m.i., della Centrale Termoelettrica Torino Nord.

La procedura per il rilascio dell'autorizzazione era stata avviata in data 10 giugno u.s. secondo le modalità e le tempistiche previste dagli art. 5 e 6 del decreto legislativo citato, con l'inserimento dei dati relativi all'istanza sulla base-dati AGES-Autorizzazione Gas ad Effetto Serra, del Ministero dell'Ambiente.

Con la stessa Deliberazione è stato approvato il Piano di Monitoraggio delle emissioni, presentato, con i relativi allegati, contestualmente all'istanza. A far tempo, quindi, dalla data della Deliberazione il Gestore dell'impianto è obbligato a monitorare le emissioni di CO2 secondo quanto indicato nel Piano di Monitoraggio approvato. Secondo quanto previsto dal Regolamento nuovi entranti e chiusure, durante l'istruttoria per il rilascio dell'autorizzazione, il Ministero ha avviato anche il procedimento per l'assegnazione delle quote di CO2 all'impianto che deve essere considerato un nuovo entrante di secondo periodo. Si è quindi proceduto all'up-load sul sito AGES delle evidenze documentali di avvenuto avvio, perché il Ministero proceda al conteggio e all'accreditamento delle quote corrispondenti.

Nel corso dell'anno 2011 sono state seguite le procedure, con l'invio dei dati richiesti all'Autorità Nazionale competente, per l'assegnazione delle quote al nuovo impianto di Via Diete di Roncaglia a Piacenza.

Nella riunione del 13 aprile u.s. il Comitato Nazionale per la gestione della Direttiva 2003/87CE ha approvato, ai sensi dell'articolo 2, comma 1 della Legge n. 111/2010, la Deliberazione n° 8/2012, che determina le quote di CO2 per gli impianti "Nuovi Entranti" ai quali non sono state assegnate quote a titolo gratuito. Nell'elenco allegato alla Deliberazione sono indicate le quote di CO2 spettanti per gli anni 2010, 2011 e 2012, per l'impianto di via Diete di Roncaglia a Piacenza, n° di Autorizzazione 1617.

Per quanto riguarda l'impianto "Nuovo entrante di secondo Periodo", Centrale Termoelettrica Torino Nord, n° di Autorizzazione 1690, la struttura Ambiente ha eseguito le procedure previste dal Regolamento nuovi entranti e chiusure, per l'assegnazione delle quote spettanti per il periodo di avviamento anno 2011 e per il restante periodo di attuazione (2012) e si è in attesa di una comunicazione da parte del Comitato.

Per quanto riguarda gli obblighi inerenti alle emissioni, ogni anno è necessario procedere al calcolo dei quantitativi di gas serra emessi in atmosfera da ogni impianto e procedere alla comunicazione dei dati al Ministero dell'Ambiente. Le comunicazioni delle emissioni derivanti dal protocollo, sono oggetto di verifica da parte di un organismo verificatore accreditato. La verifica dei Protocolli di calcolo elaborati per ogni impianto autorizzato e la verifica delle relative comunicazioni dei gas ad effetto serra per l'anno 2011, realizzate nel 2012, sono state effettuate per gli impianti della provincia di Torino e Genova e per gli impianti emiliani dall'IMQ di Milano, Organismo accreditato dal Ministero dell'Ambiente.

La comunicazione delle emissioni di gas ad effetto serra, relativa ad ogni impianto autorizzato, redatta secondo la modulistica predisposta dal Comitato, è stata firmata elettronicamente ed inviata corredata di rapporto di verifica, per via telematica, al sito del Ministero dell'Ambiente entro il 30 marzo 2012. Entro il 30 aprile 2012 Iren Mercato S.p.A. ha provveduto a restituire le quote comunicate, sul sito GRETA.

Con riferimento alla Direttiva 2003/87/CE, l'Autorità Nazionale Competente, con Deliberazione 26/2011, ha avviato in luglio la raccolta dei dati necessari per determinare la quantità di quote di gas serra da assegnare a titolo gratuito per il periodo post-2012 ai sensi della Decisione 2011/278/CE.

Sono stati oggetto di tale raccolta dati tutti gli impianti in possesso di un'autorizzazione a emettere gas a effetto serra rilasciata ai sensi del D.Lgs. 216/2006; per Iren Energia S.p.A. tutte le Centrali termiche e termoelettriche. I dati sono stati trasmessi utilizzando un modulo appositamente elaborato dall'Unione Europea, obbligatoriamente corredato dalla relazione metodologica. Sia il modulo per la raccolta dati, sia la relazione metodologica sono stati verificati da un Verificatore accreditato. Il "Modulo per la raccolta dati 2013-2020", la "Relazione metodologica", corredati degli Attestati di Verifica rilasciati dall'IMQ, sono stati inviati entro il 3 novembre 2011, al Ministero dell'Ambiente.

In relazione a tale raccolta, il Comitato Nazionale Emission Trading ha approvato il 5 luglio 2012 la deliberazione n. 18/2012 "Avvio della consultazione pubblica sulle misure nazionali d'attuazione di cui all'art. 11, paragrafo 1 della Direttiva 2003/87/CE". Con tale deliberazione sono stati predisposti sia l'elenco degli impianti soggetti all'Emissions Trading con le relative assegnazioni di quote gratuite, sia l'elenco degli impianti aderenti alla clausola dell'opt out e relative emissioni consentite. Il documento è stato sottoposto a consultazione pubblica fino al 20 luglio 2012 e per quanto riguarda il Gruppo Iren si è riscontrata la correttezza e la coerenza dei dati con quanto già verificato da IMQ ad ottobre 2011.

Il 27 luglio u.s. il Comitato Nazionale per la Direttiva Emissions Trading ha approvato la Deliberazione n. 20/2012 con cui vengono approvate e notificate le assegnazioni gratuite delle quote di CO2 per gli impianti esistenti ricadenti nel sistema nel periodo 2013-2020.

La lista degli impianti, le rispettive assegnazioni e l'elenco degli impianti in "opt out" sono stati inviati alla Commissione europea che dovrà valutare la proposta italiana, così come quelle degli altri Stati membri della UE. La decisione finale delle quote assegnate a titolo gratuito per il periodo 2013-2020 a tutti gli impianti UE spetta alla Commissione europea che si pronuncerà al riguardo nelle prossime settimane.

Ora, l'elenco degli impianti e le quote assegnate dovranno essere approvati dalla Commissione europea, al fine dell'assegnazione definitiva delle quote per il periodo 2013-2020 a tutti gli impianti soggetti della UE. Il rilascio effettivo delle quote verrà invece effettuato annualmente dagli Stati membri entro il 28 febbraio, come già previsto dal sistema vigente.

GESTIONE FINANZIARIA

Scenario di riferimento.

Nel corso del primo semestre 2012 è proseguito il trend di ribasso dei tassi di interesse ripreso dal secondo semestre 2011. La Banca Centrale Europea, dopo aver rialzato il tasso di riferimento all'1,5% con due provvedimenti ad aprile e luglio 2011, ha poi abbassato il tasso di riferimento fino all'attuale 0,75% con tre interventi attuati a novembre 2011, dicembre 2011 e luglio 2012.

Esaminando l'andamento del tasso euribor a sei mesi, si rileva una fase ribassista iniziata a metà 2011 che ha portato all'attuale livello dello 0,60%. Le quotazioni dei tassi fissi, riflessi nei valori dell'IRS a 5 e 10 anni, hanno conosciuto una fase rialzista fino al primo trimestre 2011, per poi invertire il trend facendo registrare nette riduzioni con livelli inferiori ai minimi storici.

Attività svolta

Nel corso del primo semestre 2012 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 conseguente al proseguimento del programma di 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 2012, si evidenzia che nel mese di giugno sono stati perfezionati ed utilizzati nuovi finanziamenti a medio termine per complessivi 80 milioni di euro, precisamente 50 milioni di euro con BBVA e 30 milioni di euro con Banca Popolare dell'Emilia Romagna.

A fine anno 2011 e inizio 2012 sono stati sottoscritti con Banca Europea per gli Investimenti nuovi finanziamenti per complessivi 440 milioni di euro con durata fino a 15 anni, per l'utilizzo di tali finanziamenti è richiesta la garanzia di enti accettati da BEI. Una prima tranche di 100 milioni è stata utilizzata entro il 2011 e ulteriori 240 milioni, in tre tranche, sono stati utilizzati nel primo semestre 2012. L'utilizzo dei residui 100 milioni è previsto nel secondo semestre 2012.

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 2012 sul totale indebitamento finanziario netto di Gruppo il debito per mutui e put bond rappresenta una quota pari al 99,5% e l'indebitamento finanziario netto a medio lungo termine rappresenta una quota pari al 76%, tale percentuale tiene conto della classificazione nelle Attività finanziarie a lungo dei crediti verso il Comune di Torino.

Nell'ambito del Gruppo, la società AES Torino (consolidata al 51%) ha ottenuto nel mese di giugno 2012 un nuovo finanziamento bancario per 20 milioni di euro, inoltre la Banca Europea per gli Investimenti ha deliberato per AES Torino una linea di finanziamento di complessivi 55 milioni di euro da perfezionare con intermediazione bancaria e non ancora utilizzata. La società OLT Offshore LNG Toscana (consolidata al 41,71%) ha ottenuto nel corso del primo semestre 2012 nuovi finanziamenti dai soci Iren Mercato (finanziata da Iren nell'ambito della finanza accentrata di gruppo) ed E.On in quote paritarie e per complessivi 56 milioni di euro; il

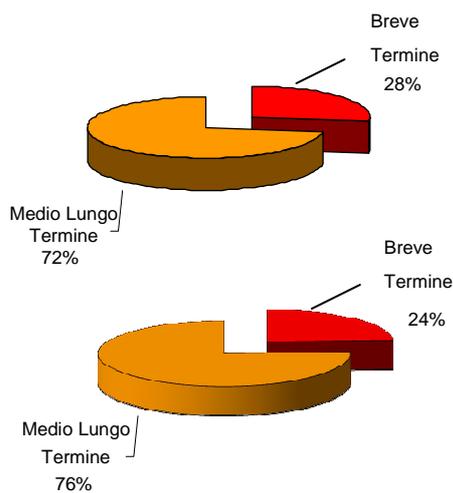
totale finanziamento soci alla società OLT a supporto degli investimenti risulta pari a 576 milioni di euro al 30 giugno 2012.

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 2012 non sono stati perfezionati nuovi contratti di copertura dei rischi finanziari.

Al 30 giugno 2012 la quota di debito a tasso variabile non coperta con strumenti di derivato tasso è pari al 27% delle posizioni di mutuo e al 27% 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.

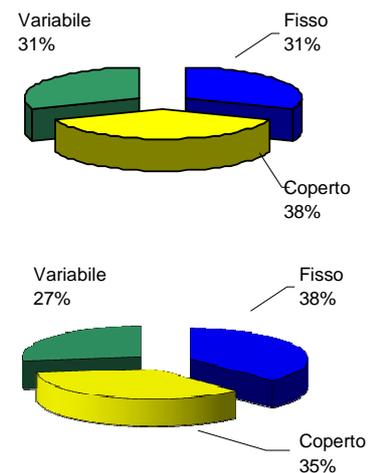
Indebitamento finanziario netto per scadenza



Situazione al
31/12/11

Situazione al
30/06/12

Indebitamento finanziario netto per tipologia tasso



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.

ORGANIZZAZIONE

Terminata la valutazione delle posizioni dirigenziali è in fase di completamento la valutazione delle posizioni di responsabili e professionals dell'intero Gruppo Iren. Prosegue l'attività di revisione organizzativa in collaborazione con le Direzioni di Iren S.p.A. nonché – all'interno delle singole società del Gruppo – azioni di analisi e implementazione di progetti di reingegnerizzazione ed efficientamento dei processi. Continua inoltre il processo di supporto all'integrazione dei processi di Gruppo in collaborazione con la Direzione Progetti Speciali e le altre Direzioni della Capogruppo e delle società partecipate.

SISTEMI INFORMATIVI

Nel primo semestre dell'anno è proseguita l'attività di integrazione delle infrastrutture del Gruppo nonché le attività volte a garantire il livello di raggiungimento delle sinergie previste.

Si sono inoltre completate le attività pianificate per il consolidamento dei sistemi della distribuzione elettrica nel territorio di Parma, si è avviato un importante progetto per l'ottimizzazione della gestione del credito commerciale. Si sono realizzati inoltre ulteriori interventi per il consolidamento applicativo del gruppo ed iniziative volte al miglioramento dei sistemi di performance management in vista di un più generale progetto di integrazione dei sistemi di area Amministrazione, Finanza e Controllo previsto a partire dal secondo semestre.

RISK MANAGEMENT

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.

Nell'ambito del modello di Enterprise Risk Management del Gruppo, sono stati integrati anche i rischi c.d. Reputazionali, connessi al mantenimento della fiducia e dell'immagine positiva del Gruppo da parte degli stakeholder.

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.

Nell'ambito del Gruppo IREN è stata costituita la Direzione "Risk Management", posta alle dipendenze dell'Amministratore Delegato, a cui sono state formalmente demandate le seguenti attività:

- coordinamento del processo di gestione integrata dei rischi di Gruppo;
- stipula e gestione delle polizze assicurative, con la collaborazione della funzione Legale.

La Direzione Risk Management, inoltre, su base trimestrale, effettua l'analisi della sinistrosità su tutte le aree operative del Gruppo e ne definisce le modalità di contenimento e riduzione.

Di seguito si riporta una sintesi della modalità di gestione dei rischi 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. Al 30 giugno 2012 gli affidamenti bancari a breve termine utilizzati dalla Capogruppo sono pari a 254 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 2011 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.

Nei mesi di giugno e luglio 2012 sono stati perfezionati ed utilizzati nuovi finanziamenti a medio termine per complessivi 80 milioni di euro, precisamente 50 milioni di euro con BBVA e 30 milioni di euro con Banca Popolare dell'Emilia Romagna.

A fine anno 2011 e inizio 2012 sono stati sottoscritti con Banca Europea per gli Investimenti nuovi finanziamenti per complessivi 440 milioni di euro con durata fino a 15 anni, per l'utilizzo di tali finanziamenti è richiesta la garanzia di enti accettati da BEI. Una prima tranche di 100 milioni è stata utilizzata entro il 2011 e ulteriori 240 milioni, in tre tranche, sono stati utilizzati nel primo semestre 2012. L'utilizzo dei residui 100 milioni è previsto nel secondo semestre 2012.

Nell'ambito del Gruppo, la società AES Torino (consolidata al 51%) ha ottenuto nel mese di giugno 2012 un nuovo finanziamento bancario per 20 milioni di euro, inoltre la Banca Europea per gli Investimenti ha deliberato per AES Torino una linea di finanziamento di complessivi 55 milioni di euro da perfezionare con intermediazione bancaria e non ancora utilizzata. La società OLT Offshore LNG Toscana (consolidata al 41,71%) ha ottenuto nel corso del primo semestre 2012 nuovi finanziamenti dai soci Iren Mercato (finanziata da Iren nell'ambito della finanza accentrata di gruppo) ed E.On in quote paritarie e per complessivi 56 milioni di euro; il totale finanziamento soci alla società OLT a supporto degli investimenti risulta pari a 576 milioni di euro al 30 giugno 2012.

Si evidenzia che al 30.06.2012 il debito residuo per mutui risulta contrattualizzato per il 38% a tasso fisso e per il 62% 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 2012, 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 2012 è negativo per 52.006 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 73% 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 è stata 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 e all'erogazione dei servizi idrico ed ambientale che non presentano una particolare concentrazione essendo 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 dell'obbligato, non essere rispettate alla scadenza e quindi i rischi sono riconducibili all'aumento dell'anzianità dei crediti, al rischio di insolvibilità ed all'aumento dei crediti sottoposti a procedure concorsuali.

Per controllare il rischio di credito, la cui gestione operativa è demandata alle singole 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 tra le quali l'analisi di solvibilità dei Clienti in fase di acquisizione attraverso un'accurata analisi del merito creditizio finalizzata a contenere il rischio di insolvenza, l'affidamento di crediti di clienti cessati e/o attivi a società di recupero crediti esterne e la gestione del contenzioso legale dei crediti 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 ed alle fasce dimensionali di consumo.

Nel corso degli ultimi anni sono stati introdotti, al fine di rafforzare la capacità di analisi e monitoraggio, 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. Il Gruppo sta inoltre completando il progetto “contatori elettronici” con lo scopo di migliorare la tempestività dei distacchi e comprimerne i costi.

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

Per 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.

Nello svolgimento della propria attività il Gruppo è esposto al rischio che i crediti vantati nei confronti della clientela possano, a causa dell’attuale crisi economico/finanziaria generalizzata, non essere onorati alla scadenza e pertanto incorrere in una perdita di valore che può comportare la cancellazione in tutto o in parte dal bilancio.

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.

A seguito del perdurare dell’attuale situazione economica il Gruppo, pur mantenendo i processi in essere, ha migliorato il controllo sui rischi di credito attraverso il rafforzamento delle procedure di monitoraggio e reportistica. L’obiettivo fondamentale di tali attività è quello di analizzare le principali cause del deterioramento del credito al fine di trovare in modo tempestivo possibili contromisure.

Su base trimestrale la Direzione Risk Management si occupa di raccogliere ed integrare i principali dati sui crediti commerciali erogati dalle società del Gruppo, in termini di clientela, filiera di business e fascia di ageing. Si presta particolare attenzione alla clientela che presenta la maggior quota di scaduto, sia a livello di Società di primo livello sia per il Gruppo nel suo complesso.

Durante le Commissioni, i risultati sono presentati e condivisi con i Credit Manager delle Società di primo livello, che operativamente si occupano della gestione e della riscossione dei crediti.

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 novembre e dicembre 2011, a copertura del portafoglio energetico del 2012, sono state stipulate operazioni di derivato su commodity (Commodity swap su indice Gas Release 07) per un nozionale complessivo di 1,7 TWh e due operazioni di derivato su cambio (Average

Rate Forward) per 105.000 mila USD. Un ulteriore derivato su cambio è stato stipulato a febbraio 2012 per 25.000 mila USD con validità gli ultimi quattro mesi del 2012.

Il Fair Value dei contratti in essere al 30 giugno 2012 è positivo e pari a 6.608 migliaia di euro.

Nell'ambito della società Iren Mercato è stata avviata 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 comprendono anche negoziazioni su IDEX.

Tali contratti sono classificati in un apposito portafoglio di Trading il cui fair value netto al 30 giugno 2012 è pari a -1.055 migliaia di euro, di cui -6.457 migliaia di euro è il fair value negativo e 5.402 migliaia di euro è il fair value positivo. Al 30.06.2012 risulta inoltre un valore positivo di 4.501 mila euro relativo ad un contratto swap EUA-CER.

4. RISCHI OPERATIVI

Rientrano in questa categoria tutti i rischi non ricompresi negli ambiti precedenti che possono impattare sul conseguimento degli obiettivi operativi, vale a dire relativi all'efficacia e all'efficienza delle operazioni aziendali inclusi i livelli di performance, di redditività e di protezione delle risorse da eventuali perdite.

Il modello di Enterprise Risk Management operativo nell'ambito del Gruppo ha come obiettivo la gestione integrata e sinergica dei rischi e segue un processo che si articola nelle seguenti fasi:

- individuazione;
- valutazione;
- trattamento;
- controllo;
- reporting.

Lo svolgimento di ciascuna delle fasi del processo avviene sulla base di standard e riferimenti definiti a livello di Gruppo.

I principali rischi rientranti nelle categorie di cui sopra sono valutati in termini di impatto, di probabilità di accadimento e di livello di controllo; tali valutazioni sono soggette a revisione periodica. Sono monitorati altresì gli indicatori che consentono di esaminare il rischio in termini di trend e di criticità.

Su base 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.

Oltre ai rischi c.d. operativi, sono gestiti anche i principali rischi reputazionali.

Le situazioni di rischio e i relativi indicatori sono trasmessi al top management e ai risk owner, che sono coinvolti nelle attività di mitigazione e di miglioramento.

L'analisi di rischio è utilizzata come input per la redazione degli strumenti di pianificazione.

Il processo di gestione dei rischi operativi è anche finalizzato all'ottimizzazione dei profili assicurativi di Gruppo nei principali filoni "property" e "liability".

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 e per quanto possibile mitigarne gli effetti.

b. Rischi strategici

Il settore delle local utilities è in fase di forte evoluzione e consolidamento. Deregolamentazione e liberalizzazione impongono di affrontare con maggior decisione la pressione competitiva, cogliendo le occasioni di crescita aziendale esogena ed endogena che il nuovo scenario di mercato offre.

Il piano di sviluppo strategico del Gruppo IREN prevede l'effettuazione di considerevoli investimenti, dallo sviluppo in joint venture di importanti impianti di rigassificazione per la fornitura del gas, alla realizzazione o al rinnovo degli impianti di cogenerazione per completare il piano di estensione del teleriscaldamento, al consolidamento della presenza nei settori della distribuzione di energia elettrica, del gas, nel settore idrico e nel settore ambientale.

Da tutto ciò deriva un'esposizione del Gruppo a rischi di carattere normativo, tecnico, commerciale, economico e finanziario (ottenimento di autorizzazioni, applicazione di nuove tecnologie, rispetto delle marce commerciali, analisi della posizione competitiva, etc.), cui esso fa fronte attraverso processi e strutture dedicate, volti a presidiare tutte le fasi dalla valutazione, all'autorizzazione, alla realizzazione di tali progetti.

Sui rischi di tipo strategico vengono effettuate 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 viene 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, il Gruppo ha recentemente svolto alcuni sondaggi analitici (survey), grazie ai quali ha potuto dettagliare accuratamente gli eventi a cui tali impianti potrebbero essere esposti e le conseguenti azioni di prevenzione.

Sono altresì operativi strumenti assicurativi opportunamente configurati in base alle singole realtà impiantistiche.

d. Rischi informatici

I principali rischi operativi di tipo informatico sono correlati alla disponibilità dei sistemi "core" tra i quali 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 vengono sottoposte a simulazioni, al fine di garantirne l'efficacia.

RICERCA E SVILUPPO

Le attività di ricerca e sviluppo svolte nell'ambito del Gruppo nel primo semestre 2012 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

I CONTRATTI DI RICERCA SU COGENERAZIONE E TELERISCALDAMENTO

A valle del ciclo di incontri del "Comitato cogenerazione e teleriscaldamento" tenutosi nel corso del 2011, sono stati attivati e sviluppati nel corso del primo semestre del 2012 n. 6 contratti di ricerca con Politecnico, ICOOR e RIE che hanno come oggetto l'approfondimento di temi di interesse strategico correlati al teleriscaldamento. Durante i primi 6 mesi del 2012 IREN Energia ha collaborato nello svolgimento delle attività correlate ai contratti di ricerca, fornendo materiale di lavoro ed interagendo con gli Esperti al fine di contribuire al raggiungimento dei macro obiettivi che ci si è posti.

PROGETTI EUROPEI

IREN Energia, tramite la sua controllata IRIDE SERVIZI, ha partecipato alla redazione e alla presentazione di due progetti europei.

"TWISTB – telelavoro in edifici intelligenti", ha per obiettivo testare in condizioni reali la fornitura di servizi digitali volti a promuovere il telelavoro all'interno di edifici distanti dai tipici distretti di lavoro e caratterizzati dalla presenza di flussi intensi di pendolari. Rispetto al classico telelavoro a domicilio, questo approccio amplia la gamma dei potenziali telelavoratori, aggirando la resistenza di chi non vuole lavorare a casa per spazio e/o attrezzature inadeguate, o per timore di essere isolati, e di quelle aziende che temono delle perdite di produttività per i loro dipendenti in telelavoro. Il consorzio è coordinato da Telecom Italia e tra gli altri vi partecipano, oltre a Iride Servizi, le Città di Torino, Settimo Torinese, Saragozza, Riga, l'Università di Madrid e l'Istituto Boella.

Il ruolo assegnato a Iride Servizi all'interno del progetto consiste in:

- certificare il risparmio di energia consumata negli edifici oggetto del pilota, di proprietà del Comune di Torino;
- aiutare il Comune di Torino nella valutazione dell'impatto economico;
- valutare, insieme al Comune di Torino, quali servizi fornire (energia elettrica/ riscaldamento/ condizionamento/ pulizia/ controllo accessi).

"DM4BEE - sistema di gestione digitale per efficienza energetica negli edifici", intende realizzare uno strumento utile a intraprendere decisioni ottimali nel settore dell'efficienza energetica, avvalendosi di sensori di misura, modelli 3D basati sui sistemi informativi territoriali e algoritmi per i sistemi di supporto alle decisioni. Anche in questo caso il ruolo di Iride Servizi consiste in:

- misurare e certificare il risparmio di energia consumata nell'edificio oggetto del pilota, di proprietà del Comune di Torino;
- aiutare il Comune di Torino nella valutazione dell'impatto economico

Capofila del consorzio che propone questo progetto è il CSI Piemonte, e ne fanno parte, tra gli altri, le città di Torino e Manchester, l'Università di Atene, oltre a partner greci e sloveni.

Per entrambi i progetti (TWISTB e DM4BEE) si è in attesa di riscontri dalla Comunità Europea.

RISPARMIO ENERGETICO E FONTI RINNOVABILI

Impianti fotovoltaici

E' stato realizzato un impianto da 163 kWp sulla copertura dell'edificio adibito ad autorimessa presso il centro industriale del Martinetto a Torino. L'impianto è entrato in esercizio il 28/04/2012.

Global Service Tecnologico

Nel corso dell'estate 2012 è stata effettuata la trasformazione della centrale termica del Palazzo di Giustizia Bruno Caccia da caldaie a teleriscaldamento, per una potenza installata di 8 MW termici. L'attivazione dell'impianto prima della stagione invernale ha permesso un risparmio stimato di circa 393 TEP.

Illuminazione pubblica della città di Torino

E' stato definito il piano per l'eliminazione di circa 7.000 apparecchi ancora dotati di lampade a vapori di mercurio con la sostituzione di apparecchiature a sodio HP od ad Alogenuri Metallici per l'illuminazione pubblica della Città di Torino; la sostituzione degli apparecchi sarà effettuata nel corso del 2012. Nel 2011 è stato approvato da parte del Consiglio Comunale l'aggiornamento del PRIC (Piano Regolatore dell'Illuminazione Comunale).

Sono, altresì, in corso alcune valutazioni per la sperimentazione di particolari apparecchi, sempre a LED, ma che al loro interno possono montare una piccola telecamera.

Qualora si desse corso alla sperimentazione, la stessa si attuerà presso un'area del Parco del Valentino particolarmente critica per i frequenti atti vandalici.

Efficientamento energetico degli edifici

E' proseguito, in collaborazione con una società esterna, lo studio su quattro tra gli edifici più "energivori" di proprietà della Città di Torino mirato ad individuare le azioni necessarie per migliorare le performance energetiche della struttura.

Gli interventi attuabili prendono in considerazione l'insieme edificio-impianti e per quanto attiene a quest'ultimi di specifica competenza di IRIDE Servizi si possono realizzare interventi mirati sia sugli impianti elettrici, sia sugli impianti termici.

Area Genova

Durante il primo semestre dell'anno 2012 Iren Acqua Gas ha continuato a presidiare nuclei di innovazione tecnologica nell'ambito del Programma di Ricerca avente come temi prioritari l'aggiornamento delle conoscenze nel settore idrico e la qualità delle acque destinate al consumo umano. A tal fine ha programmato per il corrente anno specifici progetti di ricerca da condursi in collaborazione con la propria Fondazione AMGA, nonché con Università degli Studi ed Enti di ricerca nazionali e internazionali.

Iren Acqua Gas ha continuato a partecipare alla 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 al 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 finalizzate a finanziare assegni di ricerca concernenti temi relativi alla qualità delle acque.

Nel mese di marzo 2012 è ufficialmente iniziato il progetto finanziato da Regione Liguria nell'ambito del Programma Operativo Regionale: nell'ambito del progetto verrà realizzata una piattaforma integrata di monitoraggio ambientale ove rendere disponibili alcuni dati e misure

acquisite in tempo reale nonché i risultati delle simulazioni relative alle reti tecnologiche anche rappresentate da carte tematiche realizzate con procedure automatizzate dal Laboratorio Cartografico di IAG.

Durante il primo semestre 2012 è inoltre proseguita la partecipazione di IREN Acqua Gas nell'ambito dei seguenti progetti comunitari:

- progetto PREPARED – 7° Programma Quadro 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.

- progetto ROUTES – 7° Programma Quadro inerente la definizione di linee guida per la realizzazione di un sistema di trattamento di acque reflue urbane e fanghi, partner del progetto, coordinato dall'Istituto di Ricerca sulle Acque del Consiglio Nazionale delle Ricerche, è Mediterranea delle Acque.

- partecipazione alla rete tematica europea @qua finalizzata a veicolare le migliori pratiche e i nuclei tecnologici più appropriati per una gestione efficiente e sostenibile dei servizi idrici. I risultati ottenuti sono stati presentati in occasione dello "Stakeholder evento" organizzato a Bruxelles lo scorso 15 maggio.

- progetto eLeonor promosso nell'ambito del programma LEONARDO e avente ad oggetto la formazione continua nel comparto idrico.

- Aquaknight – programma ENPI sulla gestione del trasferimento di conoscenza e innovazione per il risparmio idrico nel bacino del Mediterraneo. Lo scorso maggio a Reggio Emilia Iren Acqua Gas ha 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.

- Impianti di depurazione e Interferenti Endocrini – A conclusione dell'indagine sulla presenza di Interferenti Endocrini (IE) nelle acque destinate al consumo umano conclusa nel 2011, è emerso che al fine di prevenire la presenza di tali sostanze nelle risorse idriche utilizzate a scopo idropotabile è utile verificare l'impatto degli scarichi degli impianti di depurazione nel ciclo idrico. A tal fine l'indagine che prevede la partecipazione dei più importanti acquedotti italiani, dell'Università di Genova e dell'Istituto Superiore di Sanità di Roma, avviata nei primi mesi del 2012, prevede la verifica dei tenori di IE presenti nelle acque di alcuni impianti di depurazione, scelti sulla base di un Questionario distribuito ai Gestori del ciclo idrico italiani.

- Microcistine algali nelle acque destinate al consumo umano – Avviata nel 2011, l'indagine prevede il monitoraggio a livello nazionale dei livelli di tossine algali nelle acque dei bacini naturali e artificiali nazionali. All'indagine partecipano i principali acquedotti italiani (Bari, Cagliari, Firenze, Genova, Como, Torino, Venezia), l'Università di Genova e l'Istituto Superiore di Sanità di Roma.

- Patogeni di interesse sanitario nelle risorse idriche – Grazie alla tecnica PCR e all'esperienza maturata nell'indagine sulla presenza di patogeni nelle acque destinate al consumo umano, si è ampliata la gamma di forme monitorate, e si sta completando la redazione delle Linee Guida per l'applicazione dei Water Safety Plan (WSS) per gli aspetti microbiologici.

Area Emilia

Le SPL IREN Ambiente e IREN Emilia nel corso del primo semestre 2012 hanno focalizzato la loro attività di R&D principalmente 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.

Più in particolare IREN RE-BUILD è un progetto coordinato da IREN Rinnovabili per lo sviluppo di una iniziativa pilota nell'ambito della riqualificazione energetica e prestazionale del patrimonio edilizio (e successivo sviluppo di una nuova linea di business). Il progetto si propone di integrare e valorizzare il ruolo delle energie rinnovabili in efficienti strategie di riqualificazione del costruito, al fine di promuoverne l'applicazione, ottimizzandone l'incidenza rispetto al fabbisogno.

Lo scenario di riferimento ha prospettive comunitarie e si inquadra nel contesto normativo delineato dalla Direttiva 2010/31/UE - Energy Performance of Buildings, di ricerca e sviluppo promosse dal programma Horizon 2020 - Framework Programme for Research and Innovation, e dal Strategic Energy Technology Plan (SET-Plan) per la promozione delle tecnologie low-carbon.

A questo si aggiunge, in collaborazione con l'AEEG e Federutility, il PROGETTO PILOTA SMART METER che valuterà costi e benefici dell'abbinamento di gas e acqua nella misurazione dei consumi implementando una infrastruttura di smart metering per la distribuzione del gas e dell'acqua. La simulazione verrà effettuata utilizzando il modello messo a disposizione dall'European Smart Metering Alliance (ESMA). E' prevista la definizione di un set complesso di variabili che dovranno essere valutate e monitorate in corso d'opera e a chiusura del progetto pilota; queste variabili verranno usate per ricavare i due scenari di confronto: quello Business As Usual (BAU), nel quale lo smart metering non è implementato, la lettura dei misuratori (gas e acqua) avviene "manualmente" ed i contatori sono quelli tradizionali che vengono sostituiti alla fine della loro vita utile e quello Better Billing (BB) nel quale invece i contatori sono smart e tele-leggibili automaticamente da remoto; i clienti finali ricevono le informazioni storizzate dei propri consumi dal venditore tramite la bolletta o altri strumenti di feedback (web site). In fase preliminare verranno anche calcolati i due scenari (BAU e BB) con dati di letteratura per avere una base di confronto per i risultati ottenuti dal progetto.

In collaborazione con la CRUI (Conferenza dei Rettori delle Università Italiane) e Federutility si lavora su 4 linee di progetto:

Progetto 1: 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;

Progetto 2: 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;

Progetto 3: 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);

Progetto 4: 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; ed inoltre, in via secondaria, attraverso il sostegno all'innovazione del sistema di fruizione dei patrimoni e delle attività culturali e del turismo nella regione di riferimento del Cluster (alla quale affidare, ad esempio, questa specifica fase del 4° progetto dal momento che il bando richiede espressamente il coinvolgimento della Regione del territorio di riferimento del Cluster che potrà intervenire con soluzioni complementari sostenendo anche i relativi costi).

Nell'ambito del FP7 si è dato avvio al progetto NRG4CAST. Il pilota dimostrativo che verrà realizzato in collaborazione con università europee e CSI-Piemonte sarà focalizzato sul miglioramento dell'efficienza energetica di edifici di proprietà pubblica in un contesto urbano. 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 sarà un motore analitico generico basato sull'aggregazione e manipolazione di dati provenienti da dati sensoriali (luce, temperatura, umidità, assorbimento, flusso) e da dati pubblici storici (come tempo atmosferico, andamento dei prezzi energetici, spark spread, Cap and Trade Emissione tradings etc.) o previsionali (cambi, tempo).

I consumi di energia dell'edificio, nelle sue 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.

In collaborazione con Regione Emilia Romagna Aster, HERA e Dipartimenti Universitari stiamo lavorando alla riproposizione di un progetto LIFE+ nell'ambito della produzione di biometano da fanghi di depurazione.

In collaborazione con il Comune di Reggio Emilia Università di Modena e Reggio, CRPA e REI si sta provvedendo a una ricognizione e ordinamento dei progetti riconducibili alla Green Economy.

PERSONALE

Al 30 giugno 2012 risultavano in forza al Gruppo Iren 4.585 dipendenti, in riduzione dell'1% rispetto al 31 dicembre 2011, quando erano 4.622. Nella tabella seguente si riporta la consistenza degli addetti al 30 giugno 2012, suddivisa per Holding e Società di Primo Livello (con relative controllate).

Società	Organico al 30.06.2012	Organico al 31.12.2011
Iren S.p.A.	263	268
Iren Acqua Gas e controllate	989	993
Iren Ambiente e controllate	238	241
Iren Emilia e controllate	1.631	1.668
Iren Energia e controllate	1.015	1.018
Iren Mercato e controllate	449	434
Totale	4.585	4.622

La riduzione, pari a 37 unità, avvenuta nel 2012 è correlata:

- al proseguimento della politica in materia di gestione degli organici, con contenimento delle assunzioni e incentivazioni all'esodo, che ha prodotto un decremento di 32 unità;
- all'acquisizione di un ramo aziendale di ERG relativo alla commercializzazione e alla vendita di energia, pari a 11 unità confluite in Iren Mercato;
- alla classificazione tra le attività detenute per la negoziazione della partecipazione in Undis Servizi per un organico pari a 16 unità.

Si evidenzia che dalla nascita del Gruppo Iren (01/07/2010) l'organico si è ridotto complessivamente di 287 unità (-148 per saldo assunzioni/cessazioni; -139 per operazioni di variazione di perimetro).

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 2012 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 36.000 (+ 3% rispetto al semestre dell'anno precedente), con una media pro-capite di circa 8 ore, con il coinvolgimento del 64,5% dei dipendenti del Gruppo (era il 49% nel semestre dell'anno precedente). Tra le iniziative particolarmente rilevanti che interesseranno l'anno 2012, il cui avvio è avvenuto a far tempo dal mese di maggio, si citano quelle riguardanti i temi della sicurezza rivolte a Dirigenti, Preposti e Lavoratori del Gruppo, in ottemperanza a quanto previsto dall'Accordo Stato/Regioni 21/12/2011, realizzate in parte attraverso il coinvolgimento di formatori esterni ed in parte attraverso formatori interni.

QUALITÀ, AMBIENTE E SICUREZZA

Qualità

Tutte le società caposettore del gruppo IREN hanno sistemi certificati secondo gli standard internazionali ISO 9001 (Qualità), ISO 14001 (Ambiente), escluso 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 Capo Settore 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, IRIDE Servizi e AEM Torino Distribuzione, in sede di ricertificazione del sistema QSA, 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.

E' in corso l'attività di implementazione per l'estensione delle certificazioni QAS alle reti di distribuzione del calore nelle città di Reggio Emilia, Parma e Piacenza.

E' stata confermata la Registrazione EMAS (Il Regolamento Comunitario 761/2001 o EMAS Eco-Management and Audit Scheme) per gli impianti di produzione termoelettrica di Moncalieri per l'anno 2012 e convalidato l'aggiornamento della "Dichiarazione Ambientale" relativa all'anno 2011.

Le società IREN Energia e AEM Torino Distribuzione hanno completato la stesura del documento di "Autovalutazione" per proseguire il percorso verso l'eccellenza EFQM (European Foundation for Quality Management). Nel primo semestre del 2012 la società AEM Torino Distribuzione è stata verificata positivamente da un team di verificatori specializzati EFQM al fine di valutare il livello di maturità dell'azienda nell'impegno verso l'eccellenza. Per IREN Energia tale audit è in fase di pianificazione.

Iren Acqua Gas, Mediterranea delle Acque, Genova Reti Gas e Laboratori Iren Acqua Gas mantengono la certificazione di Eccellenza rilasciata dall'Ente di Certificazione (per Iren Acqua Gas e Mediterranea delle Acque già ottenuta nel 2000 rispettivamente come AMGA e Genova Acque). L'eccellenza aziendale è stata ottenuta attraverso il controllo di tutti gli aspetti relativi a Qualità, Ambiente e Sicurezza e la realizzazione di un Sistema di Gestione Integrato che permette un controllo ed un monitoraggio costante dei tre aspetti gestionali.

Nel corso del primo semestre 2012 e come da programma si sono svolte positivamente le verifiche ispettive interne. Queste hanno riguardato tutte le Società certificate del perimetro genovese.

Inoltre e per le Società di seguito riportate, sono state eseguite e concluse positivamente anche le verifiche ispettive esterne:

- Idrotigullio : rinnovo certificazione standard UNIENISO 9001 e Semestrale OHSAS 18001
- Amter : semestrale OHSAS 18001
- CAE: rinnovo certificazione standard UNIENISO 9001 e Semestrale OHSAS 18001

Per quanto riguarda Laboratori Iren Acqua Gas si evidenzia che i Laboratori di Reggio Emilia e Imperia sono accreditati ai sensi della ISO 17025.

Le società caposettore Iren Emilia S.p.A., assieme alle tre società operative territoriali Enìa PR S.r.l., Enìa RE S.r.l. e Enìa PC S.r.l., e Iren Ambiente S.p.A., forti delle competenze acquisite sul territorio e della molteplicità e multidisciplinarietà dei servizi erogati ai clienti e alla cittadinanza, mantengono la certificazione ai sensi delle norme UNI EN ISO 9001 (Qualità) e

UNI EN ISO 14001 (Ambiente).

Nel corso del primo semestre 2012 sono stati sostenuti con esito positivo l'audit di sorveglianza del sistema di gestione per la qualità, per l'ambiente e per la sicurezza e la verifica di sorveglianza del sistema di gestione aziendale per la conformità alla norma concernente le verifiche Emission Trading e la contemporanea convalida della dichiarazione delle emissioni di CO2 ai sensi della Direttiva 2003/87/CE e s.m.i. per le attività e gli impianti di competenza.

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 2012 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 ambito Iren Energia, Iride Servizi ed AEMTD procedono i comitati di Direzione periodici in cui vengono trattati e monitorati nel complesso gli aspetti di sicurezza.

E' 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 delle società del Gruppo.

Sono in esecuzione le valutazioni del rischio per mansione e dei rischi specifici relativi alla centrale di Torino Nord (Iren Energia – Produzione Termoelettrica).

Sono iniziati i censimenti per l'individuazione degli ambienti confinati o sospetti di inquinamento.

Continua la Sorveglianza Sanitaria al personale, mediante l'utilizzo di sale visita attrezzate all'interno delle varie sedi aziendali.

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 province di Parma, Piacenza e Reggio Emilia. L'attività della funzione è svolta nell'aggiornamento della documentazione per allinearla alla nuova organizzazione aziendale. Il Servizio Prevenzione e Protezione propone un piano formativo sulla sicurezza per tutte le società emiliane del gruppo e verifica l'efficacia della formazione. Il datore di lavoro di Iren Emilia ha conferito con procura notarile al responsabile della funzione sicurezza i poteri relativi all'attuazione della politica della sicurezza e alla verifica della sua attuazione.

AMBIENTE

Per quanto concerne la salvaguardia dell'ambiente, prosegue l'impegno del Gruppo IREN nei vari settori in cui opera. In particolare, per le Società di Primo Livello, tale impegno si manifesta attraverso l'attenzione a principi di qualità e tutela ambientale, all'uso razionale delle risorse naturali e al pieno rispetto delle normative vigenti nello svolgimento delle attività delle proprie linee di business. Al fine di assicurare un percorso di crescita aziendale sostenibile e improntato al principio del miglioramento continuo, sono state impegnate risorse:

- nello sviluppo della produzione di energia da fonti rinnovabili (idroelettrico) o assimilabili alle rinnovabili (cogenerazione) e 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 e delle sue 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 ed EMAS;
- al monitoraggio delle prestazioni ambientali delle attività attraverso l'uso di opportuni indicatori per ogni aspetto ambientale significativo;
- 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'effettuazione di audit specifici interni finalizzati alla verifica della corretta gestione delle problematiche ambientali degli impianti aziendali;
- 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;
- 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.

IREN E LA SOSTENIBILITÀ

Crescere in modo sostenibile per generare valore per gli stakeholder, conciliando obiettivi economici, sociali e ambientali costituisce un traguardo fondamentale per il Gruppo Iren.

Le politiche del Gruppo sono coerenti con i principi fondamentali della sostenibilità ambientale, sociale ed economica: il rispetto e la tutela del territorio, l'attenzione e la valorizzazione dei dipendenti, la soddisfazione dei clienti, il dialogo costante con la comunità e la Pubblica Amministrazione, il monitoraggio della catena di fornitura, la comunicazione trasparente con gli azionisti e i finanziatori.

L'utilizzo responsabile delle risorse naturali, la ricerca di una sempre migliore qualità dell'aria, dell'acqua e più in generale della qualità della vita tramite la minimizzazione delle diverse forme di inquinamento e l'elevata produzione di energia ecocompatibile, fanno del Gruppo uno degli operatori di spicco nel panorama nazionale per quanto riguarda la capacità di crescere.

Gli indirizzi strategici perseguiti nel 2012, ed i relativi investimenti del Gruppo, sono coerenti con l'impegno della sostenibilità: espansione della rete di teleriscaldamento (conseguente al Progetto Torino Nord appena concluso nella sua parte cogenerativa); produzione di energia "pulita"; efficienza nel servizio idrico integrato; miglioramento nella sicurezza della rete di distribuzione gas e indipendenza nell'approvvigionamento (rigassificatore OLT di Livorno); crescita nel settore ambientale (Polo Ambientale Integrato di Parma).

Questi investimenti, come gli altri asset del Gruppo Iren, contribuiscono alla riduzione delle emissioni atmosferiche e al miglioramento del bilancio energetico, obiettivi che la Società persegue in un'ottica di sviluppo sostenibile.

Per comunicare ai propri stakeholder azioni, risultati e obiettivi, il Gruppo Iren pubblica annualmente il Bilancio di Sostenibilità.

Il documento costituisce uno strumento per acquisire consapevolezza delle performance dell'anno anche in termini non direttamente economici, del rispetto degli impegni assunti e di quelli futuri e della capacità dell'Azienda di soddisfare le aspettative degli stakeholder.

Il Bilancio di Sostenibilità è in ogni caso un punto di arrivo di un percorso che prevede una serie di azioni varate all'insegna della Responsabilità Sociale d'Impresa.

Attualmente è in corso la stampa del Bilancio di Sostenibilità relativa al secondo anno di operatività del Gruppo Iren.

Il Bilancio di Sostenibilità, redatto con periodicità annuale è predisposto secondo le "Sustainability Reporting Guidelines & Electric Utility 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.

Il documento, sottoposto alla revisione limitata secondo i criteri emanati dall'International Auditing and Assurance Standards Board, ha conseguito, per la seconda volta il livello A+.

The image features a decorative graphic on the left side consisting of five thick, curved lines in blue, green, red, orange, and yellow. These lines curve from the top left towards the bottom right, creating a sense of movement and depth. The background is plain white.

**Bilancio semestrale
abbreviato consolidato
e Note Esplicative**
al 30 giugno 2012

PROSPETTO DELLA SITUAZIONE PATRIMONIALE - FINANZIARIA

migliaia di euro

	Note	30.06.2012	di cui parti correlate	31.12.2011	di cui parti correlate
ATTIVITA'					
Attività materiali	(1)	2.837.589		2.837.578	
Investimenti immobiliari	(2)	1.857		1.943	
Attività immateriali a vita definita	(3)	1.279.080		1.280.769	
Avviamento	(4)	135.052		131.651	
Partecipazioni valutate con il metodo del Patrimonio Netto	(5)	379.181		230.818	
Altre partecipazioni	(6)	29.703		170.015	
Attività finanziarie non correnti	(7)	209.188	206.318	132.299	128.780
Altre attività non correnti	(8)	26.598		27.826	
Attività per imposte anticipate	(9)	180.569		174.850	
Totale attività non correnti		5.078.817		4.987.749	
Rimanenze	(10)	90.858		67.931	
Crediti commerciali	(11)	1.226.468	181.277	1.239.730	150.717
Crediti per imposte correnti	(12)	13.916		4.400	
Crediti vari e altre attività correnti	(13)	230.531	2.824	269.887	3.005
Attività finanziarie correnti	(14)	250.997	229.704	377.235	355.751
Cassa e altre disponibilità liquide equivalenti	(15)	36.760	4.397	44.758	4.376
Totale attività correnti		1.849.530		2.003.941	
Attività destinate ad essere cedute	(16)	26.387		31.622	420
TOTALE ATTIVITA'		6.954.734		7.023.312	

	Note	30.06.2012	di cui parti correlate	31.12.2011	di cui parti correlate
migliaia di euro					
PATRIMONIO NETTO					
Patrimonio netto attribuibile ai soci della Capogruppo					
Capitale sociale		1.276.226		1.276.226	
Riserve e Utili (Perdite) a nuovo		332.611		462.995	
Risultato netto del periodo		75.265		(107.890)	
Totale patrimonio netto di pertinenza della Capogruppo		1.684.102		1.631.331	
Patrimonio netto di pertinenza dei Terzi		213.042		213.375	
TOTALE PATRIMONIO NETTO	(17)	1.897.144		1.844.706	
PASSIVITA'					
Passività finanziarie non correnti	(18)	2.217.901	221.308	2.051.413	210.604
Benefici ai dipendenti	(19)	87.263		86.791	
Fondi per rischi ed oneri	(20)	245.614		231.057	
Passività per imposte differite	(21)	116.728		114.438	
Debiti vari e altre passività non correnti	(22)	146.250		146.123	
Totale passività non correnti		2.813.756		2.629.822	
Passività finanziarie correnti	(23)	932.827	160.599	1.155.554	208.709
Debiti commerciali	(24)	886.849	74.952	1.040.014	124.649
Debiti vari e altre passività correnti	(25)	248.046	645	216.220	1.018
Debiti per imposte correnti	(26)	113.132		37.740	
Fondi per rischi ed oneri quota corrente	(27)	60.812		99.061	
Totale passività correnti		2.241.666		2.548.589	
Passività correlate ad attività destinate ad essere cedute	(28)	2.168		195	
TOTALE PASSIVITA'		5.057.590		5.178.606	
TOTALE PATRIMONIO NETTO E PASSIVITA'		6.954.734		7.023.312	

PROSPETTO DI CONTO ECONOMICO

migliaia di euro

	Note	Primo semestre 2012	di cui parti correlate	Primo semestre 2011	di cui parti correlate
Ricavi					
Ricavi per beni e servizi	(29)	2.104.237	127.523	1.584.039	122.433
Variazione dei lavori in corso	(30)	679		252	
Altri proventi	(31)	161.955	10.206	101.805	10.002
Totale ricavi		2.266.871		1.686.096	
Costi operativi					
Costi materie prime sussidiarie di consumo e merci	(32)	(1.183.333)	(179.655)	(762.586)	(277.425)
Prestazioni di servizi e godimento beni di terzi	(33)	(579.184)	(61.794)	(441.257)	(53.839)
Oneri diversi di gestione	(34)	(43.380)	(997)	(38.535)	(2.493)
Costi per lavori interni capitalizzati	(35)	9.961		14.085	
Costo del personale	(36)	(134.844)		(131.240)	
Totale costi operativi		(1.930.780)		(1.359.533)	
MARGINE OPERATIVO LORDO		336.091		326.563	
Ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni					
Ammortamenti	(37)	(107.564)		(98.087)	
Accantonamenti e svalutazioni	(38)	(33.108)		(34.318)	(275)
Totale ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni		(140.672)		(132.405)	
RISULTATO OPERATIVO		195.419		194.158	
Gestione finanziaria	(39)				
Proventi finanziari		18.263	8.080	11.883	4.600
Oneri finanziari		(63.123)	(10.509)	(43.467)	(35)
Totale gestione finanziaria		(44.860)		(31.584)	
Risultato di collegate contabilizzate con il metodo del patrimonio netto	(40)	12.109		8.803	
Rettifica di valore di partecipazioni	(41)	(10.200)		(381)	
Risultato prima delle imposte		152.468		170.996	
Imposte sul reddito	(42)	(73.477)		(72.259)	
Risultato netto delle attività in continuità		78.991		98.737	
Risultato netto da attività operative cessate	(43)	855		866	
Risultato netto del periodo		79.846		99.603	
attribuibile a:					
- Utile (perdita) di pertinenza del Gruppo		75.265		96.298	
- Utile (perdita) di pertinenza di terzi	(44)	4.581		3.305	
Utile per azione ordinarie e di risparmio	(45)				
- base (euro)		0,06		0,08	
- diluito (euro)		0,06		0,08	

PROSPETTO DELLE ALTRE COMPONENTI DI CONTO ECONOMICO COMPLESSIVO

		migliaia di euro	
	Note	Primo semestre 2012	Primo semestre 2011
Utile/(perdita) del periodo - Gruppo e Terzi (A)		79.846	99.603
Altre componenti di conto economico complessivo	(46)		
- quota efficace delle variazioni di fair value della copertura di flussi finanziari		(10.632)	10.556
- variazioni di fair value delle attività finanziarie disponibili per la vendita		-	(497)
- quota degli altri utili/(perdite) delle imprese valutate con il metodo del patrimonio netto		1.611	188
Effetto fiscale delle altre componenti di conto economico complessivo		3.643	(3.229)
Totale altre componenti di conto economico complessivo al netto dell'effetto fiscale (B)		(5.378)	7.018
Totale Utile/(perdita) complessiva (A)+(B)		74.468	106.621
attribuibile a:			
- Utile (perdita) di pertinenza del Gruppo		69.887	103.236
- Utile (perdita) di pertinenza di terzi		4.581	3.385

PROSPETTO DELLE VARIAZIONI DELLE VOCI DI PATRIMONIO NETTO

	Capitale sociale	Riserva sovrapp. Emissione azioni	Riserva legale
31/12/2010	1.276.226	105.102	23.862
Riserva legale			5.134
Dividendi agli azionisti			
Utili portati a nuovo			
Cambio interessenze			
Variazione area di consolidamento			
Altri movimenti			
Utile complessivo rilevato nel periodo di cui:			
- Utile netto del periodo			
- Altre componenti di Conto Economico complessivo			
30/06/2011	1.276.226	105.102	28.996
31/12/2011	1.276.226	105.102	28.996
Riserva legale			
Dividendi agli azionisti			
Perdite portate a nuovo			
Aumento capitale società controllate			
Variazione area di consolidamento			
Altri movimenti			
Utile complessivo rilevato nel periodo di cui:			
- Utile netto del periodo			
- Altre componenti di Conto Economico complessivo			
30/06/2012	1.276.226	105.102	28.996

migliaia di euro

Riserva copertura flussi finanziari	Riserva Available for Sale	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
(17.029)	(8.119)	328.884	432.700	143.104	1.852.030	229.590	2.081.620
			5.134	(5.134)	-		-
		(10.975)	(10.975)	(97.504)	(108.479)	(12.818)	(121.297)
		40.466	40.466	(40.466)	-		-
		(109)	(109)		(109)	109	-
			-		-	(11.592)	(11.592)
		(51)	(51)		(51)	(1)	(52)
7.266	(328)		6.938	96.298	103.236	3.385	106.621
				96.298	96.298	3.305	99.603
7.266	(328)	-	6.938		6.938	80	7.018
(9.763)	(8.447)	358.215	474.103	96.298	1.846.627	208.673	2.055.300
(30.737)	-	359.634	462.995	(107.890)	1.631.331	213.375	1.844.706
			-		-		-
		(16.591)	(16.591)		(16.591)	(5.691)	(22.282)
		(107.890)	(107.890)	107.890	-		-
			-		-	849	849
		(7)	(7)		(7)	27	20
		(518)	(518)		(518)	(99)	(617)
(5.378)			(5.378)	75.265	69.887	4.581	74.468
				75.265	75.265	4.581	79.846
(5.378)	-	-	(5.378)		(5.378)		(5.378)
(36.115)	-	234.628	332.611	75.265	1.684.102	213.042	1.897.144

RENDICONTO FINANZIARIO

migliaia di euro

	Primo semestre 2012	Primo semestre 2011
A. Disponibilità liquide iniziali	44.758	144.112
Flusso finanziario generato dall'attività operativa		
Risultato del periodo	79.846	99.603
Rettifiche per:		
Ammortamenti attività materiali e immateriali	107.564	98.087
(Plusvalenze) Minusvalenze e altre variazioni patrimoniali	1.665	(357)
Variazione netta TFR e altri benefici ai dipendenti	472	(549)
Variazione netta fondo rischi e altri oneri	(12.677)	22.508
Utili dalla vendita di attività operative cessate al netto degli effetti fiscali	(539)	(892)
Variazione imposte anticipate e differite	214	(1.650)
Variazione altre attività/passività non correnti	1.355	4.547
Dividendi ricevuti	(421)	(3)
Quota del risultato di collegate	(12.109)	(8.803)
Svalutazioni (Rivalutazioni) nette di attività immobilizzate	8.166	690
B. Cash flow operativo prima delle variazioni di CCN	173.536	213.181
Variazione rimanenze	(22.927)	(2.643)
Variazione crediti commerciali	13.262	2.917
Variazione crediti tributari e altre attività correnti	29.840	(27.300)
Variazione debiti commerciali	(153.165)	(196.595)
Variazione debiti tributari e altre passività correnti	107.218	22.727
C. Flusso finanziario derivante da variazioni di CCN	(25.772)	(200.894)
D. Cash flow operativo (B+C)	147.764	12.287
Flusso finanziario da (per) attività di investimento		
Investimenti in attività materiali e immateriali	(145.964)	(242.938)
Investimenti in attività finanziarie	(613)	(38)
Realizzo investimenti e variazione attività destinate ad essere cedute	12.207	6.784
Cessione di attività operative cessate al netto della liquidità ceduta	8.492	21.955
Dividendi ricevuti	9.071	10.143
Altri movimenti di attività finanziarie	-	-
E. Totale flusso finanziario da attività di investimento	(116.807)	(204.094)
F. Free cash flow (D+E)	30.957	(191.807)
Flusso finanziario da attività di finanziamento		
Erogazione di dividendi	(22.282)	(121.297)
Altre variazioni di Patrimonio netto	849	(52)
Nuovi mutui e finanziamenti a lungo termine	330.200	100.000
Rimborsi di mutui e finanziamenti a lungo termine	(193.806)	(55.973)
Variazione crediti finanziari	49.349	(19.165)
Variazione debiti finanziari	(203.265)	211.407
G. Totale flusso finanziario da attività di finanziamento	(38.955)	114.920
H. Flusso monetario del periodo (F+G)	(7.998)	(76.887)
I. Disponibilità liquide finali (A+H)	36.760	67.225

NOTE ESPLICATIVE

PREMESSA

I settori di attività nei quali il Gruppo opera sono:

- Generazione Elettrica e Calore (Produzione Idroelettrica, Cogenerazione elettrica e calore, produzione da Fonti rinnovabili);
- Mercato (Vendita energia elettrica, gas, calore);
- Infrastrutture Energetiche (Reti di distribuzione dell'energia elettrica, reti di distribuzione del gas, reti di teleriscaldamento, impianti di rigassificazione LNG);
- 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).

Nel successivo paragrafo X. "Informativa per settori di attività", sono presentate le informazioni richieste dall'IFRS 8.

IREN S.p.A., società di diritto italiano, quotata alla Borsa Italiana è nata il 1° luglio 2010 dall'unione tra IRIDE ed ENÌA. E' strutturata sul modello di una holding industriale con sede direzionale a Reggio Emilia e società responsabili delle singole linee di business. E' presente con importanti sedi operative anche a Genova, Parma, Piacenza e Torino,

Relativamente al prospetto del rendiconto finanziario si segnala che nel primo semestre 2012 vengono evidenziate le Plusvalenze/Minusvalenze e altre variazioni patrimoniali a rettifica del cash flow operativo. A tal proposito si è provveduto a riclassificare i dati comparativi del primo semestre 2011.

Il bilancio semestrale abbreviato consolidato della società al 30 giugno 2012 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 collegate e imprese a controllo congiunto.

I. CONTENUTO E FORMA DEL BILANCIO CONSOLIDATO

La Relazione finanziaria semestrale del Gruppo Iren al 30 giugno 2012 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 2012 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 2011 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 2011.

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 2011, cui si rimanda per una loro più ampia trattazione.

Si segnala che in data 7 ottobre 2010 lo IASB ha pubblicato alcuni emendamenti al principio *IFRS 7 – Strumenti finanziari: Informazioni integrative*, applicabili per i periodi contabili che avranno inizio il o dopo il 1° luglio 2011. Tali emendamenti, omologati dagli organi competenti dell'Unione Europea con Regolamento pubblicato il 23 novembre 2011, mirano a consentire agli utilizzatori del bilancio di comprendere meglio le esposizioni ai rischi connesse con il trasferimento di attività finanziarie e gli effetti di detti rischi sulla posizione finanziaria dell'entità. Gli emendamenti inoltre richiedono maggiori informazioni nel caso in cui un ammontare sproporzionato di tali transazioni sia posto in essere in prossimità della fine di un periodo contabile.

L'adozione di tale modifica non ha avuto effetti significativi sull'informativa fornita nel presente bilancio semestrale, né sulla valutazione delle poste di bilancio.

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 2012 il Gruppo ha verificato l'inesistenza di *impairment trigger* specifici con particolare riferimento agli avviamenti, ai *tangible asset* ed alla recuperabilità del valore delle proprie 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 2011

Le variazioni del primo semestre 2012 relative all'area di consolidamento del Gruppo Iren hanno riguardato:

- l'uscita dal perimetro di consolidamento della società Tema per effetto della conclusione della procedura di liquidazione della società. Al 31 dicembre 2011 le attività e le passività di Tema erano esposte tra le attività destinate ad essere cedute e tra le passività correlate ad attività destinate ad essere cedute. Il deconsolidamento della società ha avuto un effetto non significativo sul patrimonio netto di gruppo e di terzi;
- l'uscita dal perimetro di consolidamento della joint venture Namtra Investments Limited, società di diritto cipriota, in quanto si è concluso il processo di liquidazione e in data 21 giugno 2012 è stato ottenuto il certificato di cancellazione dal registro delle imprese cipriote. Il deconsolidamento della società ha avuto un effetto non significativo sul patrimonio netto di gruppo e di terzi.

Relativamente alla società controllata Undis Servizi si segnala che le attività sono esposte tra le attività destinate ad essere cedute, le passività tra le passività correlate ad attività destinate ad essere cedute e i ricavi e i costi sono esposti nel risultato netto da attività operative cessate in quanto alla data del bilancio semestrale abbreviato la vendita della società risultava essere altamente probabile. Nel corso del mese di luglio, infatti, si è perfezionata la cessione delle quote detenute dal Gruppo nella società.

III. RISK MANAGEMENT

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.

Nell'ambito del modello di Enterprise Risk Management del Gruppo, sono stati integrati anche i rischi c.d. Reputazionali, connessi al mantenimento della fiducia e dell'immagine positiva del Gruppo da parte degli stakeholder.

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.

Nell'ambito del Gruppo IREN è stata costituita la Direzione "Risk Management", posta alle dipendenze dell'Amministratore Delegato, a cui sono state formalmente demandate le seguenti attività:

- coordinamento del processo di gestione integrata dei rischi di Gruppo;
- stipula e gestione delle polizze assicurative, con la collaborazione della funzione Legale.

La Direzione Risk Management, inoltre, su base trimestrale, effettua l'analisi della sinistrosità su tutte le aree operative del Gruppo e ne definisce le modalità di contenimento e riduzione.

Di seguito si riporta una sintesi della modalità di gestione dei rischi del Gruppo.

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 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. Al 30 giugno 2012 gli affidamenti bancari a breve termine utilizzati dalla Capogruppo sono pari a 254 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 2011 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.

Nei mesi di giugno e luglio 2012 sono stati perfezionati ed utilizzati nuovi finanziamenti a medio termine per complessivi 80 milioni di euro, precisamente 50 milioni di euro con BBVA e 30 milioni di euro con Banca Popolare dell'Emilia Romagna.

A fine anno 2011 e inizio 2012 sono stati sottoscritti con Banca Europea per gli Investimenti nuovi finanziamenti per complessivi 440 milioni di euro con durata fino a 15 anni, per l'utilizzo di tali finanziamenti è richiesta la garanzia di enti accettati da BEI. Una prima tranche di 100 milioni è stata utilizzata entro il 2011 e ulteriori 240 milioni, in tre tranche, sono stati utilizzati nel primo semestre 2012. L'utilizzo dei residui 100 milioni è previsto nel secondo semestre 2012.

Nell'ambito del Gruppo, la società AES Torino (consolidata al 51%) ha ottenuto nel mese di giugno 2012 un nuovo finanziamento bancario per 20 milioni di euro, inoltre la Banca Europea per gli Investimenti ha deliberato per AES Torino una linea di finanziamento di complessivi 55 milioni di euro da perfezionare con intermediazione bancaria e non ancora utilizzata. La società OLT Offshore LNG Toscana (consolidata al 41,71%) ha ottenuto nel corso del primo semestre 2012 nuovi finanziamenti dai soci Iren Mercato (finanziata da Iren nell'ambito della finanza accentrata di gruppo) ed E.On in quote paritarie e per complessivi 56 milioni di euro; il totale finanziamento soci alla società OLT a supporto degli investimenti risulta pari a 576 milioni di euro al 30 giugno 2012.

Si evidenzia che al 30.06.2012 il debito residuo per mutui risulta contrattualizzato per il 38% a tasso fisso e per il 62% 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 2012, 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 2012 è negativo per 52.006 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 73% 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 è stata condotta un'analisi di sensitività degli oneri finanziari netti e delle componenti valutative dei contratti finanziari derivati al variare dei tassi di interesse.

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 e all'erogazione dei servizi idrico ed ambientale che non presentano una particolare concentrazione essendo 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 dell'obbligato, non essere rispettate alla scadenza e quindi i rischi sono riconducibili all'aumento dell'anzianità dei crediti, al rischio di insolvibilità ed all'aumento dei crediti sottoposti a procedure concorsuali.

Per controllare il rischio di credito, la cui gestione operativa è demandata alle singole 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 tra le quali l'analisi di solvibilità dei Clienti in fase di acquisizione attraverso un'accurata analisi del merito creditizio finalizzata a contenere il rischio di insolvenza, l'affidamento di crediti di clienti cessati e/o attivi a società di recupero crediti esterne e la gestione del contenzioso legale dei crediti 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 ed alle fasce dimensionali di consumo.

Nel corso degli ultimi anni sono stati introdotti, al fine di rafforzare la capacità di analisi e monitoraggio, 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. Il Gruppo sta inoltre completando il progetto "contatori elettronici" con lo scopo di migliorare la tempestività dei distacchi e comprimerne i costi.

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

Per 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.

Nello svolgimento della propria attività il Gruppo è esposto al rischio che i crediti vantati nei confronti della clientela possano, a causa dell'attuale crisi economico/finanziaria generalizzata, non essere onorati alla scadenza e pertanto incorrere in una perdita di valore che può comportare la cancellazione in tutto o in parte dal bilancio.

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.

A seguito del perdurare dell'attuale situazione economica il Gruppo, pur mantenendo i processi in essere, ha migliorato il controllo sui rischi di credito attraverso il rafforzamento delle procedure di monitoraggio e reportistica. L'obiettivo fondamentale di tali attività è quello di analizzare le principali cause del deterioramento del credito al fine di trovare in modo tempestivo possibili contromisure.

Su base trimestrale la Direzione Risk Management si occupa di raccogliere ed integrare i principali dati sui crediti commerciali erogati dalle società del Gruppo, in termini di clientela, filiera di business e fascia di ageing. Si presta particolare attenzione alla clientela che presenta la maggior quota di scaduto, sia a livello di Società di primo livello sia per il Gruppo nel suo complesso.

Durante le Commissioni, i risultati sono presentati e condivisi con i Credit Manager delle Società di primo livello, che operativamente si occupano della gestione e della riscossione dei crediti.

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

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 novembre e dicembre 2011, a copertura del portafoglio energetico del 2012, sono state stipulate operazioni di derivato su commodity (Commodity swap su indice Gas Release 07) per un nozionale complessivo di 1,7 TWh e due operazioni di derivato su cambio (Average Rate Forward) per 105 milioni di USD. Un ulteriore derivato su cambio è stato stipulato a febbraio 2012 per 25 milioni di USD con validità gli ultimi quattro mesi del 2012.

Il Fair Value dei contratti in essere al 30 giugno 2012 è positivo e pari a 6.608 migliaia di euro.

Nell'ambito della società Iren Mercato è stata avviata 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 comprendono anche negoziazioni su IDEX.

Tali contratti sono classificati in un apposito portafoglio di Trading il cui fair value netto al 30 giugno 2012 è pari a -1.055 migliaia di euro, di cui -6.457 migliaia di euro è il fair value negativo e 5.402 migliaia di euro è il fair value positivo.

Al 30.06.2012 risulta inoltre un valore positivo di 4.501 mila euro relativo ad un contratto swap EUA-CER.

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 quasi esclusivamente 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 si riportano, oltre al valore contabile ed il relativo fair value anche i metodi e le principali assunzioni utilizzate per la sua determinazione.

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

Al fine di fornire un'informativa quanto più possibile esaustiva è stato esposto anche il valore comparativo rideterminato relativo al 31 dicembre 2011.

	30.06.2012		31.12.2011	
	Valore contabile	Fair Value	Valore contabile	Fair Value
Attività per contratti derivati di copertura	-	-	473	473
Mutui quota non corrente e bond	(2.160.459)	(1.957.986)	(2.004.987)	(1.895.721)
Mutui quota corrente	(480.367)	(540.535)	(499.203)	(558.271)
Passività per contratti derivati di copertura	(52.006)	(52.006)	(43.251)	(43.251)
Totale	(2.692.832)	(2.550.527)	(2.546.968)	(2.496.770)

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).

30.06.2012	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		16.511		16.511
Totale attività	-	16.511	-	16.511
Passività finanziarie derivate		(58.462)		(58.462)
Totale complessivo	-	(41.951)	-	(41.951)

31.12.2011	migliaia di euro			
	Livello 1	Livello 2	Livello 3	Totale
Attività finanziarie disponibili per la vendita			140.273	140.273
Attività finanziarie designate al fair value rilevato a conto economico				-
Investimenti finanziari detenuti per finalità di trading				-
Attività finanziarie derivate		15.155		15.155
Totale attività	-	15.155	140.273	155.428
Passività finanziarie derivate		(50.578)		(50.578)
Totale complessivo	-	(35.423)	140.273	104.850

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*.

Al 31 dicembre 2011 nel livello 3 era ricompresa la partecipazione in Delmi, per cui si rimanda alla successiva nota 5, per un importo pari a 140.273 migliaia di euro.

RISCHI OPERATIVI

Rientrano in questa categoria tutti i rischi non ricompresi negli ambiti precedenti che possono impattare sul conseguimento degli obiettivi operativi, vale a dire relativi all'efficacia e all'efficienza delle operazioni aziendali inclusi i livelli di performance, di redditività e di protezione delle risorse da eventuali perdite.

Il modello di Enterprise Risk Management operativo nell'ambito del Gruppo ha come obiettivo la gestione integrata e sinergica dei rischi e segue un processo che si articola nelle seguenti fasi:

- individuazione;
- valutazione;
- trattamento;
- controllo;
- reporting.

Lo svolgimento di ciascuna delle fasi del processo avviene sulla base di standard e riferimenti definiti a livello di Gruppo.

I principali rischi rientranti nelle categorie di cui sopra sono valutati in termini di impatto, di probabilità di accadimento e di livello di controllo; tali valutazioni sono soggette a revisione periodica. Sono monitorati altresì gli indicatori che consentono di esaminare il rischio in termini di trend e di criticità.

Su base 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.

Oltre ai rischi c.d. operativi, sono gestiti anche i principali rischi reputazionali.

Le situazioni di rischio e i relativi indicatori sono trasmessi al top management e ai risk owner, che sono coinvolti nelle attività di mitigazione e di miglioramento.

L'analisi di rischio è utilizzata come input per la redazione degli strumenti di pianificazione.

Il processo di gestione dei rischi operativi è anche finalizzato all'ottimizzazione dei profili assicurativi di Gruppo nei principali filoni "property" e "liability".

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 e per quanto possibile mitigarne gli effetti.

b. Rischi strategici

Il settore delle local utilities è in fase di forte evoluzione e consolidamento. Deregolamentazione e liberalizzazione impongono di affrontare con maggior decisione la pressione competitiva, cogliendo le occasioni di crescita aziendale esogena ed endogena che il nuovo scenario di mercato offre.

Il piano di sviluppo strategico del Gruppo IREN prevede l'effettuazione di considerevoli investimenti, dallo sviluppo in joint venture di importanti impianti di rigassificazione per la fornitura del gas, alla realizzazione o al rinnovo degli impianti di cogenerazione per completare

il piano di estensione del teleriscaldamento, al consolidamento della presenza nei settori della distribuzione di energia elettrica, del gas, nel settore idrico e nel settore ambientale.

Da tutto ciò deriva un'esposizione del Gruppo a rischi di carattere normativo, tecnico, commerciale, economico e finanziario (ottenimento di autorizzazioni, applicazione di nuove tecnologie, rispetto delle marce commerciali, analisi della posizione competitiva, etc.), cui esso fa fronte attraverso processi e strutture dedicate, volti a presidiare tutte le fasi dalla valutazione, all'autorizzazione, alla realizzazione di tali progetti.

Sui rischi di tipo strategico vengono effettuate 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 viene 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, il Gruppo ha recentemente svolto alcuni sondaggi analitici (survey), grazie ai quali ha potuto dettagliare accuratamente gli eventi a cui tali impianti potrebbero essere esposti e le conseguenti azioni di prevenzione.

Sono altresì operativi strumenti assicurativi opportunamente configurati in base alle singole realtà impiantistiche.

d. Rischi informatici

I principali rischi operativi di tipo informatico sono correlati alla disponibilità dei sistemi "core" tra i quali 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 vengono sottoposte a simulazioni, al fine di garantirne l'efficacia.

Gestione del Capitale

Le politiche di gestione del capitale sono in carico al Consiglio di Amministrazione Tali azioni si fondano sul mantenimento di un livello elevato di capitale proprio al fine di consolidare il rapporto di fiducia con gli investitori, i creditori ed il mercato, consentendo altresì lo sviluppo futuro dell'attività.

Il Consiglio di Amministrazione monitora il rendimento del capitale ed il livello di dividendi da distribuire ai detentori di azioni ordinarie e ha l'obiettivo di mantenere un equilibrio tra l'ottenimento di maggiori rendimenti tramite il ricorso ad indebitamento e i vantaggi e la sicurezza offerti da una solida situazione patrimoniale.

IV. INFORMATIVA SUI RAPPORTI CON PARTI CORRELATE

Il Consiglio di Amministrazione di IREN, in data 30 novembre 2010, ha adottato il “Regolamento Interno in materia di operazioni con parti correlate”, emanato in attuazione:

- a) delle disposizioni in materia di operazioni con parti correlate di cui all’art. 2391-bis del codice civile;
- b) delle disposizioni di cui all’art. 114 del D. Lgs. 24 febbraio 1998, n. 58 (il “TUF”);
- c) 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”).

Il “Regolamento interno in materia di operazioni con parti correlate”, che si applica a far data dal 1° gennaio 2011, è pubblicato sul sito IREN (www.gruppoiren.it) e, in sintesi, prevede:

- a) l’individuazione delle parti correlate;
- b) cosa si intende per operazione con parte correlata;
- c) operazioni di importo esiguo;
- d) operazioni di minore rilevanza e relativa procedura;
- e) operazioni di maggiore rilevanza e relativa procedura;
- f) casi di esclusione;
- g) costituzione del Comitato per le operazioni con parti correlate;
- h) operazioni di competenza assembleare;
- i) modifiche allo statuto da sottoporre all’assemblea straordinaria dei soci di Iren;
- j) forme di pubblicità.

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

Service Intercompany - Per sfruttare al meglio le sinergie organizzative emergenti dalla fusione fra IRIDE ed Eni, 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 service 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 a medio/lungo termine 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.

Dal 2010, 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 perimetro di consolidamento fiscale, dal 2011, oltre alla consolidante IREN S.p.A., include quindi, senza soluzione di continuità, le seguenti società: AEM Torino Distribuzione, CELPI, IRIDE SERVIZI, AEMNET, IREN Acqua Gas, IREN MERCATO, IREN ENERGIA, CAE AMGA Energia, AGA, AES Torino, Mediterranea delle Acque, Zeus, Immobiliare delle Fabbriche, Nichelino Energia, ENIA Parma, ENIA Piacenza, ENIA Reggio Emilia, Eniatel, Tecnoborgo, IREN Ambiente e IREN Emilia, Genova Reti Gas.

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 sopra indicate, le parti hanno convenuto sulla necessità di aggiornare il Regolamento in vigore in conformità a quanto previsto dall'art. 22 dello stesso, 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 - Il gruppo IREN ha optato per la Liquidazione IVA di Gruppo provvedendo all'invio dell'opzione entro i termini di legge.

Da un punto di vista procedurale 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., Iride Servizi S.p.A., IREN Acqua Gas S.p.A., IREN Mercato S.p.A., AEM Torino Distribuzione S.p.A., AEM NET S.p.A., CAE AMGA Energia S.p.A., AES Torino S.p.A., CELPI, GENOVA RETI GAS, NICHELINO Energia, IDROTIGULLIO, ENIA Reggio Emilia S.p.A., ENIA Parma S.p.A., ENIA Piacenza S.p.A., IREN AMBIENTE S.p.A., IREN EMILIA S.p.A., ENIA SOLARIS S.p.A..

Altre operazioni significative con società collegate

Si segnala inoltre che nel corso del primo semestre 2012 è proseguita l'operatività di IREN Mercato tramite il contratto di fornitura gas con le società collegate Plurigas e Sinergie Italiane che ha consentito di servire, oltre al bacino genovese ed emiliano, anche alcune aziende commerciali facenti capo al Gruppo IREN.

Il Gruppo, tramite IREN Mercato, dispone inoltre, tramite contratti di Tolling, di una quota parte dell'energia derivante dalle centrali della collegata Edipower.

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.

In particolare è stato stipulato un accordo relativo all'affidamento a IREN S.p.A. da parte di FSU S.r.l. della gestione delle eccedenze temporanee di liquidità, attraverso l'attivazione di un conto corrente intercompany.

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

Il Gruppo IREN, attraverso 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 IRIDE Servizi sono regolate da specifici contratti pluriennali. Relativamente a questi ultimi, sono intercorse trattative con il Comune di Torino per la modifica di alcune clausole contrattuali, tra cui quella relativa al corrispettivo afferente alle attività manutenzione ordinaria nei contratti in essere. Relativamente ai soli contratti per la gestione degli impianti termici ed elettrici, in scadenza al 31.12.2014, sono intercorse trattative per un nuovo affidamento sino al 31.12.2017. Così come previsto dal Regolamento interno in materia di operazioni con parti correlate, è stato investito l'apposito comitato di amministratori indipendenti che, previa qualificazione delle operazioni da concretizzare con il Comune di Torino come operazioni di minor rilevanza dato che il valore delle medesime non raggiungeva le soglie tali da qualificarle come di maggior rilevanza, con parere scritto in data 13 maggio 2011, si è espresso in senso favorevole sull'interesse della Società al compimento delle suddette operazioni, nonché sulla convenienza e sulla correttezza sostanziale delle

relative condizioni. Di detto parere ne hanno preso atto sia il Consiglio di Amministrazione della controllante quotata IREN S.p.A., sia il Consiglio di Amministrazione della controllata IRIDE SERVIZI che ha incaricato il proprio organo delegato a perfezionare i relativi atti/contratti.

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 Parma i servizi di gestione illuminazione pubblica;
- c) al Comune di Reggio Emilia i servizi di gestione del verde pubblico e dello sgombero neve;
- d) al Comune di Piacenza i servizi cimiteriali, di gestione del verde pubblico e dello sgombero neve.

Rapporti con altri soci-parti correlate

Gli Amministratori di Iren a dicembre 2011, 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.

Le informazioni relative ai rapporti patrimoniali ed economici con le parti correlate sono riportate nel paragrafo "XI. Allegati al bilancio consolidato" che si considera parte integrante delle presenti note.

Rapporti con amministratori

Da ultimo e per ciò che concerne i *key managers*, si segnala che:

- a) il Presidente di IREN S.p.A. (Ing. Bazzano) riveste altresì la carica di Amministratore Delegato e di Direttore Generale in IREN Acqua Gas;
- b) l'Amministratore Delegato di IREN S.p.A. (Ing. Garbati) riveste altresì la carica di Amministratore Delegato e di Direttore Generale in IREN Energia;

c) il Direttore Generale di IREN S.p.A. (Dr. Viero) riveste altresì la carica di Amministratore Delegato e di Direttore Generale in IREN Emilia e di Amministratore Delegato in IREN Ambiente.

L'interesse che tali Organi delegati hanno in operazioni fra la Capogruppo e le Società di Primo Livello è dichiarato in occasione della loro approvazione da parte dei rispettivi Consigli di Amministrazione.

V. FATTI DI RILIEVO AVVENUTI DOPO LA CHIUSURA DEL PERIODO

Cessione della partecipazione in Sasternet S.p.A.

In data 3 agosto 2012 Iride Servizi e F2i Reti TLC hanno stipulato il contratto per la cessione dell'intera partecipazione detenuta dal Gruppo IREN in Sasternet S.p.A. (85% del capitale sociale). L'ammontare della cessione è composto da una quota da corrispondere al perfezionamento del trasferimento delle azioni (*closing*) - pari all'85% di 16,2 milioni di euro meno l'indebitamento finanziario netto a tale data - e da una componente di *earn out* a 5 anni per un massimo di 3 milioni di euro, in funzione della *performance* e del valore futuro della Società.

Per il Gruppo IREN, la cessione di Sasternet si colloca nell'ambito del processo di razionalizzazione dei *business* gestiti, attraverso la dismissione di attività *no core* finalizzate, tra l'altro, alla riduzione dell'indebitamento finanziario netto.

VI. ALTRE INFORMAZIONI

COMUNICAZIONE CONSOB N. DEM/6064293 del 28 luglio 2006

Eventi e operazioni significative non ricorrenti

Nel corso del primo semestre 2012 il Gruppo non ha posto in essere eventi e/o operazioni significative non ricorrenti, così come definite dalla Comunicazione stessa, vale a dire eventi od operazioni il cui accadimento risulta non ricorrente oppure operazioni o fatti che non si ripetono frequentemente nel consueto svolgimento dell'attività.

Posizioni o transazioni derivanti da operazioni atipiche e/o inusuali

Si precisa che nel corso del primo semestre 2012 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 della Relazione Semestrale

La Relazione Semestrale è stata autorizzata alla pubblicazione dal Consiglio di Amministrazione di IREN S.p.A. nella riunione del 28 agosto 2012.

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 30/06/2012	F.do amm.to al 30/06/2012	Valore netto al 30/06/2012	Costo al 31/12/2011	F.do amm.to al 31/12/2011	Valore netto al 31/12/2011
Terreni	75.764	(1.510)	74.254	75.984	(1.510)	74.474
Fabbricati	338.428	(109.905)	228.523	337.747	(104.865)	232.882
Fabbricati in leasing	6.735	(1.929)	4.806	6.735	(1.828)	4.907
Terreni e Fabbricati	420.927	(113.344)	307.583	420.466	(108.203)	312.263
Impianti e macchinari	2.941.263	(1.169.329)	1.771.934	2.833.188	(1.112.482)	1.720.706
Impianti e macchinari in leasing	1.010	(625)	385	1.010	(581)	429
Impianti e macchinari	2.942.273	(1.169.954)	1.772.319	2.834.198	(1.113.063)	1.721.135
Attrezzature ind.li e comm.li	82.926	(52.687)	30.239	82.070	(50.038)	32.032
Attrezzature ind.li e comm.li in leasing	-	-	-	-	-	-
Attrezzature industriali e commerciali	82.926	(52.687)	30.239	82.070	(50.038)	32.032
Altri beni	118.083	(95.969)	22.114	117.494	(92.849)	24.645
Altri beni in leasing	884	(595)	289	1.883	(1.535)	348
Altri beni	118.967	(96.564)	22.403	119.377	(94.384)	24.993
Attività materiali in corso ed acconti	705.045	-	705.045	747.155	-	747.155
Totale	4.270.138	(1.432.549)	2.837.589	4.203.266	(1.365.688)	2.837.578

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

	migliaia di euro				
	Saldo iniziale	Incrementi	Decrementi	Riclassifiche	Saldo Finale
Terreni	75.984	-	(220)	-	75.764
Fabbricati	337.747	747	(13)	(53)	338.428
Fabbricati in leasing	6.735	-	-	-	6.735
Terreni e fabbricati	420.466	747	(233)	(53)	420.927
Impianti e macchinari	2.833.188	15.599	(38)	92.514	2.941.263
Impianti e macchinari in leasing	1.010	-	-	-	1.010
Impianti e macchinari	2.834.198	15.599	(38)	92.514	2.942.273
Attrezzature industriali e commerciali	82.070	1.029	(496)	323	82.926
Attrezzature in leasing	-	-	-	-	-
Attrezzature ind.li e commerciali	82.070	1.029	(496)	323	82.926
Altri beni	117.494	1.356	(936)	169	118.083
Altri beni in leasing	1.883	-	(999)	-	884
Altri beni	119.377	1.356	(1.935)	169	118.967
Attività materiali in corso ed acconti	747.155	63.574	(12.098)	(93.586)	705.045
Totale	4.203.266	82.305	(14.800)	(633)	4.270.138

Il saldo della colonna riclassifiche, pari a -633 migliaia di euro, si riferisce principalmente al trasferimento delle attività materiali della società Undis Servizi alla voce Attività destinate ad essere cedute.

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

	migliaia di euro				
	Saldo iniziale	Amm.to del periodo	Decrementi	Riclassifiche	Saldo Finale
F.do amm.to terreni	(1.510)	-	-	-	(1.510)
F.do amm.to fabbricati	(104.865)	(5.080)	5	35	(109.905)
F.do amm.to fabbricati in leasing	(1.828)	(101)	-	-	(1.929)
F.do amm.to fabbricati	(108.203)	(5.181)	5	35	(113.344)
F.do amm.to impianti e macchinari	(1.112.482)	(56.893)	57	(11)	(1.169.329)
F.do amm.to impianti e macchinari in leasing	(581)	(44)	-	-	(625)
F.do amm.to impianti e macchinari	(1.113.063)	(56.937)	57	(11)	(1.169.954)
F.do amm.to attrezz. ind.li e comm.li	(50.038)	(3.110)	463	(2)	(52.687)
F.do amm.to attrezz. ind.li e comm.li in leasing	-	-	-	-	-
F.do amm.to attrezz. Ind.li e comm.li	(50.038)	(3.110)	463	(2)	(52.687)
F.do amm.to altri beni	(92.849)	(3.870)	706	44	(95.969)
F.do amm.to altri beni in leasing	(1.535)	(58)	998	-	(595)
F.do amm.to altri beni	(94.384)	(3.928)	1.704	44	(96.564)
Totale	(1.365.688)	(69.156)	2.229	66	(1.432.549)

Il saldo della colonna riclassifiche, pari a 66 migliaia di euro, si riferisce principalmente al trasferimento delle attività materiali della società Undis Servizi alla voce Attività destinate ad essere cedute.

Terreni e fabbricati

Tale voce include principalmente i fabbricati industriali connessi agli impianti del gruppo, i fabbricati di proprietà relativi alla sede aziendale ed alle sedi territoriali e i connessi terreni. Si evidenzia che, in data 27 giugno 2012 Iren ha stipulato il contratto preliminare avente ad oggetto la vendita della sede operativa di Torino.

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 investimenti del periodo, pari a 15.599 migliaia di euro, si riferiscono principalmente a:

- centrale di cogenerazione di Torino Nord per 3.546 migliaia di euro;
- nuovi allacciamenti alla rete del teleriscaldamento, comprensiva delle sottostazioni di scambio termico, dei misuratori e delle apparecchiature di telelettura, per 1.340 migliaia di euro;
- posa di contatori elettronici per clienti finali biorari e nuovi allacci alla rete di distribuzione di energia elettrica per 4.508 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 relativi principalmente ai progetti Centrale di cogenerazione Torino Nord (236.184 migliaia di euro), OLT (294.634 migliaia di euro) e del Polo Ambientale Integrato di Parma (120.831 migliaia di euro). Gli investimenti del semestre, pari a 63.574 migliaia di euro, si riferiscono principalmente a:

- costruzione della centrale di cogenerazione di Torino Nord per 7.951 migliaia di euro;
- sviluppo della rete di trasporto e distribuzione del calore per 5.531 migliaia di euro;
- avanzamento del progetto del Polo Ambientale Integrato dell'Emilia per 24.429 migliaia di euro;
- trasformazione della nave gasiera Golar Frost, acquistata da OLT Offshore, in impianto di rigassificazione nell'ambito del progetto di realizzazione del rigassificatore di Livorno (progetto OLT) per 18.284 migliaia di euro.

Per maggiori informazioni in merito agli investimenti del periodo si rinvia al relativo paragrafo della Relazione sulla gestione.

Gli ammortamenti ordinari del primo semestre 2012, pari a complessivi 69.156 migliaia di euro sono stati calcolati sulla base delle aliquote indicate nel bilancio annuale al 31 dicembre 2011 e ritenute rappresentative della residua possibilità di utilizzo delle immobilizzazioni.

Si segnala che il gruppo detiene beni acquisiti con contratti di leasing finanziario per un valore di 5.480 migliaia di euro (5.684 migliaia di euro al 31 dicembre 2011), 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 30/06/2012	F.do amm.to al 30/06/2012	Valore netto al 30/06/2012	Costo al 31/12/2011	F.do amm.to al 31/12/2011	Valore netto al 31/12/2011
Terreni	243	-	243	260	-	260
Fabbricati	2.775	(1.161)	1.614	2.826	(1.143)	1.683
Totale	3.018	(1.161)	1.857	3.086	(1.143)	1.943

Gli importi indicati sono relativi, oltre ad investimenti immobiliari delle controllate Mediterranea delle Acque (291 migliaia di euro) e Immobiliare delle Fabbriche (650 migliaia di euro), al pro quota degli investimenti immobiliari della Società Acque Potabili consolidata proporzionalmente (pari a 916 migliaia di euro) ed attengono principalmente a fabbricati detenuti al fine di ottenere canoni di locazione.

NOTA 3_ATTIVITA' IMMATERIALI A VITA DEFINITA

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

	migliaia di euro					
	Costo al 30/06/2012	F.do amm.to al 30/06/2012	Valore netto al 30/06/2012	Costo al 31/12/2011	F.do amm.to al 31/12/2011	Valore netto al 31/12/2011
Costi di sviluppo	524	(487)	37	524	(475)	49
Diritti brevetto industriale e utilizzo opere dell'ingegno	49.519	(32.757)	16.762	47.882	(29.254)	18.628
Concessioni, licenze, marchi e diritti simili	1.664.288	(548.128)	1.116.160	1.628.134	(517.777)	1.110.357
Altre immobilizzazioni immateriali	99.950	(63.186)	36.764	112.208	(59.041)	53.167
Immobilizzazioni in corso e acconti	109.357	-	109.357	98.568	-	98.568
Totale	1.923.638	(644.558)	1.279.080	1.887.316	(606.547)	1.280.769

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	-	-	-	-	524
Diritti brevetto industriale e utilizzo opere dell'ingegno	47.882	1.417	-	220	-	49.519
Concessioni, licenze, marchi e diritti simili	1.628.134	20.654	(9)	15.509	-	1.664.288
Altre immobilizzazioni immateriali	112.208	15.598	(32.373)	4.941	(424)	99.950
Immobilizzazioni in corso e acconti	98.568	31.408	(3)	(20.616)	-	109.357
Totale	1.887.316	69.077	(32.385)	54	(424)	1.923.638

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

	migliaia di euro				
	Saldo iniziale	Amm.to del periodo	Decrementi	Riclassifiche	Saldo Finale
F.amm.to costi di sviluppo	(475)	(12)	-	-	(487)
F.amm.to dir. brevetto ind.le e utilizzo opere dell'ing.	(29.254)	(3.503)	-	-	(32.757)
F.amm.to concessioni, licenze, marchi e diritti simili	(517.777)	(30.225)	8	(134)	(548.128)
F. amm.to altre immobilizzazioni immateriali	(59.041)	(4.640)	491	4	(63.186)
Totale	(606.547)	(38.380)	499	(130)	(644.558)

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, dai relativi costi sostenuti per le implementazioni.

NOTA 4_AVVIAMENTO

La voce, pari a 135.052 migliaia di euro (131.651 migliaia di euro al 31 dicembre 2011), riguarda principalmente l'avviamento:

- sull'acquisizione di controllo di Acqua Italia S.p.A. (ora Mediterranea delle Acque), 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 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 10.441 migliaia di euro (allocato sulla CGU infrastrutture energetiche in particolare reti elettriche);
- sulle quote azionarie di Enìa Energia (ora fusa in Iren Mercato) acquisite da Sat Finanziaria S.p.A. e da Edison per un importo di 16.731 migliaia di euro (allocato sulla CGU mercato).

L'incremento rispetto al 31 dicembre 2011, pari a 3.401 migliaia di euro, si riferisce all'avviamento sull'acquisizione del ramo d'azienda relativo alla commercializzazione e alla vendita di energia elettrica di ERG.

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 della presente relazione, nel corso del primo semestre 2012, conformemente allo IAS 36, il Gruppo ha verificato l'inesistenza di *impairment trigger* specifici con particolare riferimento agli avviamenti, ai *tangible asset* ed alla recuperabilità del valore delle proprie partecipazioni.

NOTA 5_PARTECIPAZIONI VALUTATE CON IL METODO DEL PATRIMONIO NETTO

Le partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto sono partecipazioni in imprese collegate possedute dal Gruppo e ammontano a 379.181 migliaia di euro (230.818 migliaia di euro al 31 dicembre 2011).

L'elenco delle società valutate con il metodo del patrimonio netto appartenenti al Gruppo al 30 giugno 2012 è riportato in allegato.

Le variazioni intervenute nel primo semestre 2012 sono presentate nella tabella esposta nel seguito:

	31/12/2011	Riclassi- fiche	Incrementi	Risultato del periodo	Dividendi	Valutazioni con effetto diretto a PN	migliaia di euro 30/06/2012
A2A Alfa	1.722	-	-	(120)	(630)	-	972
ABM Next	254	-	-	-	(31)	-	223
Aciam	304	-	30	(25)	-	-	309
Acos	7.459	-	-	-	-	-	7.459
Acos Energia	779	-	-	26	(75)	-	730
Acquaenna	1.380	-	-	-	-	-	1.380
Acqueinforma	5	-	-	-	-	-	5
Aguas de San Pedro	5.114	-	-	-	-	-	5.114
Aiga	335	-	-	-	-	-	335
Amat	2.997	-	-	5	-	-	3.002
Amat Energia	-	-	-	-	-	-	-
Amiu	-	-	59	-	-	-	59
Amter	721	-	-	(57)	(98)	-	566
Asa	10.233	-	-	1.230	-	(136)	11.327
Asmt Servizi Industriali	3.649	-	-	51	-	-	3.700
Atena	9.034	-	-	72	-	-	9.106
Castel	433	-	-	-	-	-	433
Consorzio Servizi Integrati	50	(50)	-	-	-	-	-
Delmi	-	142.730	-	278	-	-	143.008
Domus Acqua	28	-	-	-	-	-	28
Edipower	145.000	-	-	6.424	-	-	151.424
Fingas	8.171	-	525	-	-	-	8.696
Gas Energia	810	-	-	(12)	-	-	798
Gica	-	-	-	-	-	-	-
Global Service	6	-	-	-	-	-	6
Il tempio	32	-	-	32	-	-	64
Iniziative Ambientali	460	-	-	7	-	-	467
Livorno Holding	-	-	-	-	-	-	-
Mestni Plinovodi	9.374	-	-	7	-	-	9.381
Mondo Acqua	142	-	-	-	-	-	142
Plurigas	18.904	-	-	4.189	(7.512)	1.746	17.327
Rio Riazzone	220	-	-	-	-	-	220
S.M.A.G.	6	-	-	7	-	-	13
Salerno Energia Vendite	1.561	-	-	(25)	(304)	-	1.232
Sea Power & Fuel	9	-	-	(5)	-	-	4
Sinergie Italiane	-	-	-	-	-	-	-
Sosel	643	-	-	30	-	-	673
Tirana Acque	47	-	-	-	-	-	47
Valle Dora Energia	498	-	-	-	-	-	498
Veia Energia e Ambiente	438	-	-	(5)	-	-	433
TOTALE	230.818	142.680	614	12.109	(8.650)	1.610	379.181

Nella presente situazione semestrale la Partecipazione in Delmi viene riclassificata dalle "Altre Partecipazioni" alla voce a commento per effetto di quanto già richiamato tra i Fatti di rilievo del periodo. In data 24 maggio 2012, infatti, si è data piena esecuzione agli accordi stipulati in data 15 febbraio 2012 e successivamente modificati in data 5 maggio 2012 tra A2A, Delmi ed EDF e tra A2A, Delmi, Edison e Alpiq. Per effetto di quanto precede, Delmi ha ceduto a WGRM 4 Holding S.p.A., società interamente posseduta da EdF, il 50% di Transalpina di Energia di proprietà di Delmi stessa per un prezzo pari a Euro 783.748.900 e ha acquistato il 70% di Edipower da Edison (quanto al 50%) e da Alpiq (quanto al 20%) per un prezzo totale pari a Euro 883.748.900.

Sono stati altresì conclusi tra A2A, Iren, Iren Energia (attuale socio di Edipower) e gli altri soci di Delmi accordi relativi alla *governance* e al modello di funzionamento di Delmi e Edipower e all'eventuale uscita dei soci di minoranza.

Come conseguenza degli accordi di *governance* citati, Iren ha valutato di esercitare su Delmi un'influenza notevole, anche se la percentuale di partecipazione risulta inferiore al 20%, attestandosi al 15%.

Poiché, come detto in precedenza, la data di *closing* dell'operazione è il 24.5.2012, Delmi può pertanto essere valutata con il metodo del patrimonio netto, in accordo allo IAS28 par. 23, a partire da tale data. Applicando per analogia l'IFRS 3 parr. 41 e 42, si assume il *fair value* di Delmi al 31.5.2012 come stima del costo, che risulta pari a 142.730 migliaia di euro. L'eccedenza rispetto alla valutazione al 31.12.2011, pari a 2.458 migliaia di euro, è stata imputata a conto economico nella voce Proventi finanziari. La successiva applicazione del metodo del patrimonio netto, sulla base del bilancio di Delmi al 30.6.2012, ha comportato una rivalutazione di 278 migliaia di euro esposta tra il "risultato di collegate contabilizzate con il metodo del patrimonio netto".

Relativamente alla partecipazione in Sinergie Italiane, il cui valore contabile è nullo, si segnala l'accantonamento a fondo rischi per 10.200 migliaia di euro dovuto al rischio di copertura di future perdite della partecipata.

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 2012 è riportato in allegato.

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

	31/12/2011	(Decre- menti)	Rettifiche di valore	Riclassifiche	migliaia di euro 30/06/2012
Acque Potabili Siciliane	20	-	-	-	20
Astea Energia	7	-	-	-	7
Atena Patrimonio	12.030	-	-	-	12.030
ATO2 Acque società consortile	10	-	-	-	10
Autostrade Centro Padane	1.248	-	-	-	1.248
BT Enia	2.110	-	-	-	2.110
C.R.P.A.	52	-	-	-	52
CFR SPA	13	-	-	(13)	-
Consorzio Leap	10	-	-	-	10
Consorzio Topix	5	-	-	-	5
Cosme	2	-	-	-	2
CSP Innovazione nelle ICT	28	-	-	-	28
Delmi	140.272	-	2.458	(142.730)	-
Energia Italiana	12.928	-	-	-	12.928
Environment Park	399	-	-	-	399
IAM SPA	25	-	-	(25)	-
Nord Ovest Servizi	780	-	-	-	780
RE Innovazione	8	-	-	-	8
Rupe	10	-	-	-	10
SDB Società di biotecnologie	10	-	-	-	10
SI.RE	15	-	-	-	15
Sogea	2	(2)	-	-	-
Stadio di Albaro	27	-	-	-	27
T.I.C.A.S.S.	4	-	-	-	4
TOTALE	170.015	(2)	2.458	(142.768)	29.703

Come descritto nella nota 5 la partecipazione in Delmi è stata riclassificata tra le imprese valutate con il metodo del patrimonio netto.

NOTA 7_ATTIVITA' FINANZIARIE NON CORRENTI

La voce pari a 209.188 migliaia di euro (132.299 migliaia di euro al 31 dicembre 2011) è composta da titoli diversi dalle partecipazioni, da crediti finanziari e da fair value degli strumenti derivati.

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 36 migliaia di euro (invariato rispetto al 31 dicembre 2011) e si riferiscono a titoli a cauzione presso Enti classificati come investimenti posseduti fino alla scadenza e valutati al costo ammortizzato.

Crediti finanziari e fair value strumenti derivati

	migliaia di euro	
	30/06/2012	31/12/2011
Crediti finanziari non correnti vs Collegate	813	812
Crediti finanziari non correnti vs soci parti correlate	205.505	127.468
Crediti finanziari non correnti per leasing	-	130
Crediti finanziari non correnti vs altri	2.834	3.380
Fair value contratti derivati quota non corrente	-	473
Totale	209.152	132.263

I crediti finanziari verso collegate, pari a 813 migliaia di euro, si riferiscono a crediti verso le società Aciam, Acqueinforma e Amat Energia i cui singoli importi non sono significativi.

I crediti verso soci parti correlate riguardano crediti verso il Comune di Torino per 204.942 migliaia di euro, crediti verso il Comune di Genova per 66 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 IRIDE Servizi S.p.A. ed il Comune di Torino.

Tali crediti fanno parte di una posizione complessiva di 299.998 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.

Da una prudenziale valutazione effettuata da parte degli Amministratori, in base alla media dei pagamenti degli ultimi dodici mesi, si ritiene che i crediti finanziari verso il Comune di Torino risultino esigibili entro i 12 mesi per un importo pari a circa 38 milioni.

	migliaia di euro	
	30/06/2012	31/12/2011
Crediti commerciali per servizi per fatture emesse	23.499	19.904
Crediti commerciali per servizi per fatture da emettere	7.608	6.190
Crediti commerciali per forniture di energia elettrica e altro	32.853	15.917
Fondo svalutazione crediti	(6.750)	(6.750)
Totale crediti commerciali	57.210	35.261
Crediti finanziari in conto corrente quota non corrente	204.942	127.468
Totale crediti finanziari non correnti	204.942	127.468
Crediti finanziari in conto corrente quota corrente	24.000	70.000
Crediti finanziari per interessi fatturati	11.778	8.090
Crediti finanziari per interessi da fatturare	2.068	3.688
Totale crediti finanziari correnti	37.846	81.778
Totale	299.998	244.507

Il saldo dei crediti commerciali verso il Comune di Torino è aumentato di circa 21.949 migliaia di euro (al netto del fondo svalutazione crediti) e il saldo dei crediti finanziari correnti e non correnti è aumentato di 33.542 migliaia di euro. L'esposizione complessiva del Gruppo IREN nei confronti del Comune di Torino è pertanto aumentata rispetto al 31 dicembre 2011 di 55.491 migliaia di euro.

La situazione creditoria nei confronti del Comune di Torino è oggetto di costante monitoraggio e solleciti attraverso comunicazioni formali trasmesse all'Amministrazione Cittadina e attraverso incontri a vari livelli dirigenziali.

A tal proposito la controllata Iride Servizi S.p.A. ed il Comune di Torino, rappresentato da dirigenti apicali e dagli Assessori competenti, proseguendo nell'attività di confronto e sollecito intrapresa negli anni scorsi, hanno ampliato i termini del confronto finalizzato alla formalizzazione di un accordo avente per oggetto:

- l'eliminazione del credito generato dall'intermediazione di vettori energetici (gas metano e teleriscaldamento) che sono "passanti" e dunque senza impatto sulla marginalità della Società. Il Comune dovrà bandire una gara per la fornitura di gas metano intestandosi direttamente le relative fatture;
- una rimodulazione dei corrispettivi anche attraverso una riduzione dei livelli dei servizi previsti dagli attuali contratti a fronte di impegni vincolanti per l'Amministrazione principalmente in merito a:
 - prolungamento dell'affidamento dei contratti in essere per Impianti Elettrici e Termici oltre la scadenza contrattuale del 2017;
 - revisione del contratto di conto corrente nella parte inerente il calcolo degli interessi;
 - riduzione dello stock del debito della Città attraverso la canalizzazione a Iride Servizi S.p.A., nell'anno 2012, dei proventi derivanti da operazioni straordinarie che verranno poste in essere dal Comune di Torino.

Nelle more della formalizzazione di detto accordo, Iride Servizi ha sospeso le attività di manutenzione straordinaria e gli interventi non strettamente funzionali alla sicurezza ed all'affidabilità degli impianti gestiti.

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.

Inoltre al 31 dicembre 2011 erano presenti crediti verso società di leasing per 130 migliaia di euro e il fair value degli strumenti derivati per 473 migliaia di euro.

NOTA 8_ALTRE ATTIVITA' NON CORRENTI

Il dettaglio è evidenziato nella tabella seguente:

	migliaia di euro	
	30/06/2012	31/12/2011
Depositi cauzionali	2.853	2.730
Crediti di natura tributaria oltre 12 mesi	1.838	1.858
Altre attività non correnti	9.223	8.949
Ratei e risconti attivi non correnti	12.684	14.289
Totale	26.598	27.826

I crediti di natura tributaria oltre i 12 mesi comprendono 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 180.569 migliaia di euro (174.850 migliaia di euro al 31 dicembre 2011) 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 sono costituite principalmente da gas metano e da materiali di consumo destinati alla manutenzione e costruzione del patrimonio impiantistico del Gruppo. Il criterio di valorizzazione utilizzato è costituito dal costo medio ponderato.

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

	migliaia di euro	
	30/06/2012	31/12/2011
Materie prime e materiali di consumo	89.341	66.958
Fondo svalutazione magazzino	(2.749)	(2.614)
Valore netto	86.592	64.344
Lavori in corso su ordinazione	4.266	3.587
Totale	90.858	67.931

La significativa variazione rispetto al 31 dicembre 2011 è dovuta all'acquisizione da parte della divisione mercato di parte del magazzino gas della società collegata Sinergie Italiane.

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 2012 non esistono rimanenze di magazzino impegnate a garanzia di passività.

NOTA 11_CREDITI COMMERCIALI

Il dettaglio è evidenziato nella tabella seguente:

	migliaia di euro	
	30/06/2012	31/12/2011
Crediti verso clienti	1.132.236	1.161.092
Fondo svalutazione crediti	(88.868)	(82.836)
Crediti verso clienti netti	1.043.368	1.078.256
Crediti commerciali verso joint ventures	12.152	13.203
Crediti commerciali verso collegate	54.640	62.868
Crediti commerciali verso altre imprese del gruppo	13.491	10.758
Crediti commerciali verso soci parti correlate	113.622	85.450
Fondo svalutazione crediti verso soci parti correlate	(10.805)	(10.805)
Totale	1.226.468	1.239.730

Si segnala che nel corso del primo semestre 2012 sono state effettuate operazioni di factoring con *derecognition* del credito per complessive 60.231 migliaia di euro.

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 88.868 migliaia di euro (82.836 migliaia di euro al 31 dicembre 2011).

Crediti verso Joint venture

Si tratta di crediti che il Gruppo vanta verso le proprie joint ventures, consolidate con il metodo proporzionale. 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 10.805 migliaia di euro (invariato rispetto al 31 dicembre 2011). 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:

	31/12/2011	Utilizzi	Accantonamenti del periodo	30/06/2012
Fondo svalutazione crediti	82.836	(8.685)	14.717	88.868
Fondo svalutazione crediti vs soci parti correlate	10.805	-	-	10.805
Totale	93.641	(8.685)	14.717	99.673

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 13.916 migliaia di euro (4.400 migliaia di euro al 31 dicembre 2011) e comprendono i crediti per gli anticipi IRES e IRAP versati da alcune società del Gruppo all'erario.

NOTA 13_CREDITI VARI E ALTRE ATTIVITA' CORRENTI

Il dettaglio è evidenziato nella tabella seguente:

	migliaia di euro	
	30/06/2012	31/12/2011
Crediti per imposta governativa erariale/UTIF	1.144	29.329
Credito verso Erario per IVA	12.187	15.966
Altri crediti di natura tributaria	5.308	4.771
Crediti tributari entro 12 mesi	18.639	50.066
Crediti verso CCSE	66.777	50.951
Crediti per certificati verdi	79.710	124.836
Crediti per anticipi a fornitori	1.075	1.513
Crediti per adesione consolidato fiscale e IVA di gruppo	2.823	3.004
Altre attività correnti	30.330	21.153
Altre attività correnti	180.715	201.457
Ratei e risconti	31.177	18.364
Totale	230.531	269.887

Si segnala che nel corso del primo semestre 2012 sono state effettuate operazioni di factoring con *derecognition* del credito per certificati verdi per complessive 58.069 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.

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	
	30/06/2012	31/12/2011
Crediti finanziari verso joint venture	184.713	154.916
Crediti finanziari verso collegate	7.724	117.675
Crediti finanziari verso Comuni soci parti correlate	37.846	81.778
Crediti finanziari verso altri	4.203	8.184
Altre attività finanziarie	16.511	14.682
Totale	250.997	377.235

Crediti finanziari verso joint venture

Ammontano a 184.713 migliaia di euro (154.916 migliaia di euro al 31 dicembre 2011) e riguardano per 16.831 migliaia di euro (1.806 migliaia di euro al 31 dicembre 2011) crediti verso la joint venture AES Torino relativi alla quota non elisa, derivante dal consolidamento

proporzionale, dei dividendi e del rapporto di gestione accentrata della tesoreria e dei relativi interessi e per 167.881 migliaia di euro (153.110 migliaia di euro al 31 dicembre 2011) crediti verso la joint venture OLT Offshore relativi alla quota non elisa, derivante dal consolidamento proporzionale, del finanziamento concesso dalla società IREN Mercato.

Crediti finanziari verso collegate

Ammontano a 7.724 migliaia di euro (117.675 migliaia di euro al 31 dicembre 2011) e riguardano per 6.800 migliaia di euro (6.614 migliaia di euro al 31 dicembre 2011) crediti verso la società collegata ASA relativi principalmente al finanziamento concesso dalla società IREN Mercato. 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.

Inoltre al 31 dicembre 2011 si riferivano per 110.000 migliaia di euro a crediti verso la collegata Edipower relativi al finanziamento soci.

Crediti finanziari verso soci parti correlate

Riguardano crediti sui quali maturano interessi a favore del Gruppo e ammontano a 37.846 migliaia di euro (81.778 migliaia di euro al 31 dicembre 2011). Sono relativi al saldo a breve termine del conto corrente che regola i rapporti commerciali e finanziari tra 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 ad una stima che identifica la parte dei crediti ragionevolmente esigibili entro i 12 mesi successivi sulla base della media dei pagamenti degli ultimi 12 mesi; la restante parte dei crediti finanziari verso il Comune è stata pertanto classificata nei "Crediti finanziari non correnti - crediti verso soci parti correlate" (204.942 migliaia di euro).

Crediti finanziari verso altri

Ammontano a 4.203 migliaia di euro (8.184 migliaia di euro al 31 dicembre 2011). Comprendono crediti per dividendi da incassare, la quota a breve termine dei crediti per locazione finanziaria, ratei e risconti attivi aventi natura finanziaria e crediti finanziari diversi.

Altre attività finanziarie

La voce ammonta a 16.511 migliaia di euro (14.682 migliaia di euro al 31 dicembre 2011) e si riferisce al *fair value* positivo dei contratti derivati stipulati da IREN Mercato sulle commodities.

NOTA 15_CASSA E ALTRE DISPONIBILITA' LIQUIDE EQUIVALENTI

La voce cassa e altre disponibilità liquide equivalenti risulta essere così costituita:

	migliaia di euro	
	30/06/2012	31/12/2011
Depositi bancari e postali	35.934	44.268
Denaro e valori in cassa	821	484
Altre disponibilità liquide	5	6
Totale	36.760	44.758

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 26.387 migliaia di euro (31.622 migliaia di euro al 31 dicembre 2011).

Per 20.317 migliaia di euro (20.155 migliaia di euro al 31 dicembre 2011) si riferiscono alle attività della società controllata Consorzio GPO che sono costituite principalmente (19.225 migliaia di euro) dalla partecipazione al 21,32% del capitale sociale della società ASTEA.

Per 2.398 migliaia di euro (non presenti al 31 dicembre 2011) si riferiscono alle attività della società controllata Undis Servizi che è stata ceduta in data 23 luglio 2012.

Per 359 migliaia di euro (681 migliaia di euro al 31 dicembre 2011) si riferiscono al patrimonio immobiliare delle controllate Mediterranea delle Acque S.p.A. e Immobiliare delle Fabbriche S.p.A., per le quali proseguono le trattative per la cessione degli immobili destinati alla vendita con potenziali acquirenti con i quali sono in corso trattative finalizzate alla definizione delle condizioni di cessione e al conseguente perfezionamento delle stesse.

Per quanto riguarda l'iscrizione a bilancio dei suddetti immobili, si è tenuto conto dell'impegno del Gruppo per la vendita. Pertanto la classificazione presentata si fonda sul presupposto che il valore di carico sarà recuperato mediante un'operazione di cessione anziché attraverso l'utilizzo nell'attività operativa dell'impresa. Il valore iscritto è stato determinato sulla base del minore tra il valore di carico ed il valore di mercato al netto dei costi di vendita.

Per 2.871 migliaia di euro (3.459 migliaia di euro al 31 dicembre 2011) si riferiscono al pro quota delle attività immateriali della Società Acque Potabili in regime di concessione idrica nei comuni del Lazio in provincia di Roma (Rocca di Papa, Olevano Romano, Capranica Prenestina, Gerano, Rocca Canterano, Canterano) e la concessione idrica nel comune di Castrolibero in provincia di Cosenza, di Zoagli in provincia di Genova, di Casalborgone e di San Sebastiano Po in provincia di Torino. Le attività destinate ad essere cedute, già iscritte nell'anno precedente, continuano ad avere la stessa valenza in attesa di definizione dell'accordo finale da siglarsi nel corso dell'esercizio.

Per 233 migliaia di euro (231 migliaia di euro al 31 dicembre 2011) si riferiscono alle attività della società controllata CELPI, che a partire dal 2 dicembre 2011 non è più operativa, in quanto messa in liquidazione.

Per 50 migliaia di euro si riferiscono alla partecipazione nel Consorzio Servizi Integrati che al 31 dicembre 2011 era classificata tra le partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto.

Per 158 migliaia di euro (invariato rispetto al 31 dicembre 2011) si riferiscono alla società collegata Piana Ambiente.

Inoltre, tra le attività destinate ad essere cedute è presente la partecipazione in Fata Morgana che al 30 giugno 2012 risulta essere completamente svalutata.

Inoltre, al 31 dicembre 2011 erano presenti per 6.770 migliaia di euro la partecipazione in Gesam Gas ceduta nel mese di febbraio del 2012 e per 168 migliaia di euro le attività della società controllata Tema S.c.a.r.l. che è stata liquidata nel corso del primo semestre del 2012.

PASSIVO

NOTA 17_PATRIMONIO NETTO

Il patrimonio netto risulta essere così composto:

	migliaia di euro	
	30/06/2012	31/12/2011
Capitale sociale	1.276.226	1.276.226
Riserve e Utili (Perdite) a nuovo	332.611	462.995
Risultato netto del periodo	75.265	(107.890)
Totale patrimonio netto di pertinenza della Capogruppo	1.684.102	1.631.331
Capitale e riserve di pertinenza di Terzi	208.461	204.762
Utile (perdita) di pertinenza di Terzi	4.581	8.613
Totale patrimonio netto consolidato	1.897.144	1.844.706

Capitale sociale

Il capitale sociale ammonta a 1.276.225.677 euro (invariato rispetto al 31 dicembre 2011), 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	
	30/06/2012	31/12/2011
Riserva sovrapprezzo azioni	105.102	105.102
Riserva legale	28.996	28.996
Riserva copertura flussi finanziari	(36.115)	(30.737)
Altre riserve e Utile (perdite) accumulate	234.628	359.634
Totale riserve	332.611	462.995

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 Eni in Iride, dalla riserva di consolidamento e da utili e perdite portati a nuovo. Nel corso del primo semestre 2012 si sono ridotte per la perdita portata a nuovo dell'esercizio 2011 e per la distribuzione di dividendi. 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 2.217.901 migliaia di euro (2.051.413 migliaia di euro al 31 dicembre 2011) e sono composte da:

Obbligazioni

Ammontano a 157.976 migliaia di euro (158.305 migliaia di euro al 31 dicembre 2011) e sono posizioni relative alla Capogruppo per 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 prima asta è già stata completata a settembre 2011, 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.

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 2.002.483 migliaia di euro (1.846.681 migliaia di euro al 31 dicembre 2011).

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	3,945% - 5,570%	0,833% - 5,602%	
periodo di scadenza	2013-2026	2013-2024	
2013	51.683	359.030	410.713
2014	65.357	520.124	585.481
2015	81.555	100.465	182.020
2016	119.220	57.231	176.451
successivi	484.395	163.423	647.818
Totale debiti 30/06/2012	802.211	1.200.273	2.002.483
Totale debiti 31/12/2011	538.982	1.307.699	1.846.681

Gli importi si riferiscono a scadenze di 12 mesi a partire dal 30 giugno (es. 2013: dal 1.7.2013 al 30.6.2014, ecc.)

I finanziamenti sono tutti denominati in euro.

Le movimentazioni dei finanziamenti a medio lungo termine avvenute nel corso dell'esercizio sono qui di seguito riepilogate:

	31/12/2011				migliaia di euro 30/06/2012
	Totale debiti	Incrementi	Riduzioni	Rettifica costo ammortizzato	Totale debiti
- a tasso fisso	538.982	290.000	(26.429)	(343)	802.211
- a tasso variabile	1.307.699	40.200	(149.243)	1.617	1.200.273
TOTALE	1.846.681	330.200	(175.672)	1.274	2.002.483

Il totale dei debiti a medio lungo termine al 30 giugno 2012 risulta in aumento rispetto al 31 dicembre 2011, per effetto delle seguenti variazioni:

- aumento di 330.200 migliaia di euro, per l'erogazione di nuovi finanziamenti a medio-lungo termine. In particolare, sulla Capogruppo sono state erogate nuove linee per 240 milioni con BEI, per 50 milioni con BBVA, per 30 milioni con Banca Popolare Emilia Romagna. Inoltre, sono stati erogati finanziamenti a medio-lungo termine per 20 milioni da Carige alla Società AES Torino (consolidata al 51%);
- riduzione per complessivi 175.672 migliaia di euro, relativi alla riclassificazione a breve termine delle quote dei finanziamenti in scadenza entro i prossimi 12 mesi;
- variazioni marginali di costo ammortizzato per la contabilizzazione ai fini IAS dei finanziamenti.

Passività per locazioni finanziarie

I debiti per locazione finanziaria si riferiscono ai beni che il Gruppo detiene a seguito di contratti di leasing finanziario. Ammontano a 646 migliaia di euro (1.130 migliaia di euro al 31 dicembre 2011).

Altre passività finanziarie

Ammontano a 56.795 migliaia di euro (45.296 migliaia di euro al 31 dicembre 2011) e si riferiscono per 52.006 migliaia di euro (43.251 migliaia di euro al 31 dicembre 2011) 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 "Risk management") e per 4.789 migliaia di euro (2.045 migliaia di euro al 31 dicembre 2011) a debiti finanziari diversi.

NOTA 19_BENEFICI AI DIPENDENTI

Nel corso del primo semestre 2012 hanno avuto la seguente movimentazione:

	migliaia di euro
Valore al 31/12/2011	86.791
Obbligazioni maturate per l'attività prestata nel periodo	917
Oneri finanziari	2.023
Erogazioni dell'esercizio	(1.736)
Anticipi	(721)
Variazione area di consolidamento	(76)
Altre variazioni	65
Valore al 30/06/2012	87.263

Le passività per benefici a dipendenti sono costituite da:

Trattamento di fine rapporto (TFR) Nel corso del primo semestre 2012 il TFR ha avuto la seguente movimentazione:

	migliaia di euro
Valore al 31/12/2011	63.783
Obbligazioni maturate per l'attività prestata nel periodo	770
Oneri finanziari	1.479
Erogazioni dell'esercizio	(1.080)
Anticipi	(721)
Variazione area di consolidamento	(76)
Altre variazioni	24
Valore al 30/06/2012	64.179

Altri benefici

Nel seguito viene presentata la composizione e la movimentazione del semestre per i piani a benefici definiti diversi dal TFR analizzato in precedenza.

Mensilità aggiuntive (premio anzianità)

	migliaia di euro
Valore al 31/12/2011	2.795
Obbligazioni maturate per l'attività prestata nel periodo	54
Oneri finanziari	70
Erogazioni dell'esercizio	(96)
Altre variazioni	41
Valore al 30/06/2012	2.864

Premio fedeltà

	migliaia di euro
Valore al 31/12/2011	1.993
Obbligazioni maturate per l'attività prestata nel periodo	41
Oneri finanziari	49
Erogazioni dell'esercizio	(50)
Valore al 30/06/2012	2.033

Sconto energia

	migliaia di euro
Valore al 31/12/2011	17.052
Obbligazioni maturate per l'attività prestata nel periodo	52
Oneri finanziari	400
Erogazioni dell'esercizio	(404)
Valore al 30/06/2012	17.100

Fondo Premungas

	migliaia di euro
Valore al 31/12/2011	1.168
Oneri finanziari	25
Erogazioni dell'esercizio	(106)
Valore al 30/06/2012	1.087

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:

					migliaia di euro	
	Saldo iniziale	Incrementi	Decrementi	(Proventi)/ Oneri da attualiz- zazione	Saldo Finale	Quota corrente
Fondo ripristino beni di terzi e opere devolvibili	83.006	6.084	(307)	971	89.754	3.696
Fondi post mortem	29.116	849	(894)	2	29.073	2.843
Fondo smantellamento e bonifica area	8.229	-	(38)	52	8.243	5.151
Fondo CIG/CIGS	45.367	3.488	(710)	1.889	50.034	-
Fondo dipendenti cessati	1.258	-	-	-	1.258	-
Fondo rischi su partecipazioni	33.036	10.200	(28.337)	-	14.899	14.856
Altri fondi per rischi ed oneri	130.106	15.647	(31.423)	(1.165)	113.165	34.266
Totale	330.118	36.268	(61.709)	1.749	306.426	60.812

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 Eni) 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 2012. 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 forno e bonifica area" rappresenta in parte 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; l'altra parte si riferisce alla stima potenziale degli oneri legati al futuro smantellamento dell'impianto di Reggio Emilia il cui incremento registrato nel periodo è esclusivamente relativo all'attualizzazione della passività in oggetto.

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.

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'ICI da versare calcolata sul valore degli impianti delle centrali 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.

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 116.728 migliaia di euro (114.438 migliaia di euro al 31 dicembre 2011), 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	
	30/06/2012	31/12/2011
Debiti esigibili oltre 12 mesi	11.055	10.827
Risconti passivi per contributi c/impianto - non correnti	131.710	131.519
Ratei e risconti passivi non correnti	3.485	3.777
Totale	146.250	146.123

La voce ratei e risconti passivi non correnti è relativa alla quota scadente oltre l'esercizio successivo dei ricavi per attività commissionate prevalentemente da utenti per telecomunicazioni, fatturati nel periodo e negli esercizi precedenti, ma di competenza futura. Gli altri debiti si riferiscono ad anticipi versati da utenti a garanzia sulla fornitura di acqua.

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	
	30/06/2012	31/12/2011
Debiti verso istituti di credito	749.143	1.022.746
Debiti finanziari verso joint venture	6	-
Debiti finanziari verso società collegate	134	-
Debiti finanziari verso soci parti correlate	320	3.752
Debiti finanziari verso altri	176.768	121.728
Passività per strumenti derivati correnti	6.456	7.328
Totale	932.827	1.155.554

Debiti finanziari verso istituti di credito

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

	migliaia di euro	
	30/06/2012	31/12/2011
Mutui – quota a breve	480.367	499.203
Altri debiti verso banche a breve	265.837	520.366
Ratei e risconti passivi finanziari	2.939	3.177
Totale	749.143	1.022.746

Debiti finanziari verso soci parti correlate

I debiti finanziari verso soci parti correlate ammontano a 320 migliaia di euro (3.752 migliaia di euro al 31 dicembre 2011) e sono relativi a debiti finanziari della Capogruppo verso FSU s.r.l..

Debiti finanziari verso altri

Ammontano complessivamente a 176.768 migliaia di euro (121.728 migliaia di euro al 31 dicembre 2011) e riguardano principalmente il pro-quota dei debiti di OLT Offshore verso i soci E.On. e Golar (120.885 migliaia di euro), il pro-quota dei debiti di AES Torino verso il socio Italgas (9.914 migliaia di euro) e il debito verso Barclays (39.900 migliaia di euro) per l'operazione di reverse factoring stipulata dalla controllata IREN Mercato. I debiti per locazioni finanziarie per la quota corrente ammontano a 455 migliaia di euro (551 migliaia di euro al 31 dicembre 2011).

Passività per strumenti derivati correnti

Ammontano a 6.456 migliaia di euro (7.328 migliaia di euro al 31 dicembre 2011) e si riferiscono 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	
	30/06/2012	31/12/2011
Debiti verso fornitori	780.808	870.667
Debiti commerciali verso joint venture	13.656	13.060
Debiti commerciali verso collegate	35.203	95.917
Debiti commerciali verso soci parti correlate	21.906	15.673
Debiti commerciali verso imprese minori del gruppo	15.675	25.145
Acconti esigibili entro 12 mesi	5.034	3.914
Depositi cauzionali entro 12 mesi	13.185	14.256
Vincoli da rimborsare entro 12 mesi	1.382	1.382
Totale	886.849	1.040.014

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	
	30/06/2012	31/12/2011
Debito per IVA	49.320	39.515
Debito per imposta governativa erariale/UTIF	25.512	-
Debiti per IRPEF	10.140	9.472
Altri debiti tributari	14.729	9.799
Debiti tributari esigibili entro 12 mesi	99.701	58.786
Debiti verso dipendenti	29.279	31.992
Debiti verso CCSE	48.039	60.436
Altre passività correnti	39.418	34.982
Debiti verso istituti previdenziali entro 12 mesi	11.399	12.988
Altri debiti entro 12 mesi	128.135	140.398
Ratei e Risconti passivi	20.210	17.036
Totale	248.046	216.220

NOTA 26_DEBITI PER IMPOSTE CORRENTI

La posta “Debiti per imposte correnti”, che risulta pari a 113.132 migliaia di euro (37.740 migliaia di euro al 31 dicembre 2011), è comprensiva di debiti IRES e IRAP. Inoltre, la voce include la stima delle imposte del primo semestre dell’esercizio corrente; per maggiori dettagli sulla determinazione della stima si rimanda alla nota 42.

NOTA 27_FONDI PER RISCHI ED ONERI QUOTA CORRENTE

La voce ammonta a 60.812 migliaia di euro (99.061 migliaia di euro al 31 dicembre 2011) e si riferisce alla quota del fondo rischi per 34.266 migliaia di euro, comprensivo degli oneri relativi all’obbligo di restituzione delle quote di emissione, del fondo rischi partecipazioni per 14.856 migliaia di euro, riferito principalmente alla collegata Sinergie Italiane, del fondo ripristino beni di terzi per 3.696 migliaia di euro e del fondo smantellamento e bonifica aree e dei fondi post mortem per 7.994 migliaia di euro che si prevedono di utilizzare entro i 12 mesi successivi.

NOTA 28_PASSIVITA’ CORRELATE AD ATTIVITA’ DESTINATE AD ESSERE CEDUTE

Ammontano a 2.168 migliaia di euro e si riferiscono alla riclassifica delle passività delle società controllate CELPI, Consorzio GPO e Undis Servizi.

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	
	30/06/2012	31/12/2011
Attività finanziarie a medio e lungo termine	(209.188)	(132.299)
Indebitamento finanziario a medio e lungo termine	2.217.901	2.051.413
Indebitamento finanziario netto a medio e lungo termine	2.008.713	1.919.114
Attività finanziarie a breve termine	(287.757)	(421.993)
Indebitamento finanziario a breve termine	932.827	1.155.554
Indebitamento finanziario netto a breve termine	645.070	733.561
Indebitamento finanziario netto	2.653.783	2.652.675

Nella tabella seguente viene riportato l’indebitamento finanziario lordo senza considerare i debiti finanziari di OLT Offshore LNG verso i soci E.On e Golar, pari a 120.885 migliaia di euro (110.016 migliaia di euro al 31 dicembre 2011) che, a seguito del consolidamento proporzionale di OLT al 41,71%, sono compresi nell’indebitamento finanziario a breve termine. Gli amministratori ritengono di fornire una migliore informativa, in termini di rischio finanziario, escludendo la quota dei debiti finanziari di OLT Offshore LNG verso i soci E.On e Golar in quanto tali debiti trovano ideale contropartita nella quota di finanziamento di IREN Mercato a favore di OLT, iscritta nella voce crediti finanziari a breve.

	migliaia di euro	
	30/06/2012	31/12/2011
Indebitamento finanziario a medio e lungo termine	2.217.901	2.051.413
Indebitamento finanziario a breve termine	932.827	1.155.554
(meno) Indebitamento OLT vs E.On e Golar	(120.885)	(110.016)
Indebitamento finanziario lordo	3.029.843	3.096.951

Dettaglio Posizione Finanziaria Netta verso parti correlate

Le attività finanziarie a lungo termine sono relative per 204.942 migliaia di euro (127.468 migliaia di euro al 31 dicembre 2011) alla quota a lungo termine del conto corrente che regola i rapporti commerciali e finanziari tra la controllata Iride Servizi e il Comune di Torino, per 66 migliaia di euro (non presenti al 31 dicembre 2011) a crediti verso il Comune di Genova, per 813 migliaia di euro (812 migliaia di euro al 31 dicembre 2011) a crediti verso società collegate e per 497 migliaia di euro a depositi vincolati presso il Gruppo Intesa Sanpaolo.

L'indebitamento finanziario a medio lungo termine si riferisce per 221.308 migliaia di euro (210.604 migliaia di euro al 31 dicembre 2011) a finanziamenti a medio lungo termine concessi dal Gruppo Intesa San Paolo e al fair value negativo di contratti derivati di copertura stipulati con il Gruppo Intesa San Paolo.

Le attività finanziarie a breve termine sono relative per 37.846 migliaia di euro (81.778 migliaia di euro al 31 dicembre 2011) al saldo a breve termine del conto corrente tra la controllata Iride Servizi e il Comune di Torino, per 16.831 migliaia di euro (1.806 migliaia di euro al 31 dicembre 2011) a crediti verso la joint venture AES Torino, consolidata proporzionalmente, relativi al rapporto di gestione accentrata della tesoreria, a interessi e dividendi, per 167.881 migliaia di euro (153.110 migliaia di euro al 31 dicembre 2011) a crediti verso la joint venture OLT Offshore, consolidata proporzionalmente, relativi al finanziamento concesso dalla società IREN Mercato, per 6.800 migliaia di euro (6.614 migliaia di euro al 31 dicembre 2011) a crediti verso la società collegata ASA relativi principalmente al finanziamento concesso dalla società IREN Mercato e per 4.398 migliaia di euro (4.202 migliaia di euro al 31 dicembre 2011) al saldo positivo di conti correnti bancari presso il Gruppo Intesa San Paolo. La parte restante, pari a 346 migliaia di euro (1.061 migliaia di euro al 31 dicembre 2011), 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. Al 31 dicembre 2011 erano presenti per 110.000 migliaia di euro (non presenti al 31 dicembre 2010) crediti verso la collegata Edipower relativi al finanziamento soci,

Le passività finanziarie a breve termine sono relative per 320 migliaia di euro (3.752 migliaia di euro al 31 dicembre 2011) a debiti verso FSU s.r.l. e per 160.139 migliaia di euro (204.957 migliaia di euro al 31 dicembre 2011) a finanziamenti a breve termine concessi dal Gruppo Intesa San Paolo. La parte restante, pari a 140 migliaia di euro, si riferisce a debiti verso le società AES Torino e Valle Dora Energia per singoli importi non rilevanti.

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	
	30/06/2012	31/12/2011
A. Cassa	(36.760)	(44.758)
B. Altre disponibilità liquide (dettagli)	-	-
C. Titoli detenuti per la negoziazione	-	-
D. Liquidità (A) + (B) + (C)	(36.760)	(44.758)
E. Crediti finanziari correnti	(250.997)	(377.235)
F. Debiti bancari correnti	268.776	523.543
G. Parte corrente dell'indebitamento non corrente	480.367	499.203
H. Altri debiti finanziari correnti	183.684	132.808
I. Indebitamento finanziario corrente (F)+(G)+(H)	932.827	1.155.554
J. Indebitamento finanziario corrente netto (I) – (E) – (D)	645.070	733.561
K. Debiti bancari non correnti	2.002.483	1.846.681
L. Obbligazioni emesse	157.976	158.305
M. Altri debiti non correnti	57.442	46.426
N. Indebitamento finanziario non corrente (K) + (L) + (M)	2.217.901	2.051.412
O. Indebitamento finanziario netto (J) + (N)	2.862.971	2.784.973

VIII. INFORMAZIONI SUL CONTO ECONOMICO

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

Per i commenti sull'andamento del primo semestre 2012 si rimanda al paragrafo "Situazione economica, patrimoniale e finanziaria del Gruppo IREN" della Relazione sulla gestione che espone le analisi economiche per settore di attività con il confronto relativo al consolidato del primo semestre 2011 del Gruppo.

RICAVI

NOTA 29_RICAVI PER BENI E SERVIZI

La voce in questione risulta pari a 2.104.237 migliaia di euro (1.584.039 migliaia di euro nel primo semestre 2011).

NOTA 30_VARIAZIONE DEI LAVORI IN CORSO

Si incrementano di 679 migliaia di euro (252 migliaia di euro nel primo semestre 2011) 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 2012	I semestre 2011
Contributi c/impianto	3.057	2.709
Altri contributi	460	424
Totale	3.517	3.133

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 2012	I semestre 2011
Ricavi Emission Trading	14.370	12.707
Ricavi Certificati Verdi	62.923	37.952
Ricavi Certificati Bianchi	14.710	6.660
Totale	92.003	57.319

L'incremento dei ricavi per certificati verdi è dovuto ai maggiori volumi di certificati prodotti (circa 8 milioni di euro), all'incremento di prezzo (circa 3 milioni di euro) e alla maggiore attività di trading (circa 13 milioni di euro).

Proventi diversi

	migliaia di euro	
	I semestre 2012	I semestre 2011
Ricavi da contratti di servizio	8.269	9.173
Ricavi da affitti attivi e noleggi	394	597
Ricavi da affitto fibra ottica	2.367	2.239
Plusvalenze da alienazione di beni	86	650
Ricavi esercizi precedenti	26.836	13.417
Recuperi assicurativi	184	192
Rimborsi diversi	3.484	3.585
Proventi per Fair Value derivati sulle commodity	17.570	3.468
Altri ricavi e proventi	7.245	8.032
Totale	66.435	41.353

I Ricavi esercizi precedenti derivano principalmente dalla consuntivazione definitiva di partite pregresse in riferimento a stime effettuate nei precedenti esercizi. Comprendono per 16.338 migliaia di euro il rimborso dalla CCSE dei costi non recuperabili sostenuti per l'impianto di Telesio a seguito della liberalizzazione del mercato elettrico (come da Decr. Interm. MISE-MEF 23/05/2012).

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 2012	I semestre 2011
Acquisto energia elettrica	384.021	222.043
Acquisto gas	745.371	489.418
Acquisto calore	227	147
Acquisto altri combustibili	4.976	7.575
Acquisto Acqua	1.560	2.131
Altre materie prime	9.009	11.658
Materiali vari di magazzino (inclusi carburanti e lubrificanti)	18.509	19.595
Emission trading	11.487	4.646
Certificati verdi	17.775	3.212
Certificati bianchi	12.676	4.766
Variazione delle rimanenze	(22.278)	(2.605)
Totale	1.183.333	762.586

Con riferimento agli aggiornamenti normativi relativi ai titoli energetici si rimanda alla Relazione sulla Gestione “Quadro normativo - Certificati Verdi, Titoli di efficienza energetica e Ets”

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 2012	I semestre 2011
Trasporto energia elettrica	217.229	119.242
Oneri di sistema elettrico	81.478	42.746
Tolling fee	29.429	25.552
Vettoriamiento gas	16.834	11.389
Vettoriamiento calore	20.848	18.228
Lavori di terzi per reti e impianti	76.486	79.226
Raccolta e smaltimento, spazzamento neve, verde pubblico	45.584	46.596
Spese per manutenzioni	5.010	5.556
Costi relativi al personale (mensa, formazione, trasferte)	2.925	2.967
Prestazioni industriali (studi, progettazioni, analisi)	4.652	4.528
Consulenze tecniche e amministrative	8.494	7.367
Spese commerciali e pubblicitarie	3.927	2.837
Spese legali e notarili	2.977	2.470
Assicurazioni	4.384	4.647
Spese bancarie	3.975	2.650
Spese telefoniche	2.659	2.906
Costi da contratti di servizio	5.766	13.812
Servizi di lettura e bollettazione	5.195	5.054
Compensi Collegio Sindacale	779	886
Altri costi per servizi	19.480	21.542
Totale costi per servizi	558.111	420.201

I costi di “Tolling fee” sono relativi agli importi versati ad Edipower (23.889 migliaia di euro) e ad A2A (5.540 migliaia di euro) in virtù degli accordi che regolano la produzione di energia elettrica da parte di Edipower in favore delle società di trading controllanti, le quali si impegnano, oltre al pagamento della “Tolling fee”, anche a fornire il combustibile necessario per la produzione.

I corrispettivi di vettoriamiento calore sono relativi alla prestazione di trasporto calore fornita dalla società AES Torino S.p.A. consolidata proporzionalmente.

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 21.073 migliaia di euro (21.056 migliaia di euro nel primo semestre 2011). Comprendono canoni corrisposti dal gestore unico dell'Ambito Genovese ai Comuni acquisiti ai sensi delle decisioni n. 8 del 13/6/2003 e n. 16 del 22/12/2003 dell'Autorità d'Ambito Territoriale Ottimale, 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, 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 2012	I semestre 2011
Spese generali	3.755	4.261
Canoni e sovraccanoni di derivazione	4.363	4.193
Spese logistiche	414	537
Imposte e tasse	9.555	8.816
Sopravvenienze passive	9.671	14.902
Minusvalenze da alienazione di beni	501	293
Oneri da Fair Value derivati commodities	13.078	3.491
Altri oneri diversi di gestione	2.043	2.042
Totale	43.380	38.535

Le sopravvenienze passive riguardano principalmente differenze su stime accertate in esercizi precedenti.

NOTA 35_COSTI PER LAVORI INTERNI CAPITALIZZATI

Riguardano gli incrementi dell'attivo patrimoniale realizzati con risorse interne.

	migliaia di euro	
	I semestre 2012	I semestre 2011
Manodopera capitalizzata	8.044	10.994
Materiali di magazzino capitalizzati	1.917	3.091
Totale	9.961	14.085

NOTA 36_COSTO DEL PERSONALE

I costi per il personale sono così dettagliati:

	migliaia di euro	
	I semestre 2012	I semestre 2011
Retribuzioni lorde	94.242	91.736
Oneri sociali	30.441	29.763
TFR	770	333
Altri benefici a lungo termine dipendenti	148	175
Altri costi per il personale	7.999	8.081
Compensi amministratori	1.244	1.152
Totale	134.844	131.240

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.

	30/06/2012	31/12/2011	Media del periodo
Dirigenti	72	73	72
Quadri	198	197	199
Impiegati	2.672	2.670	2.675
Operai	1.643	1.682	1.650
Totale	4.585	4.622	4.596

NOTA 37_AMMORTAMENTI

	migliaia di euro	
	I semestre 2012	I semestre 2011
Attività materiali e investimenti immobiliari	69.183	64.225
Attività immateriali	38.381	33.862
Totale	107.564	98.087

Per un maggior dettaglio sugli ammortamenti si rimanda ai prospetti dei movimenti delle immobilizzazioni materiali e immateriali.

NOTA 38_ACCANTONAMENTI

	migliaia di euro	
	I semestre 2012	I semestre 2011
Fondo svalutazione crediti	14.717	11.916
Fondi rischi e ripristino beni di terzi	18.094	24.924
Rilascio fondi	(127)	(2.831)
Svalutazioni	424	309
Totale	33.108	34.318

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 al rilascio di fondi rischi.

Le svalutazioni si riferiscono alla riduzione di valore di attività immateriali legate alla continua e prudentiale valutazione degli oneri per l'incremento della base clienti.

NOTA 39_GESTIONE FINANZIARIA

Proventi finanziari

Il dettaglio dei proventi finanziari è riportato nella tabella seguente:

	migliaia di euro	
	I semestre 2012	I semestre 2011
Dividendi	421	3
Interessi attivi verso banche	99	102
Interessi attivi su crediti/finanziamenti	7.902	5.188
Interessi attivi da clienti	5.370	3.528
Proventi fair value contratti derivati	136	621
Proventi su contratti derivati realizzati	342	585
Utili su cambi	24	63
Altri proventi finanziari	3.969	1.793
Totale	18.263	11.883

Gli interessi attivi su crediti/finanziamenti comprendono interessi su crediti maturati sul rapporto di conto corrente tra Iride Servizi e il Comune di Torino per 2.068 migliaia di euro. La restante parte si riferisce principalmente a interessi attivi verso la società consolidata con il metodo proporzionale OLT Offshore (3.023 migliaia di euro) e verso la società collegata Edipower (2.537 migliaia di euro).

Tra gli altri proventi finanziari è inclusa la variazione di *fair value* della partecipata Delmi per 2.458 migliaia di euro.

Oneri finanziari

Il dettaglio degli oneri finanziari è riportato nella tabella seguente:

	migliaia di euro	
	I semestre 2012	I semestre 2011
Interessi passivi su mutui	38.419	23.353
Interessi passivi su prestiti obbligazionari	4.808	2.076
Interessi passivi su c/c bancari	11.797	8.093
Interessi passivi verso altri	5.734	2.779
Oneri finanziari capitalizzati	(11.115)	(7.282)
Oneri da fair value contratti derivati	270	142
Oneri su contratti derivati realizzati	7.591	9.319
Interest cost - Benefici ai dipendenti	2.023	2.129
Perdite su cambi	56	17
Altri oneri finanziari	3.540	2.841
Totale	63.123	43.467

L'incremento degli interessi passivi su prestiti obbligazionari risente della rideterminazione del tasso di interesse applicato a partire da settembre 2011. 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 (3.193 migliaia di euro).

Per maggiori informazioni sulla gestione finanziaria si rimanda a quanto evidenziato in precedenza nella relazione sulla gestione.

NOTA 40_RISULTATO DI COLLEGATE CONTABILIZZATE CON IL METODO DEL PATRIMONIO NETTO

Il risultato è positivo per 12.109 migliaia di euro (positivo per 8.803 migliaia di euro nel primo semestre 2011) e si compone di rivalutazioni per 12.358 migliaia di euro e di svalutazioni per 249 migliaia di euro.

NOTA 41_ RETTIFICA DI VALORE DI PARTECIPAZIONI

Ammonta a 10.200 migliaia di euro e si riferisce all'accantonamento per rischi relativi a future perdite della collegata Sinergie Italiane.

Nel primo semestre 2011 ammontavano a 381 migliaia di euro riferibili alla svalutazione della partecipazione in Sarmato Energia il cui valore era stato adeguato al prezzo di cessione.

NOTA 42_IMPOSTE SUL REDDITO

Le imposte sul reddito del primo semestre 2012 sono stimate pari a 73.477 migliaia di euro (72.259 migliaia di euro nel primo semestre 2011) ed è il risultato della migliore stima dell'aliquota media attesa per l'intero esercizio.

Il tax rate di gruppo del primo semestre 2011 era pari al 42,26%, ed era influenzato dall'incremento dell'aliquota IRAP dello 0,30%, per le società che operano in concessione, avvenuto a seguito dell'entrata in vigore del DL 98/2011.

Nel 2012 il tax rate è pari al 47,83% ed è dovuto principalmente all'incremento dell'aliquota dell'addizionale IRES del 4% per le imprese che erano già soggette a detta imposizione (IREN Energia e IREN Mercato) e l'assoggettamento all'addizionale anche per le società distributrici di energia elettrica e gas naturale avvenuti a seguito dell'entrata in vigore del DL 13 agosto 2011, n. 138. L'aliquota dell'addizionale risulta pertanto essere del 10,5%. Inoltre, nel semestre è presente un accantonamento sostanzialmente indeducibile relativo al rischio di future perdite della società collegata Sinergie Italiane pari a 10 milioni.

Recupero degli aiuti di stato

La Commissione Europea, con Decisione 5 giugno 2002, C 27/99, aveva chiuso la procedura aperta sulle misure fiscali previste dall'art. 3, commi 69 e 70 della L. 28 dicembre 1995, n. 549 (cosiddetta "moratoria fiscale"), secondo cui le società per azioni a prevalente capitale pubblico costituite ai sensi della L. 8 giugno 1990, n. 142 potevano beneficiare di un'esenzione triennale dalle imposte sui redditi.

Con riferimento alla questione del recupero degli aiuti di stato, ampiamente illustrata nelle note del bilancio al 31 dicembre 2011, non vi sono aggiornamenti nel primo semestre 2012.

NOTA 43_RISULTATO NETTO DA ATTIVITA' OPERATIVE CESSATE

Ai sensi dell'IFRS 5, tale voce presenta un saldo positivo per 855 migliaia di euro (866 migliaia di euro nel primo semestre 2011) e si riferisce principalmente:

- alla plusvalenza sulla cessione della partecipazione in Gesam Gas (330 migliaia di euro);
- alla plusvalenza realizzata sulla cessione di parte degli investimenti immobiliari della società controllata Immobiliare delle Fabbriche (82 migliaia di euro) e della joint venture Società Acque Potabili (127 migliaia di euro);
- al risultato della società CELPI classificata come attività destinata ad essere ceduta (4 migliaia di euro);
- al risultato del Consorzio GPO classificato come attività destinata ad essere ceduta (207 migliaia di euro);
- al risultato della società Undis Servizi classificata come attività destinata ad essere ceduta (105 migliaia di euro).

Nel primo semestre 2011 l'importo si riferiva principalmente alla plusvalenza realizzata sulla cessione della partecipazione nella società collegata Alegas.

NOTA 44_ UTILE (PERDITA) DI PERTINENZA DI TERZI

L'utile di terzi, pari a 4.581 migliaia di euro (3.305 migliaia di euro nel primo semestre 2011), 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 2012 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 2012	I semestre 2011
Utile (perdita) netto (migliaia di euro)	75.265	96.298
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	0,08

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 2012	I semestre 2011
Utile (perdita) netto (migliaia di euro)	75.265	96.298
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	0,08

NOTA 46_ ALTRE COMPONENTI DI CONTO ECONOMICO COMPLESSIVO

La quota efficace delle variazioni di *fair value* della copertura di flussi finanziari, negativa per 10.632 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, positiva per 1.611 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 3.643 migliaia di euro.

IX. GARANZIE E PASSIVITA' POTENZIALI

Le garanzie prestate riguardano:

- a) Fideiussioni per impegni propri per 440.122 migliaia di euro (428.427 migliaia di euro al 31 dicembre 2011); le voci più significative si riferiscono a fideiussioni emesse a favore:
- di Provincia di Reggio Emilia per 86.014 migliaia di euro a fronte conferimento rifiuti e gestione operative e post-mortem di impianti soggetti ad A.I.A.;
 - del GME per 70.600 migliaia di euro a garanzia del contratto di adesione al mercato;
 - della SNAM Rete Gas per 66.303 migliaia di euro, di cui 61.500 nell'interesse di OLT Offshore LNG Toscana in relazione alla realizzazione di un punto di consegna;
 - di ENEL Distribuzione per 52.806 migliaia di euro a garanzia del contratto di servizio per il trasporto di energia elettrica;
 - di Terna per 32.500 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 27.016 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 ENEL Trade per 21.670 migliaia di euro a garanzia delle obbligazioni assunte con l'Accordo Individuale e gli Accordi Quadro sottoscritti;
 - di Agenzia delle Entrate per 20.970 migliaia di euro per procedure compensazione IVA di Gruppo;
 - del Ministero dell'Ambiente per 11.838 migliaia di euro;
 - di Reale Immobili S.p.A. per 6.050 migliaia di euro relativamente alla compravendita immobile della sede operativa di Torino;
 - del Comune di Moncalieri per 2.949 migliaia di euro a garanzia dell'esecuzione delle opere di urbanizzazione indotta;
 - del Comune di Genova per 2.808 migliaia di euro a garanzia di lavori sulla rete gas;
 - del Comune di Nichelino per 1.679 migliaia di euro a garanzia dell'occupazione suolo per la posa reti TLR;
 - della CONSIP per 1.533 di euro a garanzia dell'aggiudicazione lotti;
 - della Delegation European Commission Albania per 866 migliaia di euro a garanzia realizzazione impianto fognario;
 - di ITALGAS per 641 migliaia di euro a garanzia del pagamento fornitura gas naturale;
 - del Ministero dei Lavori Pubblici – Repubblica Albanese per 385 migliaia di euro a garanzia dell'esecuzione lavori su acquedotti a Bovilla;
 - dell'ACEA per 211 migliaia di euro a garanzia di contatto di trasporto energia elettrica.
- b) Garanzie prestate per conto di società controllate e collegate per 289.640 migliaia di euro, principalmente a garanzia affidamenti bancari;
- c) Azioni date in pegno per 364.160 migliaia di euro. Si tratta di azioni di Edipower (valore nominale 1 euro per complessive 144.130 migliaia di euro) e di Delmi (valore nominale 1 euro per complessive 220.030 migliaia di euro)

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

finanziarie per 175.727 migliaia di euro). In merito si segnala che è stato predisposto nel mese di luglio il rendiconto sulla gestione degli amministratori riferito al periodo 1/10/2011-24/04/2012 secondo criteri di continuità aziendale, poiché l'Assemblea dei soci di Sinergie Italiane, che ha deliberato la messa in liquidazione della società, ha deliberato anche la prosecuzione dell'attività aziendale limitata alla gestione di alcuni contratti di fornitura. Prosegue, peraltro, il sostegno da parte dei soci che si configura con l'obiettivo di addivenire, secondo le intenzioni già manifestate, al progressivo rientro delle garanzie prestate. Successivamente alla data del 30 giugno è stato formalizzato lo svincolo di altre garanzie che ha ulteriormente ridotto l'importo della medesime alla data del 28 agosto 2012 a 144,5 milioni di euro.

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).

Inoltre IREN S.p.A. in data 16 febbraio 2010 ha deliberato di sostenere integralmente il progetto OLT secondo i piani finanziari a budget definiti ed approvati al fine di rendere disponibili le risorse necessarie a richiesta della società e fino all'attivazione del *project financing*. Al riguardo si precisa che in merito all'impegno nei confronti di Saipem, il cui importo in origine ammontava a 387.603 migliaia di euro, al 30 giugno 2012 residua un importo pari a 31.008 migliaia di euro.

PASSIVITA' POTENZIALI

Mediterranea delle Acque: Contenzioso ufficio entrate

Con riferimento al contenzioso con l'Agenzia delle Entrate di Genova 1 inerente gli avvisi di accertamento anni 2003, 2004, 2005, ai sensi art. 37 bis comma 4 dpr 600/73 conferimento ramo di Azienda, si rimanda a quanto illustrato nel bilancio al 31 dicembre 2011 in quanto non si segnalano novità rilevanti intervenute nel primo semestre 2012.

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 richiamate nel commento riportato nel bilancio al 31 dicembre 2011, si dovrebbero considerare indeducibili per la Società, per tutti gli anni ancora aperti ai fini delle imposte sui redditi, tutti gli ammortamenti da calcolarsi da Mediterranea delle Acque S.p.A. (già San Giacomo S.r.l.) 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 Euro 93 milioni. Ciò comporterebbe un onere complessivo per imposte e interessi pari a circa 32,6 Milioni di Euro, di cui circa 0,6 Milioni per maggiori imposte di competenza del primo semestre 2012.

- 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.

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 Elettrica e Calore (Produzione Idroelettrica, Cogenerazione elettrica e calore, produzione da Fonti rinnovabili);
- Mercato (Vendita energia elettrica, gas, calore);
- Infrastrutture Energetiche (Reti di distribuzione dell'energia elettrica, reti di distribuzione del gas, reti di teleriscaldamento, impianti di rigassificazione LNG);
- 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 comitato esecutivo ed il management utilizzano nel prendere le proprie decisioni operative e strategiche.

Ai fini di una corretta lettura dei conti economici relativi alle singole attività, esposti 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 dell'Italia).

Nei prospetti seguenti vengono esposti il capitale investito netto e i conti economici (fino al risultato operativo) per settore di attività e il comparativo con i valori al 31 dicembre 2011 del capitale investito netto e al 30 giugno 2011 per quanto concerne il conto economico.

Relativamente al capitale immobilizzato si è ritenuto opportuno appostare nella colonna "non allocabili" le partecipazioni detenute dal gruppo; al fine di consentire un confronto omogeneo sono stati riclassificati anche i valori dell'esercizio 2011.

Si rimanda alla Relazione sulla Gestione, al paragrafo Situazione economica patrimoniale finanziaria del Gruppo IREN - Analisi per settori di attività per il commento sull'andamento dei settori di attività.

Risultati per settori di attività al 30 giugno 2012

milioni di euro

	Generazione	Mercato	Infrastrutture energetiche	Ciclo idrico	Ambiente	Altri servizi	Non allocabili	Totale
Capitale immobilizzato	1.285	51	1.606	962	283	68	408	4.662
Capitale circolante netto	93	220	-45	82	-21	-29	13	314
Altre attività e passività non correnti	-55	2	-70	-253	-41	8	-15	-425
Capitale investito netto (CIN)	1.323	273	1.491	791	221	47	405	4.551
Patrimonio netto								1.897
Posizione Finanziaria netta								2.654
Mezzi propri ed indebitamento finanziario netto								4.551

Risultati per settori di attività al 31 dicembre 2011

milioni di euro

	Generazione	Mercato	Infrastrutture energetiche	Ciclo idrico	Ambiente	Altri servizi	Non allocabili	Totale
Capitale immobilizzato	1.334	45	1.582	952	265	69	406	4.653
Capitale circolante netto	122	142	-39	72	5	-28	13	288
Altre attività e passività non correnti	-74	-8	-67	-246	-40	8	-15	-442
Capitale investito netto (CIN)	1.382	179	1.476	778	230	49	404	4.497
Patrimonio netto								1.845
Posizione Finanziaria netta								2.653
Mezzi propri ed indebitamento finanziario netto								4.497

Risultati per settori di attività al 30 giugno 2012

milioni di euro

	Generazione	Mercato	Infrastrutture energetiche	Ciclo idrico	Ambiente	Altri servizi	Elisioni e rettifiche	Totale
Totali ricavi e proventi	520	2.195	214	213	106	57	-1.038	2.267
Totale costi operativi	-413	-2.156	-107	-154	-85	-53	1.038	-1.931
Margine Operativo Lordo (EBITDA)	106	39	107	59	21	4	0	336
Amm.ti, acc.ti netti e svalutazioni	-42	-13	-31	-37	-14	-3	0	-141
Risultato operativo (EBIT)	64	26	75	22	7	1	0	195

Risultati per settori di attività al 30 giugno 2011

milioni di euro

	Generazione	Mercato	Infrastrutture energetiche	Ciclo idrico	Ambiente	Altri servizi	Elisioni e rettifiche	Totale
Totali ricavi e proventi	371	1.484	217	212	107	57	-761	1.686
Totale costi operativi	-286	-1.439	-109	-154	-84	-50	761	-1.360
Margine Operativo Lordo (EBITDA)	85	45	108	58	24	7	0	327
Amm.ti, acc.ti netti e svalutazioni	-42	-10	-31	-32	-13	-4	0	-132
Risultato operativo (EBIT)	42	36	77	25	10	3	0	194

XI. ALLEGATI AL BILANCIO CONSOLIDATO

ELENCO DELLE IMPRESE CONSOLIDATE INTEGRALMENTE

ELENCO DELLE IMPRESE CONSOLIDATE PROPORZIONALMENTE

ELENCO DELLE IMPRESE VALUTATE CON IL METODO DEL PATRIMONIO NETTO

ELENCO DELLE PARTECIPAZIONI IN ALTRE IMPRESE

DETTAGLIO RAPPORTI CON PARTI CORRELATE

RICONCILIAZIONE PROSPETTI DI BILANCIO IAS/IFRS CON I PROSPETTI DI BILANCIO
RICLASSIFICATI (Comunicazione Consob n. 6064293 del 26 luglio 2006)

ELENCO DELLE IMPRESE CONSOLIDATE INTEGRALMENTE

Società	Sede	Valuta	Capitale sociale	% possesso	Società partecipante
IREN ACQUA GAS S.p.A.	Genova	Euro	386.963.511	92,94 7,06	IREN IREN EMILIA
IREN AMBIENTE S.p.A.	Piacenza	Euro	72.622.002	100,00	IREN
IREN EMILIA S.p.A.	Reggio Emilia	Euro	196.832.103	100,00	IREN
IREN ENERGIA S.p.A.	Torino	Euro	818.855.779	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
Aemnet S.p.A.	Torino	Euro	6.973.850	100,00	IRIDE SERVIZI
AGA S.p.A.	Genova	Euro	11.000.000	99,64	IREN EMILIA
Bonifica Autocisterne	Piacenza	Euro	595.000	51,00	IREN AMBIENTE
C.EL.PI. Srl in liquidazione	Torino	Euro	293.635	99,93	IREN ENERGIA
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
ENIA Parma S.r.l.	Parma	Euro	300.000	100,00	IREN EMILIA
ENIA Piacenza S.r.l.	Piacenza	Euro	300.000	100,00	IREN EMILIA
ENIA Reggio Emilia S.r.l.	Reggio Emilia	Euro	300.000	100,00	IREN EMILIA
ENIA Solaris S.r.l.	Parma	Euro	100.000	100,00	IREN RINNOVABILI
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
GEA S.p.A.	Grosseto	Euro	1.381.500	59,34	IREN ACQUA GAS
Genova Reti Gas S.r.l.	Genova	Euro	1.500.000	100,00	IREN ACQUA GAS
Idrotigullio	Chiavari (GE)	Euro	979.000	39,93	IREN ACQUA GAS
Immobiliare delle Fabbriche	Genova	Euro	2.500.000	60,00	IREN ACQUA GAS
IREN RINNOVABILI S.p.A.	Reggio Emilia	Euro	119.000	100,00	IREN AMBIENTE
IRIDE SERVIZI S.p.A.	Torino	Euro	52.242.791	93,78 6,22	IREN ENERGIA IREN EMILIA
Laboratori Iren Acqua Gas	Genova	Euro	2.000.000	90,89	IREN ACQUA GAS
Mediterranea delle Acque S.p.A.	Genova	Euro	19.203.420	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 33,00	IREN ENERGIA AES Torino
O.C.Clim S.r.l.	Savona	Euro	100.000	100,00	CAE Amga Energia
SasterNet S.p.A.	Genova	Euro	7.900.000	85,00	IRIDE SERVIZI
Tecnoborgo S.p.A.	Piacenza	Euro	10.379.640	50,50 0,50	IREN AMBIENTE IREN
Undis Servizi	Sulmona	Euro	20.000	100,00	IREN EMILIA
Zeus S.p.A.	Genova	Euro	20.320.000	100,00	IREN EMILIA

ELENCO DELLE IMPRESE CONSOLIDATE PROPORZIONALMENTE

Società	Sede	Valuta	Capitale sociale	% possesso	Società partecipante
Acque Potabili Crotone	Torino	Euro	100.000	100,00	Società Acque Potabili
Acquedotto Monferrato	Torino	Euro	600.000	100,00	Società Acque Potabili
Acquedotto Savona	Savona	Euro	500.000	100,00	Società Acque Potabili
AES Torino S.p.A.	Torino	Euro	110.500.000	51,00	IREN ENERGIA
Olt Offshore Toscana LNG S.p.A.	Milano	Euro	145.750.700	41,71	IREN MERCATO
Società Acque Potabili S.p.A.	Torino	Euro	3.600.295	30,86	IREN ACQUA GAS

ELENCO DELLE IMPRESE VALUTATE CON IL METODO DEL PATRIMONIO NETTO

Società	Sede	Valuta	Capitale sociale	% possesso	Società partecipante
A2A Alfa	Milano	Euro	100.000	30,00	IREN MERCATO
ABM Next	Bergamo	Euro	25.825	45,00	Società Acque Potabili
Aciam S.p.A.	Avezzano	Euro	235.539	29,09	IREN AMBIENTE
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
Acqueinforma	Grosseto	Euro	15.000	34,00	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 Energia	Imperia	Euro	20.000	20,00	IREN MERCATO
Amat S.p.A.	Imperia	Euro	5.435.372	48,00	IREN ACQUA GAS
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
ASMT Serv. Ind.S.p.A.	Tortona	Euro	3.856.240	44,75	IREN EMILIA
ASTEA	Recanati	Euro	76.115.676	21,32	Consorzio GPO
Atena S.p.A.	Vercelli	Euro	8.203.255	40,00	Zeus
Castel S.p.A.	Cremona	Euro	935.000	23,10	IREN ACQUA GAS
Consorzio Servizi Integrati	Genova	Euro	100.853	50,00	IREN MERCATO
Delmi	Milano	Euro	1.466.868.500	15,00	IREN
Domus Acqua S.r.l.	Domusnovas	Euro	96.000	29,00	IREN ACQUA GAS
Edipower S.p.A.	Milano	Euro	1.441.300.000	10,00	IREN ENERGIA
Fata Morgana S.p.A.	Reggio Calabria	Euro	2.225.694	25,00	IREN EMILIA
Fin Gas srl	Milano	Euro	10.000	50,00	IREN MERCATO
Gas Energia S.p.A.	Torino	Euro	3.570.000	20,00	IRIDE SERVIZI
Gesam Gas	Lucca	Euro	1.132.000	40,00	IREN MERCATO
GICA s.a.	Lugano	CHF	4.000.000	25,00	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
Livorno Holding S.r.l.	Livorno	Euro	10.000	44,57	IREN MERCATO
Mestni Plinovodi	Koper (Slovenia)	Euro	15.952.479	49,88	IREN ACQUA GAS
Mondo Acqua	Mondovi	Euro	800.000	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.	Roma	Euro	103.292	44,00	IREN AMBIENTE
S.M.A.G.	Genova	Euro	100.000	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	Milano	Euro	1.000.000	27,61	IREN MERCATO
So. Sel. S.p.A.	Modena	Euro	240.240	24,00	IREN EMILIA
Tirana Acque in liquidazione	Genova	Euro	95.000	50,00	IREN ACQUA GAS
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

ELENCO DELLE PARTECIPAZIONI IN ALTRE IMPRESE

Società	Sede	Valuta	Capitale sociale	% possesso	Società partecipante
Astea Energia	Osimo (AN)	Euro	117.640	7,00	IREN MERCATO
Atena Patrimonio	Vercelli	Euro	73.829.295	14,65	Zeus
ATO2 Acque	Biella	Euro	80.000	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
CFR S.p.A.	Reggio Emilia	Euro	11.000.000	0,11	Undis Servizi
Consorzio L.E.A.P.	Piacenza	Euro	1.055.000	0,95	IREN AMBIENTE
Consorzio SI. RE.	Savona	Euro	100.000	15,00	Mediterranea delle Acque
Consorzio Topix	Torino	Euro	1.645.000	0,30	Aemnet
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
IAM S.p.A.	Reggio Calabria	Euro	1.033.000	2,25	Undis Servizi
Nord Ovest Servizi	Torino	Euro	7.800.000	10,00	IREN ACQUA GAS
RE Innovazione	Reggio Emilia	Euro	882.872	0,87	IREN AMBIENTE
Rupe S.p.A.	Genova	Euro	3.185.310	0,39	Immobiliare delle Fabbriche
S.D.B. S.p.A.	Torino	Euro	536.000	1,00	IRIDE SERVIZI
Stadio Albaro	Genova	Euro	1.230.000	2,00	CAE Amga Energia
T.I.C.A.S.S.	Genova	Euro	74.000	5,72	IREN ACQUA GAS

DETTAGLIO RAPPORTI CON PARTI CORRELATE

migliaia di euro

	Crediti Commerciali	Crediti Finanziari e Disponibilità liquide	Crediti di altra natura	Debiti Commerciali	Debiti Finanziari
Comune Genova	20.607	66	-	8.020	-
Comune Parma	14.675	-	-	266	-
Comune Piacenza	5.276	-	-	7.353	-
Comune Reggio Emilia	5.001	-	-	2.610	-
Comune Torino	57.210	242.788	1	3.657	-
Finanziaria Sviluppo Utilities	48	-	-	-	320
Gruppo Intesa Sanpaolo	-	4.895	-	-	381.447
AES Torino	1.684	16.831	2.823	13.101	6
OLT Offshore LNG	214	167.881	-	-	-
Società Acque Potabili	10.237	-	-	555	-
Acquedotto Savona	12	-	-	-	-
Acquedotto Monferrato	5	-	-	-	-
Aciam S.p.A.	272	107	-	-	-
Acos Energia S.p.A.	1.145	-	-	-	-
Acos S.p.A.	47	-	-	-	-
Acquaenna S.c.p.a.	2.696	-	-	-	-
Acqueinforma	574	282	-	-	-
Aiga S.p.A.	657	-	-	-	-
AMAT Energia	75	434	-	-	-
Amat S.p.A.	-	-	-	-	-
Amter S.p.A.	107	-	-	46	-
ASA S.p.A.	7.320	6.800	-	1.484	-
ASMT Serv. Ind.S.p.A.	3.464	-	-	196	-
ASTEA	3.966	-	-	56	-
Atena S.p.A.	3	-	-	333	-
Castel S.p.A.	79	-	-	-	-
Consorzio Servizi Integrati	19.494	-	-	7.599	-
Domus Acqua S.r.l.	18	-	-	-	-
Edipower S.p.A.	7.110	16	-	5.526	-
Fata Morgana	1	-	-	-	-
Il Tempio S.r.l.	1	-	-	-	-
Iniziative Ambientali S.r.l.	1	-	-	-	-
Livorno Holding S.r.l.	-	-	-	4.326	-
Mestni Plinovodi	-	319	-	-	-
Mondo Acqua	23	-	-	-	-
Piana Ambiente S.p.A.	277	-	-	-	-
Plurigas S.p.A.	6	-	-	2.204	-
S.M.A.G. srl	243	-	-	-	-
Salerno Energia Vendite	6.559	-	-	819	-
Sinergie Italiane S.r.l.	3	-	-	10.894	-
So. Sel. S.p.A.	2	-	-	424	-
Valle Dora Energia Srl	19	-	-	42	134
VEA Energia e Ambiente	478	-	-	1.254	-
Agac Infrastrutture	3	-	-	1.675	-
Parma Infrastrutture	11.665	-	-	1.941	-
Piacenza Infrastrutture	-	-	-	571	-
TOTALE	181.277	440.419	2.824	74.952	381.907

	migliaia di euro				
	Debiti di altra natura	Ricavi e proventi	Costi e altri oneri	Proventi finanziari	Oneri finanziari
Comune Genova	-	10.117	1.206	-	-
Comune Parma	-	648	55	-	-
Comune Piacenza	-	1.859	1.235	-	-
Comune Reggio Emilia	-	2.699	453	-	-
Comune Torino	485	44.831	-	2.068	-
Finanziaria Sviluppo Utilities	-	14	-	-	1
Gruppo Intesa Sanpaolo	-	-	-	2	10.502
AES Torino	160	855	22.789	25	6
OLT Offshore LNG	-	108	-	3.023	-
Società Acque Potabili	-	142	30	1	-
Acquedotto Savona	-	45	-	-	-
Acquedotto Monferrato	-	2	-	-	-
Aciam S.p.A.	-	100	-	10	-
Acos Energia S.p.A.	-	9.929	-	-	-
Acos S.p.A.	-	45	-	-	-
Acquaenna S.c.p.a.	-	43	-	-	-
Acqueinforma	-	-	-	6	-
Aiga S.p.A.	-	164	-	-	-
AMAT Energia	-	16	-	9	-
Amat S.p.A.	-	35	-	-	-
Amter S.p.A.	-	168	11	-	-
ASA S.p.A.	-	348	21	-	-
ASMT Serv. Ind.S.p.A.	-	231	21	-	-
ASTEA	-	17.549	41	-	-
Atena S.p.A.	-	47	-	341	-
Castel S.p.A.	-	64	-	-	-
Consorzio Servizi Integrati	-	10.397	4.627	55	-
Domus Acqua S.r.l.	-	2	-	-	-
Edipower S.p.A.	-	5	25.505	2.537	-
Fata Morgana	-	6	-	-	-
Il Tempio S.r.l.	-	-	-	-	-
Iniziative Ambientali S.r.l.	-	-	-	-	-
Livorno Holding S.r.l.	-	-	891	-	-
Mestni Plinovodi	-	-	-	3	-
Mondo Acqua	-	139	-	-	-
Piana Ambiente S.p.A.	-	93	-	-	-
Plurigas S.p.A.	-	30.726	83.447	-	-
S.M.A.G. srl	-	-	-	-	-
Salerno Energia Vendite	-	50	927	-	-
Sinergie Italiane S.r.l.	-	3	94.591	-	-
So. Sel. S.p.A.	-	2	363	-	-
Valle Dora Energia Srl	-	3	42	-	-
VEA Energia e Ambiente	-	2.266	1.064	-	-
Agac Infrastrutture	-	5	3.450	-	-
Parma Infrastrutture	-	3.973	1.106	-	-
Piacenza Infrastrutture	-	-	571	-	-
TOTALE	645	137.729	242.446	8.080	10.509

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	2.837.589	
Investimenti immobiliari	1.857	
Attività immateriali	1.279.080	
Avviamento	135.052	
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	379.181	
Altre partecipazioni	29.703	
Totale (A)	4.662.462	Attivo Immobilizzato (A) 4.662.462
Altre attività non correnti	26.598	
Debiti vari e altre passività non correnti	(146.250)	
Totale (B)	(119.652)	Altre attività (Passività) non correnti (B) (119.652)
Rimanenze	90.858	
Crediti commerciali	1.226.468	
Crediti per imposte correnti	13.916	
Crediti vari e altre attività correnti	230.531	
Debiti commerciali	(886.849)	
Debiti vari e altre passività correnti	(248.046)	
Debiti per imposte correnti	(113.132)	
Totale (C)	313.746	Capitale circolante netto (C) 313.746
Attività per imposte anticipate	180.569	
Passività per imposte differite	(116.728)	
Totale (D)	63.841	Attività (Passività) per imposte differite (D) 63.841
Benefici ai dipendenti	(87.263)	
Fondi per rischi ed oneri	(245.614)	
Fondi per rischi ed oneri quota corrente	(60.812)	
Totale (E)	(393.689)	Fondi e Benefici ai dipendenti (E) (393.689)
Attività destinate ad essere cedute	26.387	
Passività correlate ad attività destinate ad essere cedute	(2.168)	
Totale (F)	24.219	Attività (Passività) destinate a essere cedute (F) 24.219
		Capitale investito netto (G=A+B+C+D+E+F) 4.550.927
Patrimonio Netto (H)	1.897.144	Patrimonio Netto (H) 1.897.144
Attività finanziarie non correnti	(209.188)	
Passività finanziarie non correnti	2.217.901	
Totale (I)	2.008.713	Indeb. finanziario a medio e lungo termine (I) 2.008.713
Attività finanziarie correnti	(250.997)	
Cassa e altre disponibilità liquide equivalenti	(36.760)	
Passività finanziarie correnti	932.827	
Totale (L)	645.070	Indeb. finanziario a breve termine (L) 645.070
		Indebitamento finanziario netto (M=I+L) 2.653.783
		Mezzi propri e indeb. finanziario netto (H+M) 4.550.927

ATTESTAZIONE DEL BILANCIO SEMESTRALE ABBREVIATO AI SENSI DELL'ART. 154-BIS DEL D.LGS. 58/1998

1. I sottoscritti Andrea Viero, Direttore Generale, 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 2012.

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 2012

Il Direttore Generale

Dr. Andrea Viero



Il Direttore Amministrazione e Finanza
e Dirigente Preposto L. 262/05

Dr. Massimo Levrino





IREN SPA

**RELAZIONE DELLA SOCIETÀ DI REVISIONE SULLA
REVISIONE CONTABILE LIMITATA DEL BILANCIO
SEMESTRALE ABBREVIATO CONSOLIDATO**



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 2012. 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.

I dati relativi al bilancio consolidato dell'esercizio precedente ed al bilancio semestrale abbreviato consolidato dell'anno precedente presentati ai fini comparativi, sono stati rispettivamente esaminati e assoggettati a revisione contabile limitata da altri revisori e, pertanto, rimandiamo alle loro relazioni emesse in data 23 aprile 2012 e in data 29 agosto 2011.

PricewaterhouseCoopers SpA

Sede legale e amministrativa: Milano 20149 Via Monte Rosa 91 Tel. 0277851 Fax 027785240 Cap. Soc. 3.754.400,00 Euro i.v., C.F. e P.IVA e Reg. Imp. Milano 12979880155 Iscritta al n. 43 dell'Albo Consob - Altri Uffici: **Bari** 70124 Via Don Luigi Guanella 17 Tel. 0805640211 - **Bologna** Zola Predosa 40069 Via Tevere 18 Tel. 0516186211 - **Brescia** 25123 Via Borgo Pietro Wuhler 23 Tel. 0303697501 - **Catania** 95129 Corso Italia 302 - **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. 0521242848 - **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 2012 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 2012

PricewaterhouseCoopers SpA

A handwritten signature in blue ink, reading 'Piero De Lorenzi', written over a faint circular stamp.

Piero De Lorenzi
(Revisore legale)