

**Resoconto intermedio  
di gestione**  
al 30 settembre 2013

Consiglio di Amministrazione  
del 14 novembre 2013

# Sommario

Gruppo Iren in cifre .....	3
Cariche sociali .....	5
Missione e valori del Gruppo Iren.....	6
Il Gruppo Iren: l'assetto societario.....	7
Organico del Gruppo Iren .....	12
Informazioni sul titolo Iren nei primi nove mesi del 2013 .....	13
Dati operativi.....	16
Scenario di mercato .....	19
Quadro normativo.....	24
Fatti di rilievo del periodo .....	27
Criteri di redazione.....	29
Variazione area di consolidamento rispetto al 31 dicembre 2012 .....	29
Risk Management .....	30
Situazione economica, patrimoniale e finanziaria del Gruppo Iren .....	34
Situazione economica.....	34
Analisi per settori di attività .....	37
Situazione patrimoniale.....	44
Situazione Finanziaria .....	45
Fatti di rilievo intervenuti dopo la chiusura del periodo ed evoluzione prevedibile della gestione .....	47
Prospetti contabili consolidati al 30 settembre 2013 .....	49
Situazione patrimoniale-finanziaria consolidata .....	50
Conto economico consolidato .....	52
Altre componenti di conto economico complessivo .....	53
Prospetto delle variazioni delle voci di patrimonio netto consolidato.....	54
Rendiconto finanziario consolidato.....	56
Dichiarazione del Dirigente Preposto alla redazione dei documenti contabili societari a norma delle disposizioni dell'art. 154-bis comma 2 del d. lgs. 58/1998 (Testo Unico della Finanza) .....	57

## GRUPPO IREN IN CIFRE

	Primi 9 mesi 2013	Primi 9 mesi 2012	Variaz. %
<b>Dati Economici (milioni di euro)</b>			
Ricavi	2.470	3.148	(21,5)
Margine operativo lordo	476	417	14,4
Risultato operativo	259	209	24,0
Risultato prima delle imposte	199	130	53,2
Risultato netto di Gruppo e di Terzi	103	75	36,4
<b>Dati Patrimoniali (milioni di euro)</b>			
	<i>Al 30/09/2013</i>	<i>Al 31/12/2012</i>	
Capitale investito netto	4.518	4.509	0,2
Patrimonio netto	1.998	1.954	2,2
Posizione finanziaria netta	2.520	2.555	(1,4)
<b>Indicatori economico-finanziari</b>			
	<i>Primi 9 mesi 2013</i>	<i>Primi 9 mesi 2012</i>	
MOL/Ricavi	19,28%	13,23%	
	<i>Al 30/09/2013</i>	<i>Al 31/12/2012</i>	
Debt/Equity	1,26	1,31	
<b>Dati tecnici e commerciali</b>			
	<i>Primi 9 mesi 2013</i>	<i>Primi 9 mesi 2012</i>	
Energia elettrica venduta (GWh)	9.489	12.899	(26,4)
Energia termica prodotta (GWh <sub>t</sub> )	1.993	1.852	7,7
Volumetria teleriscaldata (mln m <sup>3</sup> )	77	73	5,2
Gas venduto (mln m <sup>3</sup> )	2.164	2.376	(8,9)
Acqua distribuita (mln m <sup>3</sup> )	129	133	(2,7)
Rifiuti trattati (ton)	738.505	694.592	6,3

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

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

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

Produzione energia elettrica: grazie ad un consistente parco di impianti di produzione di energia elettrica e termica a scopo teleriscaldamento, la capacità produttiva complessiva è pari a oltre 7.700 GWh annui, inclusa la quota assicurata da Edipower.

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

Distribuzione Energia Elettrica: con 7.439 chilometri di reti in alta, media e bassa tensione il Gruppo distribuisce l'energia elettrica ad oltre 691.000 Clienti a Torino e Parma.

Ciclo idrico integrato: con circa 14.100 chilometri di reti acquedottistiche, oltre 8.000 km di reti fognarie e 813 impianti di depurazione, Iren fornisce più di 2.400.000 abitanti.

Ciclo ambientale: con 123 stazioni ecologiche attrezzate, 2 termovalorizzatori, 1 discarica, 11 impianti di trattamento e 2 impianti di compostaggio, il Gruppo serve 116 comuni per un totale di circa 1.139.000 abitanti.

Teleriscaldamento: grazie a 825 chilometri di reti interrato di doppia tubazione il Gruppo Iren fornisce il calore ad una volumetria di circa 76,5 milioni di metri cubi, pari ad una popolazione servita di oltre 750.000 persone.

Vendita gas, energia elettrica e termica: il Gruppo commercializza annualmente più di 3,2 miliardi di metri cubi di gas, circa 17.053 GWh di energia elettrica e 2.980 GWh<sub>t</sub> di calore per teleriscaldamento.

## CARICHE SOCIALI

### Consiglio di Amministrazione

Presidente	Francesco Profumo
Vice Presidente	Andrea Viero
Amministratore Delegato	Nicola De Sanctis
Consiglieri	Franco Amato <sup>(1)</sup>
	Lorenzo Bagnacani
	Roberto Bazzano
	Tommaso Dealessandri
	Anna Ferrero
	Roberto Walter Firpo <sup>(2)</sup>
	Alessandro Ghibellini <sup>(3)</sup>
	Fabiola Mascardi <sup>(4)</sup>
	Ettore Rocchi <sup>(5)</sup>
	Barbara Zanardi <sup>(6)</sup>

### Collegio Sindacale

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

### Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili e societari

Massimo Levrino

### Società di Revisione

PricewaterhouseCoopers S.p.A. <sup>(8)</sup>

<sup>(1)</sup> Componente del Comitato Controllo e Rischi

<sup>(2)</sup> Componente del Comitato Remunerazioni

<sup>(3)</sup> Componente del Comitato Controllo e Rischi

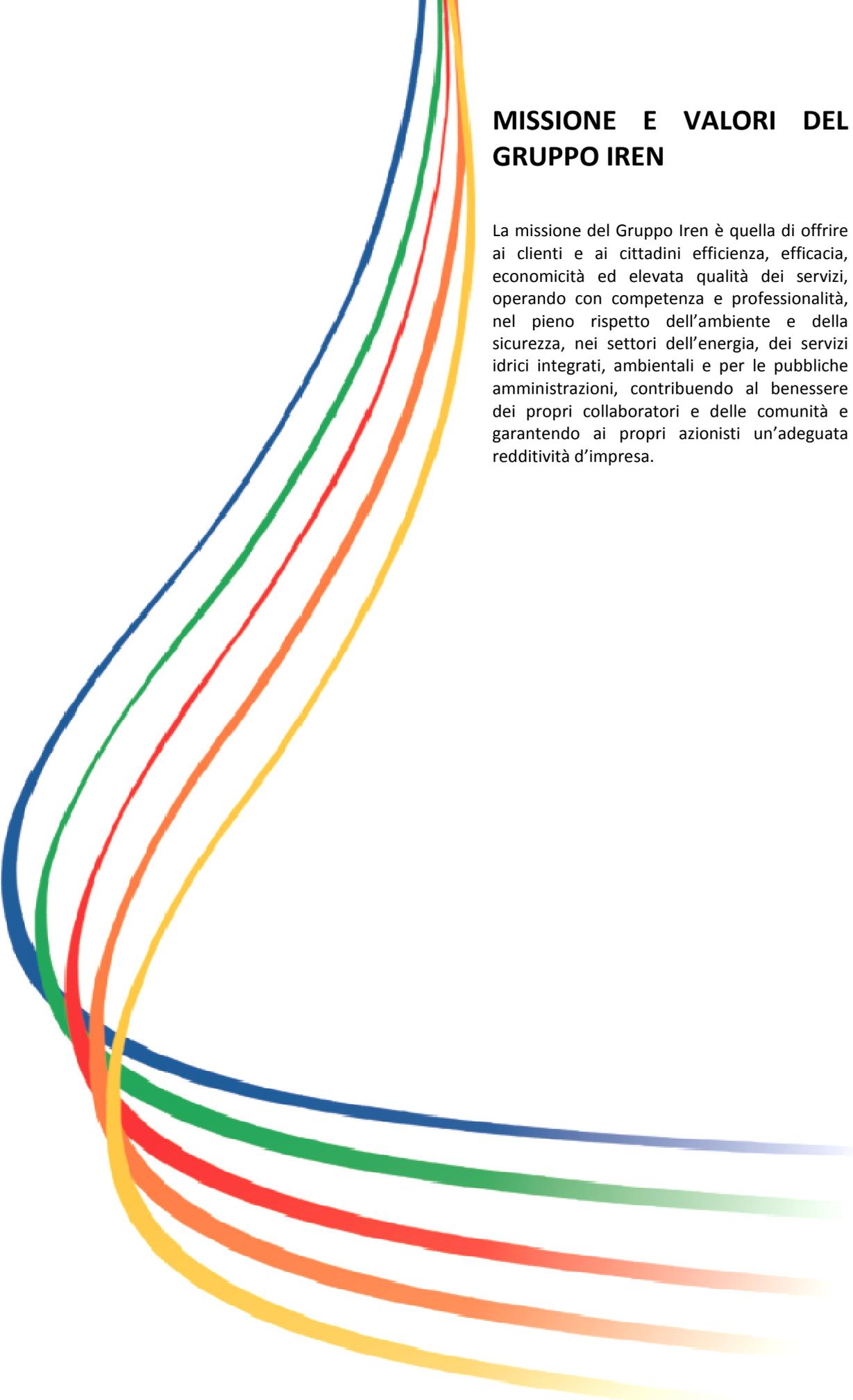
<sup>(4)</sup> Componente del Comitato Remunerazioni

<sup>(5)</sup> Componente del Comitato Remunerazioni

<sup>(6)</sup> Componente del Comitato Controllo e Rischi

<sup>(7)</sup> Nominati dall'assemblea dei soci in data 14 maggio 2012 per il triennio 2012-2014

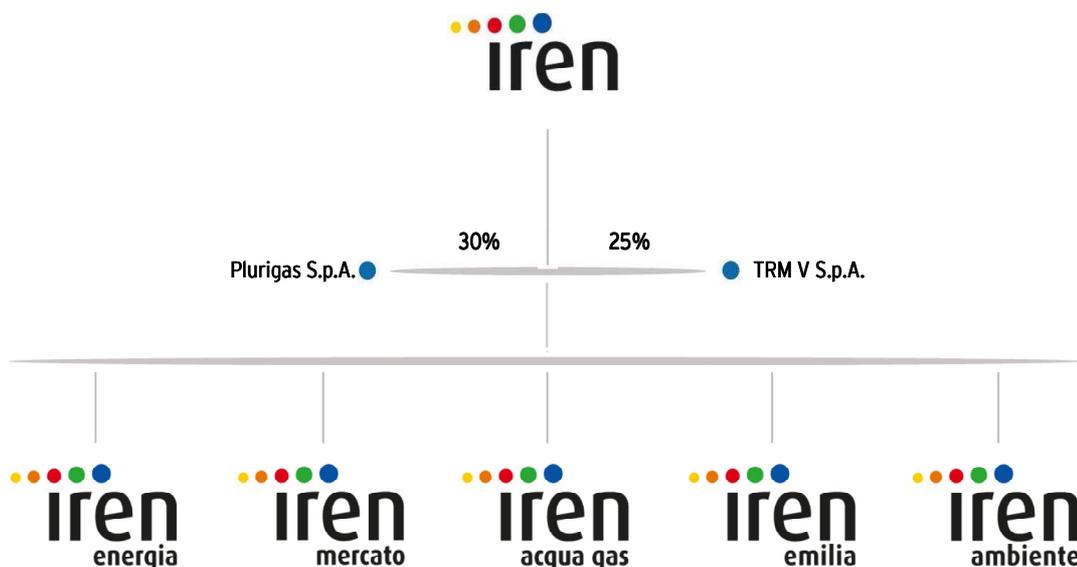
<sup>(8)</sup> Incarico conferito dall'assemblea dei soci in data 14 maggio 2012 per il novennio 2012-2020



## MISSIONE E VALORI DEL GRUPPO IREN

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

## IL GRUPPO IREN: L'ASSETTO SOCIETARIO



L'Assemblea degli azionisti del 27 marzo 2013 ha deliberato la liquidazione volontaria della società Plurigas S.p.A. TRM V controlla con l'80% del capitale TRM S.p.A.

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

### IREN ENERGIA

#### Produzione di energia elettrica e termica cogenerativa

Iren Energia dispone complessivamente di circa 2.700 MW di potenza installata, di cui circa 1.800 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 nei primi nove mesi 2013 è stata pari a circa 1.993 GWh<sub>t</sub>, con una volumetria teleriscaldata pari a circa 77 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); nei primi nove mesi del 2013 l'energia elettrica complessiva distribuita è stata pari a 3.134 GWh, di cui 2.432 GWh nella Città di Torino e 702 GWh nella città di Parma.

### **Distribuzione Gas e Teleriscaldamento**

Le attività di teleriscaldamento e distribuzione del gas nel capoluogo piemontese sono svolte da AES Torino (partecipata al 51% da Iren Energia), che possiede una delle più estese reti di teleriscaldamento a livello nazionale, con circa 474 km di doppia tubazione al 30 settembre 2013. Nei primi nove mesi del 2013 la rete del gas, estesa per 1.335 km, ha servito circa 500.000 clienti finali.

Iren Energia detiene anche la rete di teleriscaldamento di Reggio Emilia con un'estensione di circa 216 Km, di Parma con circa 84 Km e di Piacenza con circa 19 Km.

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

### **Servizi agli Enti Locali e Global Service**

Iride Servizi fornisce alla città di Torino il servizio di illuminazione pubblica, il servizio semaforico, la gestione degli impianti termici ed elettrici negli 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 nella città di Torino sono gestite dalla controllata AemNet.

### **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, e tramite contratti di agenzia con le società intermediarie 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.

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

### **Commercializzazione Gas Naturale**

I volumi complessivi di gas naturale approvvigionati nel corso dei primi nove mesi del 2013 sono stati pari a 2.164 Mmc di cui circa 921 Mmc commercializzati a clienti finali esterni al Gruppo, 103 Mmc impiegati nella produzione di energia elettrica tramite i contratti di tolling con Edipower, 946 Mmc impiegati all'interno del Gruppo IREN sia per la produzione di energia elettrica e termica sia per la fornitura di servizi calore mentre 194 Mmc rappresentano le rimanenze di gas in stoccaggio.

Al 30 settembre 2013 i clienti gas gestiti direttamente da Iren Mercato sono pari a circa 747.000 distribuiti sul bacino storico genovese e sulle aree di sviluppo limitrofe, sul bacino torinese e sui bacini storici emiliani.

### **Commercializzazione energia elettrica**

I volumi commercializzati nei primi nove mesi 2013, al netto delle perdite di distribuzione, sono risultati pari a 9.488 GWh.

I clienti di energia elettrica gestiti a fine settembre 2013 sono pari a circa 721.000 (di cui circa 376.000 sul mercato libero e 345.000 sul mercato tutelato) distribuiti principalmente sul bacino tradizionalmente servito, corrispondente a Torino e Parma, e sulle aree presidiate commercialmente dall'azienda.

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

### *Mercato libero e borsa*

I volumi complessivamente venduti a clienti finali e grossisti sono pari a 4.220 GWh, mentre i volumi impiegati sulla borsa al netto dell'energia compravenduta sono pari a 3.971 GWh.

Nei primi nove mesi del 2013 le disponibilità interne al Gruppo Iren (Iren Energia), ammontano a 5.235 GWh. I volumi provenienti dal tolling di Edipower sono stati pari a 739 GWh. Il ricorso a fonti esterne è stato pari a 621 GWh per acquisti in borsa al netto dell'energia compravenduta (gli acquisti al lordo dell'energia compravenduta ammontano a 1.035 GWh) e a 1.077 GWh per acquisti da grossisti. 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 nei primi nove mesi 2013 sono pari a 345.316, mentre i volumi complessivamente venduti ammontano a 652 GWh.

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

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

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

Nel corso dei primi nove mesi del 2013 la volumetria teleriscaldata si è attestata a 76,9 milioni di metri cubi in incremento rispetto all'esercizio precedente (+3,8 milioni di metri cubi).

### **Gestione servizi calore**

Nell'ambito delle attività relative alla gestione dei servizi energetici svolte in ATI nelle ASL regione Lazio (San Filippo Neri di Roma, ASL E e ASL F di Roma e ASL di Viterbo) che si concluderanno a giugno 2014 è proseguita l'attività di gestione e fornitura gas ed energia elettrica.

### **Impianto di rigassificazione LNG**

Gli investimenti realizzati dal settore ammontano a circa 30,3 milioni di euro.

Il terminale è arrivato a destinazione al largo della costa Toscana in data 30 luglio 2013. Prosegue l'attività di commissioning, la terza nave è attesa per metà novembre; entro la fine del mese di novembre il terminale concluderà le attività inerenti alle certificazioni ai fini dell'entrata in esercizio dell'impianto.

Si segnala che l'AEEG ha emesso una prima delibera n. 272 del 25 giugno 2013 relativa ai "Criteri di regolazione tariffaria e di accesso relativi al servizio di rigassificazione nei casi di rinuncia o revoca dell'esenzione relativa a terminali di GNL". Olt Offshore LNG ha impugnato la delibera dell'Autorità per l'energia elettrica. Il TAR Lombardia ha accettato il ricorso di OLT e annullato la delibera AEEG n. 451/2012 riportando che il provvedimento è illegittimo laddove sospende il regime tariffario che incorpora i benefici del fattore di garanzia per chi sia già in possesso di autorizzazione e sia in attesa di attivare il Terminale avendo già effettuato l'investimento con la garanzia del regime incentivante.

OLT Offshore LNG ha presentato al Ministero dello Sviluppo Economico in data 12 luglio 2013 formale lettera di rinuncia all'esenzione dal regime di accesso regolato cui dovrà far seguito un decreto ministeriale per il rientro del regolato.

L'AEEG ha inoltre emanato la delibera n. 438/2013 in materia tariffaria che disciplina il periodo regolatorio 2014-2017. Tale delibera conferma l'impostazione precedente pur aggiornando alcuni parametri di mercato (es. WACC) e alcuni meccanismi (da tariffa variabile a fissa basata sulla capacità).

Il Governo ha intanto concluso l'iter formale inerente la consultazione sulla Strategia Energetica Nazionale che annovera come uno dei punti essenziali lo sviluppo dell'Hub del gas reso possibile dalle infrastrutture di trasporto gas su tubo e rigassificatori. Nel mese di marzo 2013 il Ministero dello Sviluppo Economico ha approvato con Decreto la Strategia Energetica Nazionale.

E' stata ottenuta dal Ministero dell'ambiente l'autorizzazione allo scarico delle navi da 155.000 mc che aumenta la flessibilità del terminale sul mercato. In precedenza il limite era di 135.000 mc.

## **IREN ACQUA GAS**

### **Servizi Idrici Integrati**

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

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

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

Iren Acqua Gas direttamente e tramite le sue controllate, nel corso dei primi nove mesi del 2013, ha venduto circa 129 Mmc di acqua nelle aree gestite, attraverso una rete di distribuzione di oltre 14.100 km. Per quanto riguarda le acque reflue gestisce una rete fognaria complessiva di circa 8.000 Km.

### **Distribuzione Gas**

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

Iren Acqua Gas tramite la sua controllata Genova Reti Gas ha distribuito gas, nel corso dei primi nove mesi del 2013, per complessivi 278 milioni di metri cubi.

### **Servizi tecnologici specialistici / ricerca**

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

## **IREN EMILIA**

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

Iren Emilia gestisce l'attività di distribuzione del gas naturale in 72 dei 140 comuni delle province di Reggio Emilia, Parma e Piacenza. La società gestisce complessivamente quasi 5.900 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 1.139.000 abitanti. Sensibile alla salvaguardia ambientale ed allo sviluppo sostenibile, Iren Emilia ha attivato sistemi di raccolta differenziata capillarizzata dei rifiuti che, anche grazie alla gestione di 123 stazioni ecologiche attrezzate, hanno consentito al bacino servito di ottenere risultati superiori al 60%.

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

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

Iren Emilia svolge altresì la gestione operativa del ciclo idrico integrato (acquedotto, depurazione e fognatura) sulle province di Parma, Piacenza e Reggio Emilia. Tale attività riguarda una rete complessiva di 12.200 km di rete di acquedotto, 6.900 km di reti fognarie e 452 impianti di sollevamento delle acque reflue e 794 impianti di trattamento tra depuratori biologici e fosse imhoff distribuiti sul territorio di 110 Comuni.

L'attività di gestione operativa della rete di teleriscaldamento è attiva nelle città di Reggio Emilia, Parma e Piacenza e riguarda una rete complessiva di 320 km con una volumetria complessiva servita pari a 18.909.600 metri cubi.

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

La gestione operativa della rete di distribuzione di energia elettrica è svolta nella città di Parma e riguarda 2.370 km di rete con un numero prossimo ai 125.000 punti di consegna alla clientela finale.

## **IREN AMBIENTE**

### **Settore ambiente**

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

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

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

Iren Ambiente tratta oltre 1.000.000 tonnellate annue di rifiuti con 12 impianti di trattamento, selezione e stoccaggio, 2 termovalorizzatori (Piacenza e Parma), 1 discarica (Poiatica - Reggio Emilia), 2 impianti di compostaggio (Reggio Emilia). Il nuovo Polo Ambientale Integrato (PAI), (impianto di selezione e termovalorizzazione da rifiuti della provincia di Parma) è stato avviato in esercizio provvisorio da settembre 2013 dopo l'esito positivo del ricorso al TAR contro la sospensione dell'attività intervenuta i primi giorni di Luglio.

### **Produzione energia elettrica da fonti rinnovabili (Iren Ambiente Holding)**

Iren Ambiente holding, attraverso la società partecipata Iren Rinnovabili e le sue controllate, è operativa nell'attività di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, nel campo dell'efficienza energetica e nello sviluppo di diversi progetti in collaborazione con l'università di Modena e Reggio Emilia e con centri di ricerca.

La produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili avviene attraverso la gestione di impianti principalmente nel settore fotovoltaico oltre che in quello idroelettrico (1MW di potenza per una produzione complessiva di 7.000 Mwh annui) e delle biomasse.

Si evidenzia che dall'1 Luglio 2013 è divenuta pienamente efficace la joint venture tra Iren Ambiente Holding e il gruppo CCPL: da tale data Iren Ambiente Holding detiene il 70% di Iren Rinnovabili che a sua volta detiene il 100% di Greensource che comprende, direttamente o attraverso le società controllate, tutti gli impianti fotovoltaici, sia quelli di proprietà CCPL che quelli conferiti da Iren Rinnovabili per una potenza complessiva di 17MW.

## ORGANICO DEL GRUPPO IREN

Al 30 settembre 2013 risultavano in forza al Gruppo Iren 4.559 dipendenti, in riduzione dello 0,2% rispetto al 31 dicembre 2012, quando erano 4.567. Nella tabella seguente si riporta la consistenza degli addetti al 30 settembre 2013, suddivisa per Holding e Società di Primo Livello (con relative controllate).

<b>Società</b>	<b>Organico al 30.09.2013</b>	<b>Organico al 31.12.2012</b>
Iren S.p.A.	262	263
Iren Acqua Gas e controllate	980	977
Iren Ambiente e controllate	200	198
Iren Emilia e controllate	1.667	1.672
Iren Energia e controllate	1.002	1.008
Iren Mercato e controllate	448	449
<b>Totale</b>	<b>4.559</b>	<b>4.567</b>

Si evidenzia che dalla nascita del Gruppo Iren (01/07/2010) l'organico si è ridotto complessivamente di 314 unità (-162 per saldo assunzioni/cessazioni; -152 per operazioni di variazione di perimetro).

# INFORMAZIONI SUL TITOLO IREN NEI PRIMI NOVE MESI DEL 2013

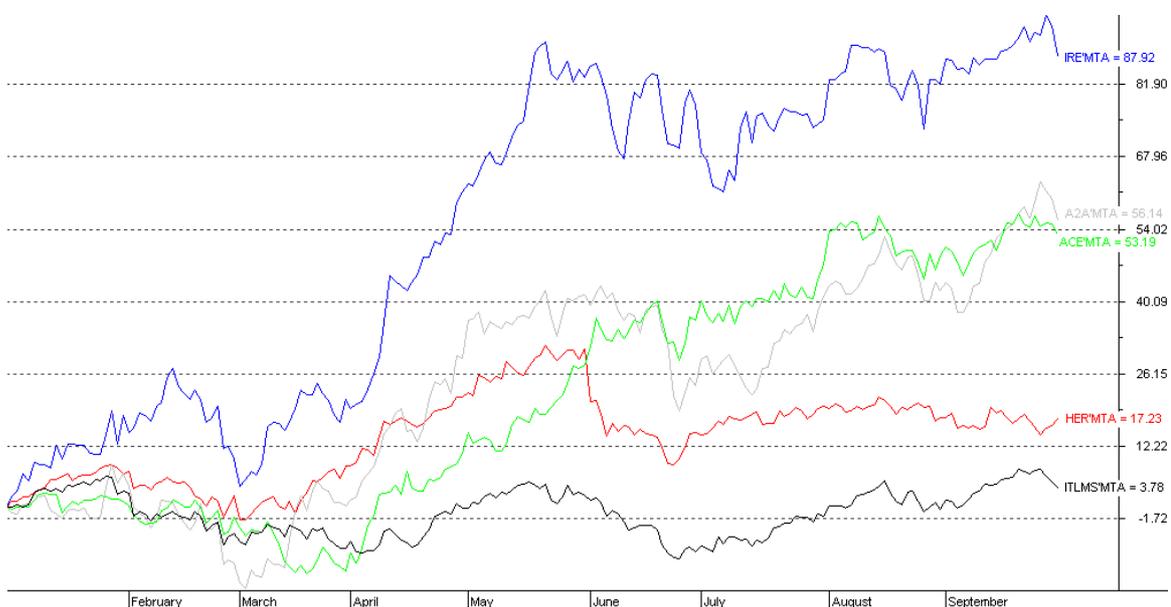
## Andamento del titolo IREN in Borsa

Nei primi nove mesi del 2013 il mercato borsistico italiano ha riportato una crescita dell'indice MTA di circa il 3,8%, mentre i titoli delle principali multiutility sono cresciuti in un range che va dal 17% di Hera al 56% di A2A.

E' di particolare rilevanza la performance del titolo Iren che, nello stesso periodo, ha realizzato una crescita di circa l'88%.

Ad influenzare positivamente l'andamento del titolo sono stati diversi fattori, tra cui principalmente:

- l'efficacia delle azioni straordinarie mirate alla riduzione del debito;
- i buoni risultati del Primo Semestre 2013 che confermano il profilo difensivo del portafoglio delle attività del Gruppo che ha riportato risultati positivi nonostante il perdurare della difficile congiuntura economica;
- l'apprezzamento della nuova Governance del Gruppo e la nomina dei nuovi Vertici (Presidente ed Amministratore Delegato).



Il titolo Iren a fine settembre 2013 si è attestato a 0,90 euro per azione con volumi medi da inizio anno che si sono attestati intorno a 2,6 milioni di pezzi giornalieri.

Nello stesso periodo il prezzo medio è stato di 0,74 euro per azione avendo toccato il massimo di 0,93 euro per azione il 25 settembre 2013 ed il minimo di 0,48 ad inizio anno.

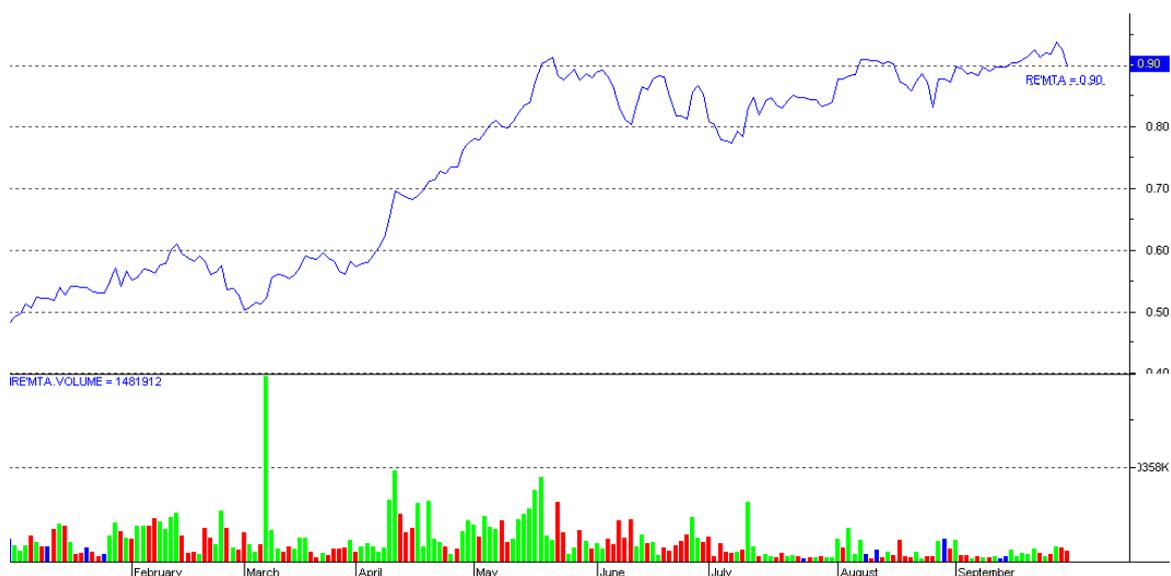
### DATI DI BORSA

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

### euro/azione nei primi 9 mesi del 2013

0,74  
0,93  
0,48  
1.276.226

## Andamento prezzo e volumi del titolo IREN



### Il *coverage* del titolo

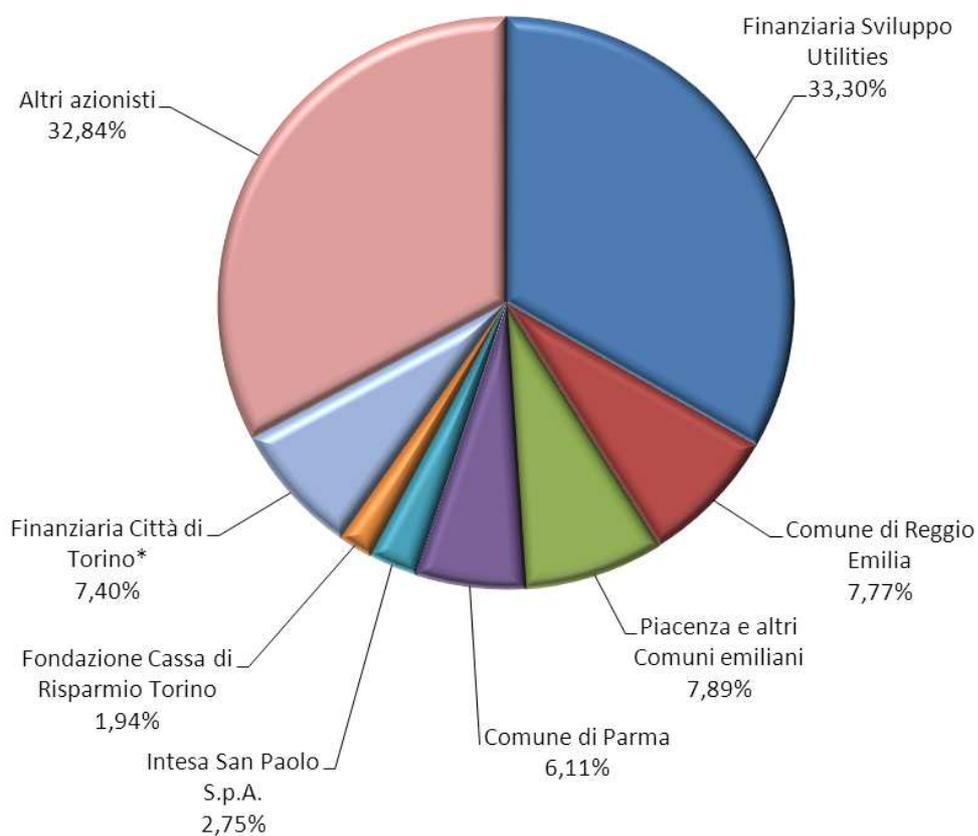
Nel corso dell'ultimo anno si sono verificati numerosi cambi di strategia tra i broker focalizzati sul settore delle multiutility italiane: si sono verificate delle operazioni di fusione tra banche mentre altre hanno deciso di abbandonare la copertura del mercato italiano.

Attualmente, il Gruppo IREN è attualmente seguito da quattro broker: KeplerCheuvreux, Equita, Intermonte, Banca Akros.

## Azionariato

Al 30 settembre 2013 sulla base delle informazioni disponibili alla società, l'azionariato di IREN era il seguente:

### Azionariato di Iren S.p.A (% su capitale sociale complessivo)



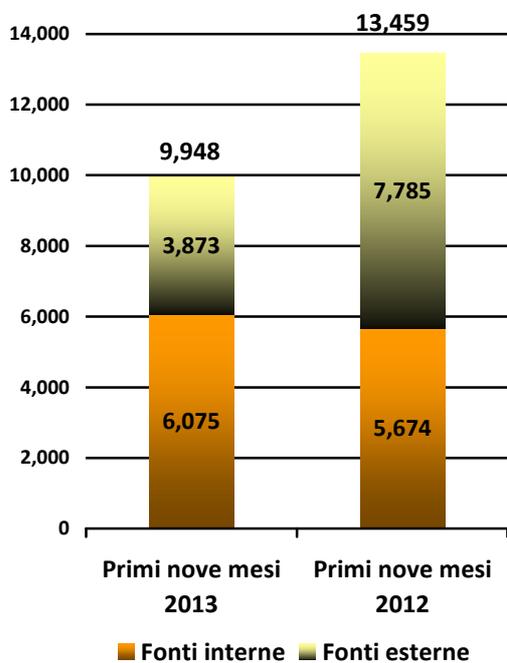
(\*) azioni di risparmio prive di diritto di voto

## DATI OPERATIVI

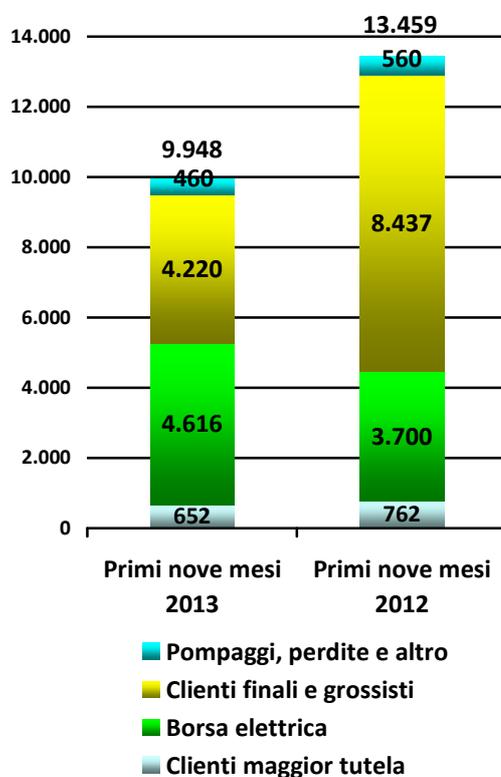
### Bilancio dell'energia elettrica

GWh	Primi 9 mesi 2013	Primi 9 mesi 2012	Variaz. %
<b>FONTI</b>			
Produzione lorda	6.075	5.674	7,1
<i>a) Termoelettrica</i>	4.238	3.715	14,1
<i>b) Idroelettrica</i>	1.004	824	21,8
<i>c) Produzione da WTE e Fonti Rinnovabili</i>	94	92	2,2
<i>d) Produzione da impianti Edipower</i>	739	1.043	(29,1)
<i>e) Produzione da impianti Tirreno Power</i>	0	0	0
Acquisto da Acquirente Unico	684	800	(14,5)
Acquisto energia in Borsa Elettrica	1.585	3.895	(59,3)
Acquisto energia da grossisti	1.604	3.090	(48,1)
<b>Totale Fonti</b>	<b>9.948</b>	<b>13.459</b>	<b>(26,1)</b>
<b>IMPIEGHI</b>			
Vendite a clienti di maggior tutela	652	762	(14,4)
Vendite in Borsa Elettrica	4.616	3.700	24,8
Vendite a clienti finali e grossisti	4.220	8.437	(50,0)
Pompaggi, perdite di distribuzione e altro	460	560	(17,9)
<b>Totale Impieghi</b>	<b>9.948</b>	<b>13.459</b>	<b>(26,1)</b>

#### Composizione Fonti



#### Composizione Impieghi

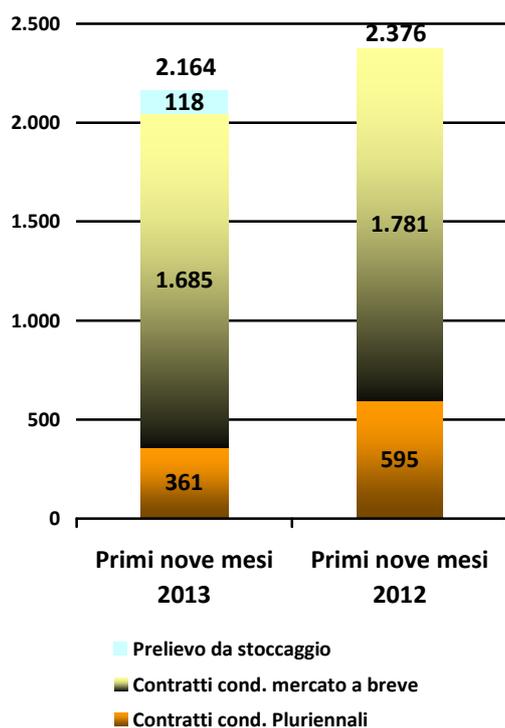


## Bilancio del gas

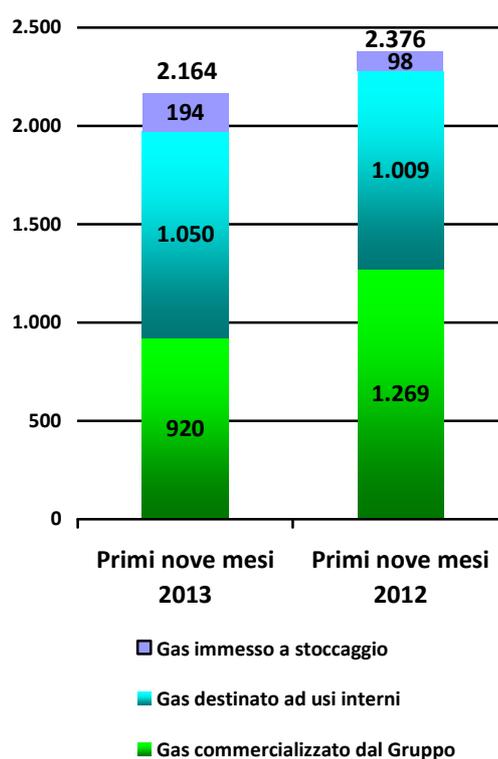
Milioni di metri cubi	Primi 9 mesi 2013	Primi 9 mesi 2012	Variaz. %
<b>FONTI</b>			
Contratti con condizioni pluriennali	361	595	(39,3)
Contratti con condizioni mercato a breve (annuali e spot)	1.685	1.781	(5,4)
Gas in stoccaggio	118	-	n.s.
<b>Totale Fonti</b>	<b>2.164</b>	<b>2.376</b>	<b>(8,9)</b>
<b>IMPIEGHI</b>			
Gas commercializzato dal Gruppo	920	1.269	(27,5)
Immeso a stoccaggio	194	98	98,0
Gas destinato ad usi interni (1)	1.050	1.009	4,0
<b>Totale Impieghi</b>	<b>2.164</b>	<b>2.376</b>	<b>(8,9)</b>

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

### Composizione Fonti



### Composizione Impieghi



## Servizi a rete

	Primi 9 mesi 2013	Primi 9 mesi 2012	Variaz. %
<b>DISTRIBUZIONE ENERGIA ELETTRICA</b>			
Energia elettrica distribuita (GWh)	3.134	3.214	(2,5)
N. contatori elettronici	694.753	685.034	1,4
<b>DISTRIBUZIONE GAS</b>			
<i>Gas distribuito da Aes Torino (mln mc) (*)</i>	429	377	13,7
<i>Gas distribuito da Iren Acqua Gas (mln mc)</i>	278	271	2,7
<i>Gas distribuito da Iren Emilia (mln mc)</i>	662	638	3,7
Totale Gas distribuito	1.369	1.286	6,4
<b>TELERISCALDAMENTO</b>			
Volumetria teleriscaldata (mln mc)	77	73	5,2
Rete Teleriscaldamento (Km)	828	806	2,7
<b>SERVIZIO IDRICO INTEGRATO</b>			
Volumi Acqua (mln mc)	129	133	(2,7)

(\*) Aes Torino al 51%

# SCENARIO DI MERCATO

## Scenario energetico nazionale

Nel periodo Gennaio-Settembre 2013 la produzione netta di energia elettrica in Italia è stata pari a 210.692 GWh in riduzione (-4,3%) rispetto allo stesso periodo del 2012. La richiesta di energia elettrica, pari a 239.047 GWh (-3,7%) è stata soddisfatta per l'88,9% dalla produzione nazionale (-0,6%) e per il restante 11,1% dal saldo con l'estero. A livello nazionale, la produzione termoelettrica tradizionale è stata pari a 135.816 GWh, con una riduzione del 15% rispetto al 2012 ed ha rappresentato il 64,5% dell'offerta produttiva; la produzione di fonte idroelettrica è stata pari a 40.695 GWh (+29,0% rispetto al 2012) rappresentandone il 19,3% mentre la produzione da fonte geotermica, eolica e fotovoltaica è stata pari a 34.181 GWh (+18,6%) coprendo il 16,2% dell'offerta.

## Domanda e offerta di energia elettrica cumulata

	(GWh e variazioni tendenziali)		
	fino al 30 settembre 2013	fino al 30 settembre 2012	Var. %
<b>Domanda</b>	<b>239.047</b>	<b>248.246</b>	<b>(3,7)</b>
- Nord	109.288	112.468	(2,8)
- Centro	70.656	73.278	(3,6)
- Sud	36.028	37.202	(3,2)
- Isole	23.075	25.298	(8,8)
<b>Produzione netta</b>	<b>210.692</b>	<b>220.108</b>	<b>(4,3)</b>
- Idroelettrico	40.695	31.548	29,0
- Termoelettrico	135.816	159.750	(15,0)
- Geotermoelettrico	3.962	3.937	(0,6)
- Eolico e fotovoltaico	30.219	24.873	21,5
<b>Saldo estero</b>	<b>30.099</b>	<b>30.222</b>	<b>(0,4)</b>

Fonte: elaborazione RIE su dati TERNA

I primi nove mesi del 2013 hanno visto complessivamente una riduzione della domanda elettrica rispetto al pari periodo dell'anno precedente (-3,7%) corrispondente a circa -9,2 TWh. I decrementi percentuali si verificano in tutte le zone del Paese ad eccezione della zona Lombardia (+0,9%); i maggiori decrementi si registrano in Sardegna (-20,0%), a seguire nella zona Nord Ovest (-8,6%).

Nei primi nove mesi del 2013 il prezzo medio del greggio è stato pari a 111,9 \$/bbl, in sostanziale tenuta rispetto allo stesso periodo del 2012 (-0,2%). Il cambio \$/€ medio è stato 1,317 in aumento rispetto alla media dello stesso periodo del 2012 (1,286). Per effetto delle precedenti dinamiche, la quotazione media del greggio in euro è stata 82,3 €/bbl nel 2013 in riduzione rispetto al valore medio del 2012 (-5,8%).

Nel terzo trimestre 2013, le quotazioni in dollari del Brent Dated hanno visto una dinamica rialzista rispetto al secondo trimestre, riportandosi sul valore medio di 110 \$/bbl vicino agli attuali valori massimi annuali raggiunti in gennaio e febbraio e ribattendo i valori medi del terzo trimestre 2012. Le oscillazioni giornaliere maggiori si sono avute in settembre, mese in cui si riscontrano il valore massimo raggiunto dalle quotazioni (117,1 \$/bbl) e il minimo (107,8 \$/bbl).

Il rialzo avutosi negli ultimi tre mesi appare legato al ritorno del fear premium - associato al rischio geopolitico in alcune aree chiave per la produzione e il commercio di idrocarburi - e alle molteplici carenze lato offerta specie in Medio Oriente e Nord Africa. Sembra comunque confermarsi il livello-soglia dei 100 \$/bbl che il Brent fatica ad abbandonare se non per brevissimi lassi di tempo.

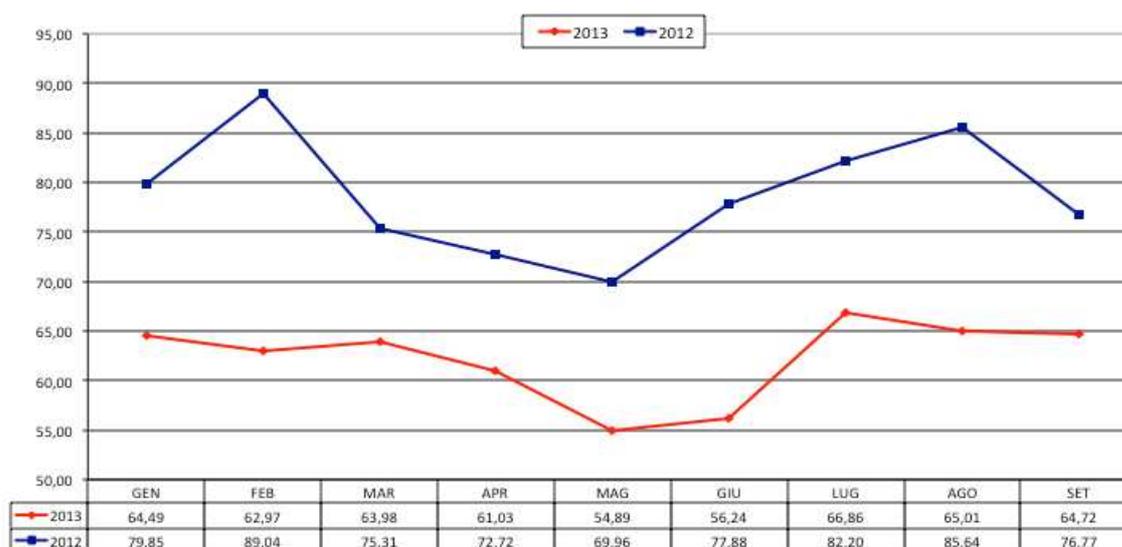
### Andamento del Brent (€/bbl)



La borsa elettrica nel terzo trimestre 2013 ha mostrato un prezzo medio (65,5 €/MWh) in netta discesa (-19,6%) rispetto allo stesso periodo del 2012. In ragione d'anno la discesa del PUN risulta del - 21%. Il valore, d'altra parte, è in crescita congiunturale del 14,2% rispetto al trimestre precedente. Ciò segue l'andamento della richiesta di elettricità che mostra un calo del -3,8%<sup>1</sup> (-3,3 TWh) rispetto al terzo trimestre 2012 contro un aumento del +8,2% verso il trimestre precedente.

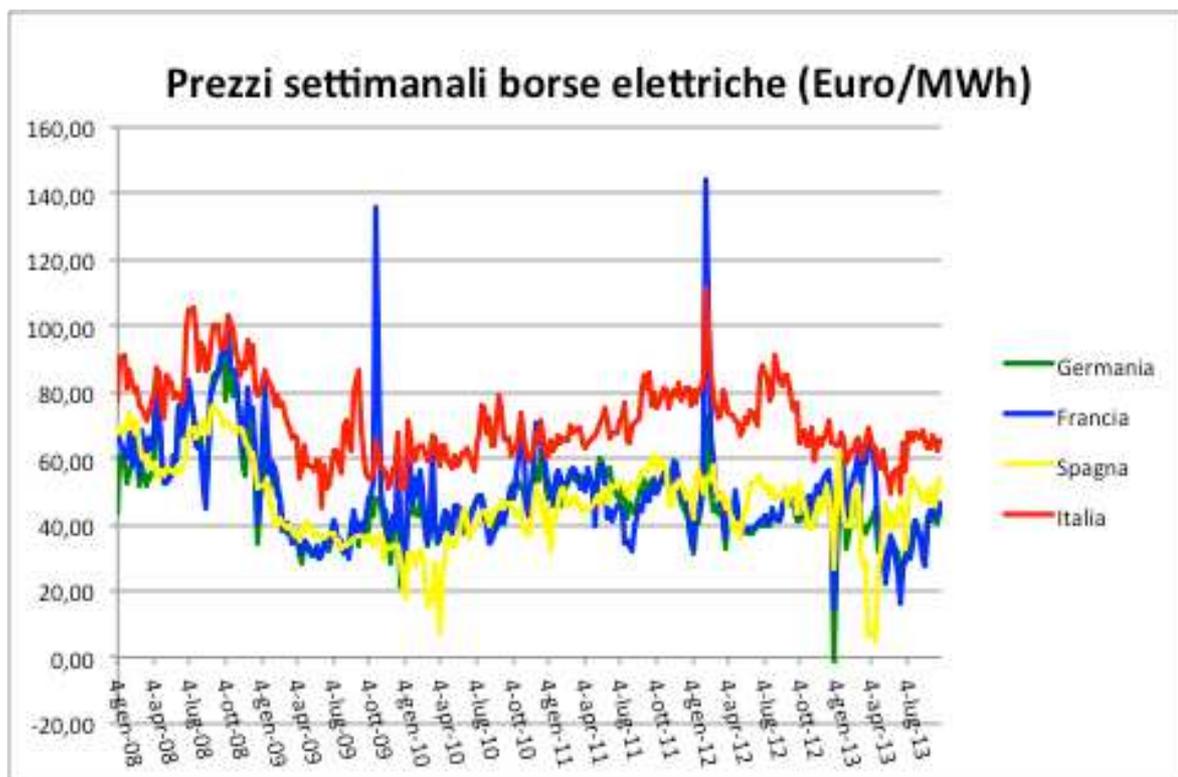
Relativamente ai prezzi zionali si conferma sia per il trimestre sia in ragione d'anno la zona Sud essere l'area di minimo, la Sicilia la zona di massimo, rispettivamente con 56,2 €/MWh e 92,3 €/MWh. La Sardegna vede, nell'anno, riallineare il proprio prezzo alla media nazionale, quotando 60,7 €/MWh e passando dal + 12,3% sul PUN del 2012 all'attuale -2,5%.

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



Le principali borse elettriche europee hanno espresso, nel terzo trimestre, un prezzo medio di 42,03 €/MWh con un differenziale rispetto al PUN medio di circa 24 €/MWh.

<sup>1</sup> Dati provvisori TERNA



Relativamente al mercato dei futuri nella tabella seguente l'indicazione ed il confronto tra i prezzi medi mensili espressi dall'IDEX. Nei tre mesi da Luglio ad Agosto si registrano variazioni in leggera riduzione per la quotazione del trimestrale con scadenza più vicina mentre questa risulta in lieve aumento per i trimestrali da marzo a settembre 2014. Il futuro annuale (Dicembre 2014) che quotava 67,0 €/MWh a Gennaio 2013 si è portato a 61,9 €/MWh in Settembre (-5,1 €/MWh).

Luglio 2013 futures		Agosto 2013 futures		Settembre 2013 futures	
<b>mensili</b>	<b>€/MWh</b>	<b>mensili</b>	<b>€/MWh</b>	<b>mensili</b>	<b>€/MWh</b>
ago-12	66,6	set-12	65,3	ott-12	63,3
set-13	66,1	ott-13	63,9	nov-13	65,1
ott-13	64,1	nov-13	64,9	dic-13	65,0
<b>trimestrali</b>	<b>€/MWh</b>	<b>trimestrali</b>	<b>€/MWh</b>	<b>Trimestrali</b>	<b>€/MWh</b>
dic-13	65,0	dic-13	64,6	dic-13	64,5
mar-13	63,8	mar-14	63,6	mar-14	64,0
giu-13	56,8	giu-14	56,4	giu-14	57,5
sett-14	62,8	sett-14	63,3	sett-14	63,6
<b>annuali</b>	<b>€/MWh</b>	<b>annuali</b>	<b>€/MWh</b>	<b>annuali</b>	<b>€/MWh</b>
dic-14	61,3	dic-14	61,1	dic-14	61,9

Fonte: elaborazioni RIE su dati IDEX

#### *Il Mercato del Gas Naturale*

Anche nel terzo trimestre 2013 è continuato il calo della domanda di gas naturale in Italia rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente, determinato dalle forti riduzioni registrate dai consumi termoelettrici. Nel corso dei primi nove mesi dell'anno i volumi prelevati dal sistema risultano inferiori dell'8,3% in confronto al 2012, pari a 4,5 mld mc. La profonda contrazione degli usi gas nelle centrali per 4,1 mld mc (-21,7%) spiega quasi interamente il calo complessivo. Diminuzione della domanda elettrica

(-3,7% nei nove mesi per 9,2 TWh) conseguente alla crisi economica, produzione idroelettrica più elevata dell'anno scorso (+29,0% pari a +9,2 TWh) per la piovosità che ha caratterizzato la prima parte del 2013, ulteriore crescita dell'eolico (+23,9%, +2,3 TWh) e del fotovoltaico (+20,1%, +3,1TWh) hanno fortemente penalizzato l'uso del gas per la produzione elettrica. Rispetto al 2010 la diminuzione del termoelettrico risulta del 31,6% .

I consumi dei siti industriali allacciati alla rete di trasporto rilevano nei nove mesi una leggera diminuzione pari all'1,9% vs. il 2012. I prelievi delle reti di distribuzione risultano appena superiori (+1,6%) rispetto a quelli dello scorso anno.

Una proiezione a fine anno indica consumi per circa 70 mld mc rispetto ai 74,9 mld mc del 2012.

#### Impieghi/fonti di gas naturale nel periodo gennaio- settembre 2013 e confronto con gli anni precedenti

gennaio – settembre	2013	2012	2011	2010	Var. % '13/'12	Var. % '13/'11	Var. % '13/'10
<b>GAS PRELEVATO (Mld mc)</b>							
Impianti di distribuzione	23,4	23,0	22,5	24,0	1,6	4,0	(2,7)
Usi industriali	9,7	9,9	10,0	9,7	(1,9)	(2,9)	0,0
Usi termoelettrici	15,1	19,2	21,2	22,1	(21,3)	(28,8)	(31,6)
Rete Terzi e consumi di sistema (*)	1,3	1,9	1,8	2,1	(32,1)	(29,3)	(39,9)
<b>Totale prelevato</b>	<b>49,5</b>	<b>54,0</b>	<b>55,5</b>	<b>57,9</b>	<b>(8,3)</b>	<b>(10,9)</b>	<b>(14,6)</b>
<b>GAS IMMESSO (Mld mc)</b>							
Produzione nazionale	5,6	6,2	5,9	6,2	(8,8)	(5,4)	(9,0)
Importazioni	44,7	51,3	53,5	54,2	(12,8)	(16,4)	(17,5)
Stoccaggi	(0,9)	(3,5)	(3,9)	(2,4)	(75,4)	(78,2)	(64,2)
<b>Totale immesso</b>	<b>49,5</b>	<b>54,0</b>	<b>55,5</b>	<b>57,9</b>	<b>(8,3)</b>	<b>(10,9)</b>	<b>(14,6)</b>

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

Fonte: elaborazioni su dati Snam Rete Gas:provvisori per il periodo gennaio – marzo 2013

Lato immissioni nel sistema, in un contesto di riduzione delle importazioni complessive del 12,8% rispetto al 2012, i volumi in ingresso a Mazara del Vallo (recenti le rinegoziazioni con l'Algeria con abbassamento degli impegni minimi contrattuali) sono calati del 43% circa (-6,7 mld mc), mentre quelli a Tarvisio (Russia) sono cresciuti del 28% (+4,9 mld mc). Passo Gries (Norvegia, Olanda) fa registrare -39% e Gela (Libia) -1%. Esigui i volumi rigassificati a Panigaglia (50 ml mc; -95%), in calo del 12% quelli al terminale di Rovigo. Le immissioni da produzione nazionale si sono ridotte dell'8,8%.

Relativamente agli stoccaggi le proiezioni di fine settembre dei due operatori Stogit ed Edison Stoccaggio indicano al 31 ottobre (fine formale del periodo di iniezione) giacenze degli utenti per circa 9,8 md mc, inferiori rispetto allo spazio conferito di 10,5 md mc e alla giacenza dell'anno scorso di 10,9 md mc (la capacità tecnica complessiva disponibile per il sistema, al netto dello strategico, è di circa 11,8 md mc).

I prezzi internazionali del gas continuano a mostrare forti differenze tra macro aree a causa di difformità nelle condizioni locali di mercato e degli equilibri domanda/offerta, diversi sistemi di pricing, costi di trasporto. Esprimendo i valori in \$/Mbtu, mentre i prezzi europei si situano tra i 10,6 (spot) e 11,8 \$/Mbtu (lungo termine), i prezzi all'ingrosso USA, pur in leggero aumento rispetto al 2012, si mantengono nel 2013 sui 3,7 \$/Mbtu, quindi 1/3 circa dei prezzi europei; i prezzi asiatici (GNL spot), invece risultano mediamente superiori a quelli europei del 35-50% (16 \$/Mbtu).

Nel corso del terzo trimestre 2013 non si sono registrati cambiamenti significativi nei fondamentali del mercato europeo del gas, persistendo una situazione di domanda debole nei settori termoelettrico ed industriale ed abbondanza di offerta. In tale contesto si è andato confermando un modello di pricing "ibrido", in cui due sistemi di prezzo, a lungo termine oil linked e spot, coesistono problematicamente e si influenzano. Si tratta di una situazione presumibilmente in fase di transizione il cui punto di approdo e di equilibrio rimane estremamente incerto nelle modalità e nei tempi.

Durante i nove mesi dell'anno i prezzi a breve dei principali mercati - a parte un'impennata in marzo dovuta all'eccezionale ondata di freddo che ha investito il Nord Europa combinata con alcuni problemi congiunturali lato offerta del sistema britannico - si sono mantenuti mediamente inferiori a quelli di

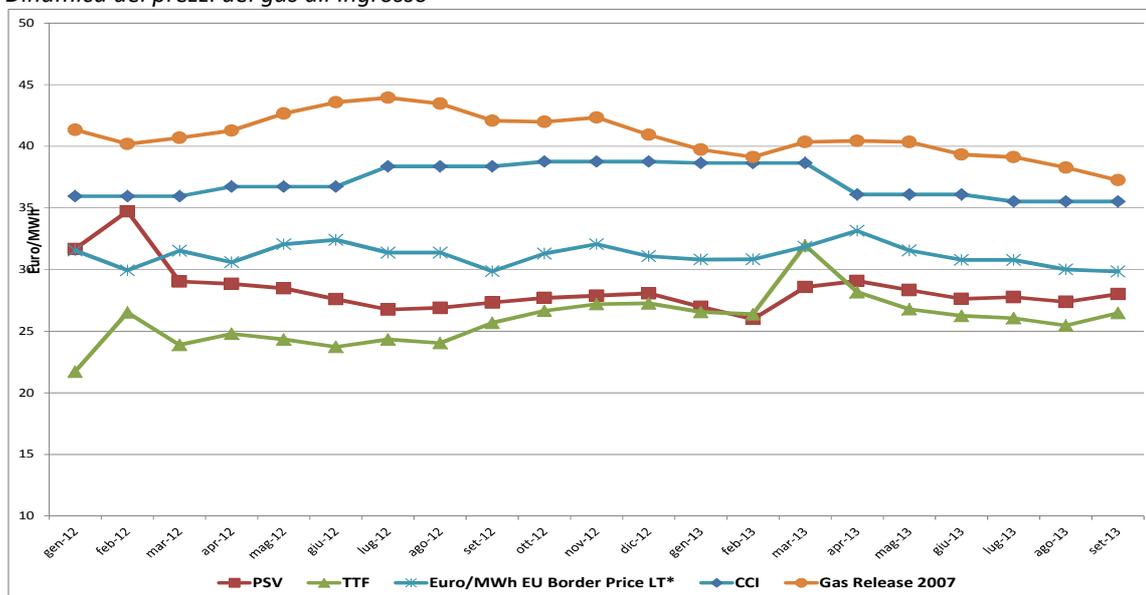
importazione alla frontiera nell'ordine del 13%, una differenza minore rispetto al 22% circa registrato nello stesso periodo 2012. In termini assoluti, infatti, mentre i prezzi dei contratti a lungo termine, rispetto all'anno scorso, sono stati pressoché costanti, i prezzi dei principali hubs nord-europei hanno registrato un aumento medio dell'11,5% situandosi indicativamente su 27,2 €/MWh rispetto ai 24,3 €/MWh del 2012.

Nell'arco di tempo in esame il Punto di scambio virtuale (PSV) italiano ha espresso un valore medio di 27,8 €/MWh rispetto ai 29,0 €/MWh del 2012, quindi in diminuzione (-4,1%) a differenza degli hubs del Centro-Nord Europa. I valori del PSV ad inizio 2012 risultavano però molto più elevati delle altre piazze (fino a 9-10 €/MWh), quindi il risultato medio 2013 è frutto dell'avvicinamento graduale dell'hub italiano ai prezzi degli altri mercati cominciato già nel corso dell'anno precedente. Mentre nel primo trimestre 2013 l'hub nazionale è sceso anche su valori medi leggermente inferiori rispetto a quelli del TTF (-3,9%; -1,1 €/MWh) ed in linea con quelli di Baumgarten, nei trimestri successivi le quotazioni medie del PSV sono tornate superiori a quelle degli hubs olandese e austriaco su un ordine di valori correlabile ai costi fisiologici di trasporto del gas fra hubs: in particolare nel terzo trimestre il PSV ha registrato un prezzo medio maggiore di 1,7 €/MWh (+6,6%) vs il TTF e di 0,8 €/MWh (+2,7%) rispetto all'hub austriaco.

Il mercato del bilanciamento italiano (PB-Gas) ha fatto rilevare nei 9 mesi un prezzo medio di 28,9 €/MWh, quindi molto prossimo a quello del PSV. La M-Gas (Borsa Gas) resta un mercato ancora ben poco o nulla utilizzato con scambi del tutto residuali o assenti. Dal 2 settembre è partito formalmente il mercato a termine senza però registrare ancora transazioni.

Riguardo i valori italiani del gas all'ingrosso legati prevalentemente o interamente ai prodotti petroliferi il riferimento è alla c.d. componente di commercializzazione all'ingrosso (CCI), definita da AEEG per il servizio di tutela, e alla formula della "Gas Release" 2007. Nei primi nove mesi la CCI è stata mediamente pari a 36,0 €/MWh, in diminuzione del 2,6% rispetto allo stesso periodo 2012, ciò soprattutto in conseguenza dell'aumentato peso dei prezzi a breve (20% nel secondo e terzo trimestre 2013) nella formula che ha determinato la componente fino al 30 settembre di quest'anno. Come noto dal 1° ottobre l'AEEG ha stabilito per il calcolo della materia prima l'abbandono della CCI e dello storico riferimento ai contratti di importazione di lungo periodo oil linked per passare interamente al collegamento con i prezzi dei mercati a breve. Quanto alla "Gas Release 2007", formula legata esclusivamente ai prodotti petroliferi, nel periodo considerato ha espresso un valore medio di 39,3 €/MWh vs 42,1 €/MWh del pari periodo 2012 (-6,7%).

*Dinamica dei prezzi del gas all'ingrosso*



\*Prezzo indicativo

Fonte: elaborazioni RIE su Platts, European Gas Daily, World Gas Intelligence

## QUADRO NORMATIVO

Nel seguito sono presentate le principali novità normative emerse nel corso dei primi nove mesi del 2013 che influenzano i settori nei quali il Gruppo opera; per un'analisi più completa si rimanda alle informazioni contenute nel Bilancio Consolidato 2012 del Gruppo.

### *Energia Elettrica*

#### ***Delibera 262/2013/R/efr del 13 giugno 2013 “Modificazioni e integrazioni alla deliberazione dell’Autorità per l’energia elettrica ed il gas 48/04, in materia di remunerazione transitoria della disponibilità di capacità produttiva” pubblicata il 17 giugno 2013***

Nell’ambito della gestione del meccanismo di remunerazione della disponibilità di capacità produttiva, l’art. 5 del decreto legislativo 379/03 prevede che - per un periodo transitorio e fino alla data di entrata in funzione del sistema di remunerazione “a mercato” previsto dall’art. 1 del medesimo decreto legislativo - l’AEEG definisca ed aggiorni il corrispettivo per la remunerazione della disponibilità di capacità produttiva ai fini del raggiungimento dell’adeguatezza della capacità produttiva del sistema elettrico nazionale.

Con il provvedimento in oggetto, il Regolatore, attuando ulteriori integrazioni e modificazioni all’Art. 35 della deliberazione 48/04, ha altresì definito i criteri per la determinazione del corrispettivo di remunerazione della capacità produttiva (“CAP1”) per il periodo compreso tra l’1 gennaio 2012 e il 31 dicembre 2013, indicando allo scopo anche le modalità di copertura dell’onere derivante dal riconoscimento di tale corrispettivo per gli anni 2012 e 2013.

#### ***Delibera 285/2013/R/EEL del 28 giugno 2013 “Nuove misure urgenti in materia di contenimento degli oneri di dispacciamento”***

Facendo seguito alle comunicazioni inviate da Terna, mediante le quali è stato evidenziato all’AEEG il sostanziale incremento degli oneri di dispacciamento (uplift) riconducibile sia al “maggior costo degli sbilanciamenti non penalizzati” che all’aumento del costo sostenuto per remunerare il servizio di accensione fornito dalle unità di produzione nel MSD, l’Autorità, con il provvedimento, ha disposto l’adozione di interventi per il contenimento dell’uplift.

#### ***Delibera 338/2013/R/efr del 25 luglio 2013 “Definizione del contratto-tipo ai fini dell’erogazione degli incentivi previsti dal decreto interministeriale 28 dicembre 2012, relativi a interventi di piccole dimensioni per l’incremento dell’efficienza energetica e per la produzione di energia termica da fonti rinnovabili”***

Nell’ambito della gestione degli incentivi previsti dal Decreto Interministeriale 28 dicembre 2012 - attuativo di quanto previsto dall’Art. 28, comma 1, del D.lgs 3 marzo 2011, n.28 - l’AEEG con la deliberazione in oggetto ha pubblicato il contratto-tipo da utilizzare ai fini dell’erogazione degli incentivi riconosciuti dal citato decreto per gli interventi di piccole dimensioni effettuati per l’incremento dell’efficienza energetica e per la produzione di energia termica da fonti rinnovabili.

#### ***Delibera 375/2013/R/eel del 05 settembre 2013 “Verifica finale di conformità dello schema di disciplina del nuovo mercato della capacità consultato da Terna”***

Con il presente provvedimento l’Autorità ha verificato positivamente la conformità dello Schema di Disciplina, della Relazione Tecnica e dello Schema di Rapporto Annuale relativo al costituendo mercato della capacità produttiva, predisposti da Terna, rispetto ai criteri e alle condizioni fissate dalla medesima AEEG con la deliberazione ARG/elt 98/11 del 21 luglio 2011.

Scopo finale della riforma del sistema c.d. di Capacity Payment viene indicato, da un lato, quello di soddisfare - in sicurezza e con adeguati livelli di qualità - la domanda attesa di energia elettrica con riferimento alle ore e alle zone caratterizzate da maggiore scarsità di offerta, dall’altro, quello di definire un quadro regolatorio adeguato e stabile per il sostegno degli investimenti, anche pluriennali, finalizzati allo sviluppo di nuovi impianti di produzione.

Il Regolatore ha disposto, infine, che TERNA trasmetta, entro il 20 settembre 2013, al Ministro dello Sviluppo Economico, per l’approvazione conclusiva, la Relazione Tecnica e lo Schema di Rapporto Annuale nonché lo Schema di Disciplina modificato nel rispetto di quanto sopra richiamato.

***Delibera 391/2013/R/efr del 19 settembre 2013 “Disposizioni per la determinazione degli obiettivi di risparmio di energia primaria in capo ai distributori di energia elettrica e di gas naturale soggetti agli obblighi di cui al decreto ministeriale 28 dicembre 2012”***

Nell’ambito della regolazione del meccanismo dei TEE, l’AEEG, ai sensi del Decreto Ministeriale 28 dicembre 2012 recante “Determinazione degli obiettivi quantitativi nazionali di risparmio energetico che devono essere perseguiti dalle imprese di distribuzione dell’energia elettrica e il gas per gli anni dal 2013 al 2016 e per il potenziamento del meccanismo dei certificati bianchi”, ha avviato la raccolta dei dati funzionali ad effettuare la ripartizione, tra i soggetti obbligati, degli obiettivi nazionali annuali di riferimento.

Ciò premesso, con il provvedimento in oggetto, il Regolatore ha dato attuazione a quanto disposto dall’art. 4, commi 6 e 7, del citato DM 28 dicembre 2012, peraltro con modalità che risultano analoghe a quelle già utilizzate in passato, in quanto tali specifiche disposizioni risultano sostanzialmente conformi a quanto già disposto in precedenza dai DDMM 20 luglio 2004 e dal DM 21 dicembre 2007.

In particolare, con riferimento alla comunicazione da parte dei singoli distributori obbligati dei dati necessari a consentire, da parte dell’AEEG, la ripartizione dell’obiettivo 2013, l’Autorità stessa ha fissato al 31 ottobre p.v. il termine ultimo entro il quale ogni esercente è tenuto a comunicare i dati richiesti, anche al fine di poter realizzare una progressiva ottimizzazione delle richieste informative rivolte annualmente dall’AEEG ai distributori di energia elettrica e gas, con una conseguente riduzione degli adempimenti a carico di tali esercenti.

***Documento per la consultazione del 7 agosto 2013 368/2013/R/GAS “Mercato dell’energia elettrica, riforma della disciplina degli sbilanciamenti effettivi – Primi orientamenti”***

Al fine di minimizzare il disallineamento esistente tra la valorizzazione degli sbilanciamenti (così come determinata in base alla disciplina attualmente in vigore) e quella dell’energia elettrica acquistata e venduta da Terna in tempo reale, le soluzioni proposte dall’AEEG prevedono alternativamente:

- il calcolo dei prezzi di sbilanciamento sulla base di prezzi marginali nodali calcolati dal TSO (Transport System Operator): per ciascun periodo rilevante Terna calcola i prezzi marginali nodali in esito all’ultima sessione del mercato del bilanciamento sulla base delle sole curve di offerta per “altri servizi”, escludendo le offerte relative al servizio di riserva secondaria;
- il calcolo dei prezzi di sbilanciamento sulla base di zone dinamiche in sostituzione delle macrozone statiche attualmente adottate per la determinazione del segno dello sbilanciamento aggregato zonale e dei relativi prezzi. Per gli effetti, in ciascun periodo rilevante, una zona dinamica di bilanciamento risulterebbe determinata tenendo conto dei flussi di energia effettivi tra zone confinanti, ovvero, qualora il flusso di energia tra due zone di mercato non dovesse saturare il limite di transito tra esse esistente, tali zone potrebbero costituire un’unica zona di bilanciamento in caso contrario si configurerebbero due zone di bilanciamento separate. Definite le zone di bilanciamento dinamiche, Terna procede a calcolare i prezzi di sbilanciamento escludendo tutte le movimentazioni di energia effettuate indipendentemente dallo sbilanciamento zonale.

## ***Gas***

***La delibera AEEG n. 406/2013/R/Gas del 26 settembre (“Aggiornamento per il trimestre 1 ottobre-31 dicembre delle condizioni economiche di fornitura gas per il servizio di tutela”)*** ha comportato la prima applicazione delle disposizioni della delibera 196/2013/R/Gas di riforma della metodologia di calcolo della materia prima con riferimento ai prezzi dei mercati a breve termine.

***La Delibera AEEG n. 438/2013/R/Gas dell’8 ottobre (“Criteri di regolazione delle tariffe di rigassificazione del gas naturale liquefatto per il periodo 2014-2017”)*** stabilisce principi e formule per la determinazione delle tariffe dei rigassificatori per il quarto periodo regolatorio. Il provvedimento conferma le disposizioni in merito al fattore di copertura dei ricavi per i casi di rinuncia e revoca dell’esenzione del diritto di accesso a terzi previsti dalla delibera 272/2013/R/Gas, inserendole con alcune modifiche nel testo integrato per il nuovo periodo di regolazione. In particolare viene riconosciuto il diritto di applicazione al fattore di copertura dei ricavi:

- ai terminali che hanno acquisito nel terzo periodo di regolazione il diritto al fattore di garanzia in conformità con la disciplina vigente in quel periodo tariffario, pari ad un massimo del 64% dei ricavi di capacità del terminale;

- ai nuovi terminali inclusi tra le infrastrutture strategiche (di cui all'art. 3 D. Lgsvo 93/11) per una percentuale di copertura determinata caso per caso sulla base di criteri da adottare in un successivo provvedimento che tengano conto della rischiosità dell'iniziativa e del suo contributo alla competitività nel mercato gas ed in coerenza con l'evoluzione dei meccanismi di incentivazione dei nuovi investimenti.

Viene confermato che nei casi di rinuncia o revoca dell'esenzione, il fattore di copertura è calcolato escludendo dai ricavi di riferimento gli incentivi tariffari riconosciuti ai nuovi investimenti.

Sempre in tema di rigassificatori, il **documento di consultazione 347/2013/R/Gas** del 5 settembre ha illustrato gli orientamenti AEEG in merito alle condizioni di allacciamento e di accesso alla rete nazionale di gasdotti in caso di rinuncia o revoca all'esenzione per i terminali GNL.

**La delibera AEEG 447/2013/R/Gas** del 10 ottobre ("*Meccanismo per la promozione della rinegoziazione dei contratti pluriennali di approvvigionamento del gas naturale*"), in collegamento con la riforma del costo della materia prima gas al mercato tutelato, prevede che le imprese di vendita al dettaglio che servono il mercato tutelato, siano esse verticalmente integrate e titolari di contratti ToP o facenti parte del medesimo gruppo di società che comprano gas con contratti ToP o unite da un rapporto di partecipazione ad operatori con contratti ToP e a questi legate da un vincolo di acquisto pluriennale, possono aderire al meccanismo che, subordinatamente alla prestazione di determinate garanzie, riconosce alle imprese quota della differenza, se positiva, tra prezzo di importazione secondo il valore stabilito da AEEG (Ptop) e prezzi spot (CMEM). Il gettito viene alimentato tramite una componente applicata sul prezzo al consumo finale.

**Il Decreto MSE del 9 agosto 2013** ha formalmente avviato a partire dal 2 settembre il mercato a termine fisico del gas naturale attraverso il quale gli operatori possono concludere transazioni su scadenze temporali future in base a tipologie di contratti con periodo di consegna prestabilito previste dalla disciplina del mercato gas gestito dal Gestore dei Mercati Energetici (GME), coprendosi dalle oscillazioni dei prezzi.

**La legge 9 agosto 2013, n. 98** ha convertito il decreto-legge 21 giugno 2013 n. 69 (cd. "Decreto Fare") che ha ristretto ai soli clienti domestici il perimetro del servizio di tutela per il mercato gas.

#### ***Concessioni di grande derivazione ad uso idroelettrico***

A settembre 2013 la Commissione Europea ha avviato un'inchiesta ricognitiva, concernente diversi Stati membri, sulle condizioni di assegnazione, proroga o rinnovo delle concessioni d'acqua per uso idroelettrico ed ha inoltre inviato al Governo una comunicazione di costituzione in mora dell'Italia che afferma la contrarietà a principi e norme del diritto comunitario (libertà di stabilimento; art. 12 della Direttiva "Bolkestein" 2006/123/CE) di talune previsioni recentemente introdotte dal legislatore italiano (con la Legge 134/2012, in sede di conversione del D.L. "Sviluppo" 83/2012), oltre che di alcune norme della legislazione delle Province autonome di Trento e Bolzano.

## FATTI DI RILIEVO DEL PERIODO

### **Presentazione aggiornamento del Piano Industriale al 2015.**

Il Gruppo Iren ha presentato il 6 febbraio 2013 alla comunità finanziaria l'aggiornamento del Piano Industriale al 2015. Il Piano prevede il conseguimento di un Ebitda al 2015 di circa 670 milioni di euro, con una crescita media annua del 3,2%, una Posizione finanziaria netta in contrazione per circa 700 milioni di euro rispetto al 2011 e con valori a fine piano inferiori a 2 miliardi di euro.

Gli investimenti cumulati per il periodo 2013 - 2015 si attestano a circa 800 milioni di euro.

### **Finanziamento di 100 milioni di euro da Cassa Depositi e Prestiti**

Il 25 febbraio 2013 IREN S.p.A. ha stipulato con Cassa Depositi e Prestiti S.p.A. (CDP) un contratto di finanziamento dell'ammontare di 100 milioni di euro e durata 15 anni. L'operazione è destinata a supportare la realizzazione del Piano Industriale 2013-2015 di IREN, in particolare per quanto riguarda gli investimenti del settore Infrastrutture energetiche dove sono previsti interventi di espansione e ammodernamento delle reti di distribuzione del gas e dell'energia elettrica gestite nei territori di riferimento. Gli investimenti previsti dal Gruppo IREN nelle reti energetiche sono stati valutati coerenti con la missione istituzionale di CDP che prevede l'impiego dei fondi per investimenti infrastrutturali a sostegno della crescita del Paese.

### **Approvazione delle modifiche statutarie per la riforma della *governance***

L'Assemblea straordinaria degli azionisti, riunitasi il 19 giugno 2013, ha proceduto alla modifica degli articoli 6, 15, 16, 21, 22, 23, 24, 25, 30, 31, 32, 41 e alla soppressione degli articoli 26, 27, 28, 29 dello Statuto sociale, con conseguente rinumerazione degli articoli 26 e seguenti, nonché dei riferimenti agli articoli statuari in essi contenuti.

### **Nomina del nuovo Consiglio di Amministrazione e del Presidente**

L'Assemblea ordinaria degli Azionisti, riunitasi il 27 giugno 2013, ha provveduto a nominare il nuovo Consiglio di Amministrazione della società che rimarrà in carica per gli esercizi 2013/2014/2015 (scadenza: data di approvazione del bilancio dell'esercizio 2015).

I tredici componenti del nuovo Consiglio di Amministrazione sono: Lorenzo Bagnacani, Roberto Bazzano, Tommaso Dealessandri, Nicola De Sanctis, Anna Ferrero, Alessandro Ghibellini, Fabiola Mascardi, Francesco Profumo, Ettore Rocchi, Andrea Viero, Barbara Zanardi, nominati dalla lista presentata da Finanziaria Sviluppo Utilities S.r.l. e n. 73 Soci pubblici ex Enìa e votata dalla maggioranza, a cui si aggiungono Franco Amato e Roberto Walter Firpo, nominati dalla lista presentata da Fondazione Cassa di Risparmio di Torino ed Equiter S.p.A., votata dalla minoranza.

L'Assemblea ha, inoltre, nominato Francesco Profumo alla carica di Presidente.

### **Attribuite deleghe e poteri da parte del Consiglio di Amministrazione**

Il nuovo Consiglio di Amministrazione, riunitosi il 27 giugno 2013, dopo la nomina da parte dell'Assemblea degli Azionisti, ha proceduto alla nomina del Vice Presidente, Andrea Viero, e dell'Amministratore Delegato, Nicola De Sanctis, oltre che all'attribuzione delle deleghe e dei poteri, così come previsto dagli artt. 25 e 26 dello Statuto vigente.

### **Approvato il progetto di scissione non proporzionale di Edipower**

Sulla base degli accordi assunti tra Iren ed A2A in occasione dell'operazione di acquisizione di Edipower, avvenuta in data 24 maggio 2012, e a seguito della deliberazione assunta, in data 16 gennaio 2013, dal Consiglio di Amministrazione di Iren S.p.A. di dar corso all'esercizio dell'opzione *put* per l'uscita da Edipower, le assemblee straordinarie di Iren Energia ed Edipower hanno approvato il 28 giugno 2013 il progetto di scissione non proporzionale di Edipower. Nel mese di giugno del 2013 Iren S.p.A. aveva conferito ad Iren Energia la propria quota detenuta in Edipower.

L'operazione prevede l'assegnazione ad Iren Energia di un compendio costituito dall'impianto termoelettrico di Turbigo (800 MW) e dal nucleo idroelettrico di Tusciano (circa 250 GWh di produzione

annua), il personale operante in tali impianti, gli ulteriori elementi patrimoniali attivi e passivi attribuibili agli impianti stessi, pari a circa 75 milioni di Euro al 31.12.2012 e un debito finanziario che ammonta a 44,8 milioni di Euro.

L'operazione di scissione comporterà la completa uscita del Gruppo Iren dall'azionariato di Edipower.

L'operazione avrà efficacia, non appena decorsi i termini di legge e perfezionati gli adempimenti necessari per addivenire alla firma dell'atto di scissione, nella prima parte del quarto trimestre 2013, e prevede un meccanismo di conguaglio in relazione alla situazione patrimoniale alla data di efficacia della scissione.

#### **Riforma della *governance* del Gruppo**

Conformemente alle indicazioni sulla nuova *governance* del Gruppo delineata dagli Azionisti, il Consiglio di Amministrazione di IREN S.p.A. ha definito, in data 17 settembre 2013, la composizione degli Organi di Amministrazione e di Controllo delle società di primo livello, stabilendo per ciascuna di esse la nomina di tre amministratori, rispetto ai cinque finora previsti, con evidente risparmio dei costi e valorizzando sia le competenze interne al Gruppo sia la rappresentanza di genere.

#### **Finanziamento di 100 milioni di euro da Banca Regionale Europea**

Il 30 settembre 2013 IREN S.p.A. ha stipulato con Banca Regionale Europea (BRE) un contratto di finanziamento dell'ammontare di 100 milioni di euro e scadenza al 30 settembre 2018 con contemporanea estinzione del finanziamento BRE di originari 75 milioni di euro in scadenza nel 2014.

## CRITERI DI REDAZIONE

### CONTENUTO E FORMA

Il resoconto intermedio di gestione su base consolidata al 30 settembre 2013 è stato redatto in osservanza con quanto previsto dall'art. 154-ter "Relazioni finanziarie" del Testo unico della Finanza ("TUF"), introdotto dal D.Lgs. 195/2007, in base al quale il legislatore italiano ha dato attuazione alla Direttiva 2004/109/CE (c.d. direttiva Transparency) in materia di informativa periodica e in base alla comunicazione Consob n. DEM/8041082 del 30-4-2008. Tale disposizione sostituisce quanto precedentemente previsto dall'art. 82 "Relazione trimestrale" e dall'Allegato 3D ("Criteri per la redazione della relazione trimestrale") del Regolamento Emittenti.

I principi contabili di riferimento utilizzati nella predisposizione del resoconto sono gli "International Financial Reporting Standards – IFRS" emessi dall'International Accounting Standards Boards ("IASB") e omologati dalla Commissione Europea. Con "IFRS" si intendono anche gli International Accounting Standards ("IAS") tuttora in vigore, nonché tutti i documenti interpretativi emessi dall'International Financial Reporting Interpretations Committee ("IFRIC") e dal precedente Standing Interpretations Committee ("SIC").

### PRINCIPI CONTABILI ADOTTATI

I principi contabili e i criteri di valutazione, nonché i principi di consolidamento adottati nella redazione del resoconto intermedio di gestione del Gruppo IREN sono omogenei a quelli utilizzati in sede di redazione del Bilancio Consolidato del Gruppo IREN al 31 dicembre 2012, ai quali si rimanda per completezza di trattazione.

La redazione del resoconto intermedio di gestione ha richiesto l'utilizzo di stime e assunzioni che hanno effetto sui valori dei ricavi, dei costi, delle attività e delle passività. I risultati a posteriori che deriveranno dal verificarsi degli eventi potrebbero differire da tali stime.

Si segnala inoltre che taluni processi valutativi, in particolare quelli più complessi quale la determinazione di eventuali perdite di valore di attività immobilizzate, sono generalmente effettuati in modo completo solo in sede di redazione del bilancio annuale, quando cioè sono disponibili tutte le informazioni necessarie, salvo i casi in cui vi siano indicatori di "impairment" che richiedano un'immediata valutazione di eventuali perdite di valore. Analogamente, le valutazioni attuariali necessarie per la determinazione dei Fondi per benefici ai dipendenti sono elaborate in occasione della predisposizione del bilancio annuale.

Si ricorda infine che il resoconto intermedio di gestione non è oggetto di revisione contabile.

## VARIAZIONE AREA DI CONSOLIDAMENTO RISPETTO AL 31 DICEMBRE 2012

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

In data 1° luglio 2013 CCPL, socio della joint venture Iren Rinnovabili, ha conferito a quest'ultima il 100% di Greensource (e delle sue controllate al 100%) e l'11% di Project Financing Management (già posseduta da Iren Rinnovabili al 49%). Per effetto di tali conferimenti la partecipazione del Gruppo Iren in Iren Rinnovabili passa dal 90,19% al 70%. Inoltre Iren Rinnovabili ha acquistato la quota residua di Project Financing Management, pari al 40%, da CCPL ottenendone quindi il 100%.

Pertanto dal 1° luglio 2013 vengono consolidate con il metodo proporzionale al 70% le società Iren Rinnovabili ed Enia Solaris (precedentemente consolidate proporzionalmente al 90,19%), la società Project Financing Management (precedentemente valutata ad equity) e le società Busseto Fotovoltaico, C8 Fotovoltaico, Fidenza Fotovoltaico, Fontanellato Fotovoltaico, Medesano Fotovoltaico, Millenaria Fotovoltaico, Pellegrino Fotovoltaico, Pluris Energy Fotovoltaico, Roccabianca Fotovoltaico, San Secondo Fotovoltaico e Varsi Fotovoltaico.

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

- fusione della controllata al 100% Zeus S.p.A. nella controllante Iren Emilia S.p.A.;
- trasferimento della controllata al 100% AEMNET S.p.A. da Iride Servizi S.p.A. (controllata al 100%) a Iren Energia S.p.A. (controllata al 100%);
- costituzione di Iren Ambiente Holding S.p.A. mediante scissione proporzionale parziale di Iren Ambiente S.p.A.. Ad Iren Ambiente Holding S.p.A. sono state conferite da Iren Ambiente S.p.A. le partecipazioni in Bonifica Autocisterne, Iren Rinnovabili, Aciam, Iniziative Ambientali, Rio Riazzone, Consorzio Leap e Reggio Emilia Innovazione.

## 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 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.

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.

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

Anche i contratti di finanziamento a medio lungo termine di alcune società del Gruppo prevedono il rispetto di indici finanziari (Posizione Finanziaria Netta/EBITDA, Posizione Finanziaria Netta/Patrimonio Netto) che risultano soddisfatti.

#### *b) Rischio di cambio*

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

#### *c) Rischio tassi di interesse*

Il Gruppo IREN è esposto alle fluttuazioni dei tassi d'interesse soprattutto per quanto concerne la misura degli oneri finanziari relativi all'indebitamento. La strategia del Gruppo IREN è quella di limitare l'esposizione al rischio di crescita del tasso di interesse, mantenendo al contempo un costo della provvista contenuto.

Con un'ottica non speculativa, i rischi connessi alla crescita dei tassi di interesse vengono monitorati e, se ritenuto opportuno, ridotti o eliminati stipulando con controparti finanziarie di elevato *standing* creditizio, appositi contratti (*swap* e *collar*) che perseguono esclusivamente finalità di copertura dei flussi finanziari (*cash flow hedge*).

## 2. RISCHIO DI CREDITO

Il rischio di credito del Gruppo Iren S.p.A. è attribuibile essenzialmente all'ammontare dei crediti commerciali derivanti dalla vendita di energia elettrica, teleriscaldamento, gas e all'erogazione dei servizi idrico ed ambientale. I crediti non presentano una particolare concentrazione essendo suddivisi su un largo numero di controparti quali clientela retail, business ed enti pubblici.

Il Gruppo, nello svolgimento della propria attività, è esposto al rischio che i crediti possano, a causa delle condizioni finanziarie dell'obbligato e dell'attuale crisi economico/finanziaria, non essere onorati alla scadenza con conseguente aumento dell'anzianità, dell'insolvibilità sino all'aumento dei crediti sottoposti a procedure concorsuali o inesigibili.

Per controllare il rischio di credito, la cui gestione operativa è demandata alle singole funzioni territoriali, sono state introdotte e definite 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, l'affidamento dei crediti di Clienti cessati e/o attivi a società di recupero crediti esterne e l'introduzione di nuove modalità di recupero per la gestione del contenzioso legale.

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

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.

Gli accantonamenti ai fondi svalutazione crediti riflettono, in maniera accurata, i rischi di credito effettivi attraverso una 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.

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

### 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.

### 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, Risk Management effettua specifiche valutazioni quali-quantitative, con cui si evidenziano i principali fattori di rischio e i piani di trattamento necessari.

c. Rischio impianti

In relazione alla consistenza degli asset di produzione del Gruppo il rischio impianti 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, Risk Management ha recentemente svolto dei 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.

d. Rischio congiunturale

La difficile situazione economica mondiale degli ultimi anni, che ha colpito pesantemente i Paesi dell'Eurozona, sta tuttora avendo effetti recessivi gravi sulle finanze dello Stato e delle imprese.

In particolare, il crollo dei consumi e della produzione industriale può avere forti impatti su imprese che, come Iren, prestano servizi di pubblica utilità ai cittadini e alle imprese.

L'andamento della domanda interna di beni e servizi e le condizioni (costo e qualità) del credito costituiscono le maggiori incertezze sulla previsione di ripresa economica.

Nell'ambito del Gruppo Iren, attraverso il sistema di Enterprise Risk Management, sono monitorati l'evoluzione e gli impatti sulle business unit aziendali assumendo i possibili correttivi, in particolare nei settori finanziario e delle commodity.

# 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 PRIMI NOVE MESI DEL 2013

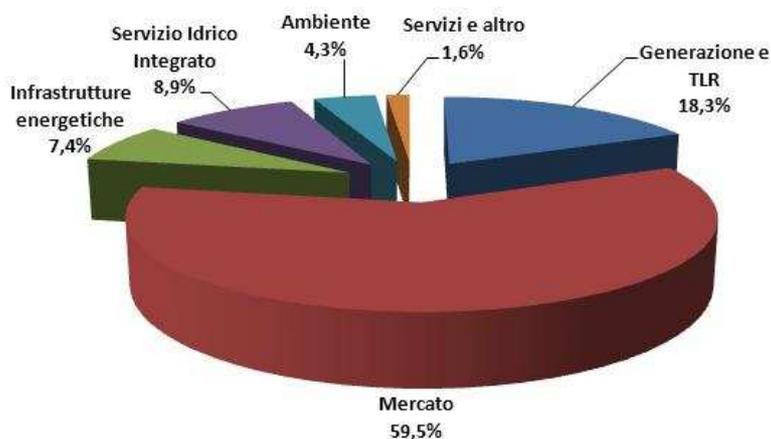
	migliaia di euro		
	Primi nove mesi 2013	Primi nove mesi 2012	Var. %
<b>Ricavi</b>			
Ricavi per beni e servizi	2.332.366	2.954.001	(21,0)
Variazione dei lavori in corso	(562)	43	(*)
Altri proventi	138.476	194.167	(28,7)
<b>Totale ricavi</b>	<b>2.470.280</b>	<b>3.148.211</b>	<b>(21,5)</b>
<b>Costi operativi</b>			
Costi materie prime sussidiarie di consumo e merci	(1.096.857)	(1.582.452)	(30,7)
Prestazioni di servizi e godimento beni di terzi	(655.381)	(906.386)	(27,7)
Oneri diversi di gestione	(60.956)	(62.359)	(2,2)
Costi per lavori interni capitalizzati	17.139	14.679	16,8
Costo del personale	(197.851)	(195.112)	1,4
<b>Totale costi operativi</b>	<b>(1.993.906)</b>	<b>(2.731.630)</b>	<b>(27,0)</b>
<b>Margine Operativo Lordo (EBITDA)</b>	<b>476.374</b>	<b>416.581</b>	<b>14,4</b>
<b>Ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni</b>			
Ammortamenti	(154.385)	(161.866)	(4,6)
Accantonamenti e svalutazioni	(63.396)	(46.190)	37,3
<b>Totale ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni</b>	<b>(217.781)</b>	<b>(208.056)</b>	<b>4,7</b>
<b>Risultato Operativo (EBIT)</b>	<b>258.593</b>	<b>208.525</b>	<b>24,0</b>
<b>Gestione finanziaria</b>			
Proventi finanziari	23.196	19.196	20,8
Oneri finanziari	(83.247)	(92.724)	(10,2)
<b>Totale gestione finanziaria</b>	<b>(60.051)</b>	<b>(73.528)</b>	<b>(18,3)</b>
Risultato di collegate contabilizzate con il metodo del patrimonio netto	10.934	5.404	(*)
Rettifica di valore di partecipazioni	(10.039)	(10.200)	(1,6)
<b>Risultato prima delle imposte</b>	<b>199.437</b>	<b>130.201</b>	<b>53,2</b>
Imposte sul reddito	(96.847)	(67.029)	44,5
<b>Risultato netto delle attività in continuità</b>	<b>102.590</b>	<b>63.172</b>	<b>62,4</b>
Risultato netto da attività operative cessate	-	12.063	(100,0)
<b>Risultato netto del periodo</b>	<b>102.590</b>	<b>75.235</b>	<b>36,4</b>
attribuibile a:			
- Utile (perdita) di pertinenza del Gruppo	93.911	67.717	38,7
- Utile (perdita) di pertinenza di terzi	8.679	7.518	15,4

(\*) Variazione superiore al 100%

## Ricavi

Al 30 settembre 2013 il gruppo Iren ha conseguito ricavi per 2.470 milioni di euro in diminuzione del 21,5% rispetto ai 3.148 milioni di euro del 2012. La flessione dei ricavi è riconducibile prevalentemente ai minori quantitativi venduti nei settori energetici per effetto, in particolare, dell'ottimizzazione del portafoglio clienti del segmento business.

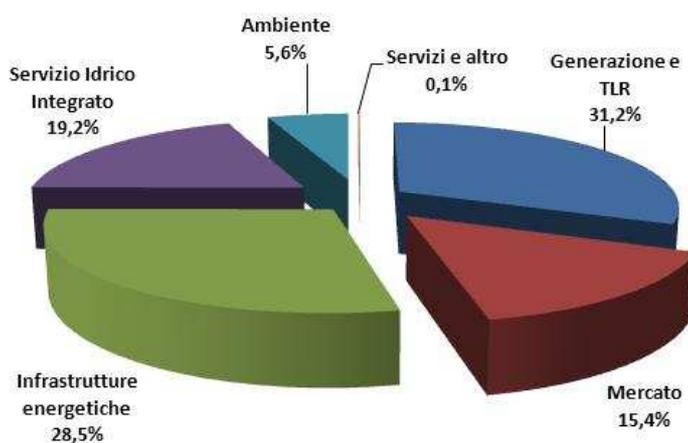
### COMPOSIZIONE RICAVI



## Margine Operativo Lordo

Il margine operativo lordo (Ebitda ) ammonta a 476 milioni di euro in aumento del +14,4% rispetto ai 417 milioni di euro del corrispondente periodo 2012. Al miglioramento del margine hanno contribuito tutti i settori di attività con la sola eccezione dell'Ambiente e dei Servizi e Altro che presentano margini in flessione rispetto al 2012.

### COMPOSIZIONE EBITDA



### **Risultato operativo**

Il risultato operativo (Ebit) è pari a 259 milioni di euro in aumento del +24% rispetto ai 209 milioni di euro del 2012. L'andamento riflette le dinamiche del margine operativo lordo anche se in parte viene assorbito dai maggiori accantonamenti al fondo svalutazione crediti parzialmente compensato dalla riduzione degli ammortamenti e da rilascio fondi.

### **Oneri e Proventi finanziari**

Gli oneri e proventi finanziari esprimono un saldo negativo per 60,1 milioni di euro (73,5 milioni di euro nei primi nove mesi del 2012). In particolare gli oneri finanziari ammontano a 83,2 milioni di euro (92,7 nei primi nove mesi del 2012). La riduzione trova giustificazione in particolare nella diminuzione dell'indebitamento finanziario netto medio. I proventi finanziari ammontano a 23,2 milioni di euro (19,2 nei primi nove mesi del 2012).

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

Il risultato di società collegate contabilizzate con il metodo del patrimonio netto è positivo per circa 11 milioni di euro, in crescita rispetto al corrispondente periodo del 2012, principalmente per il risultato positivo di ASA che ha beneficiato della plusvalenza per la cessione della controllata ASA Trade.

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

È negativa per circa 10 milioni di euro e si riferisce principalmente alla svalutazione della partecipazione in Energia Italiana. Nei primi nove mesi del 2013 la voce era negativa per 10 milioni di euro e si riferiva alla collegata Sinergie Italiane.

### **Risultato prima delle imposte**

Per effetto delle dinamiche sopra indicate il risultato consolidato prima delle imposte ha raggiunto 199 milioni di euro, in forte incremento rispetto ai 130 milioni di euro dei primi nove mesi del 2012.

### **Imposte sul reddito**

Le imposte sul reddito dei primi nove mesi del 2013 sono pari a 97 milioni, con un incremento del 44,5% rispetto ai primi nove mesi del 2012. Il Tax rate nominale è del 48,56%.

Il tax rate adjusted, depurato delle svalutazioni non ricorrenti delle partecipazioni che non hanno impatti fiscali, è del 46%.

### **Risultato netto del periodo**

Il risultato netto è positivo per 103 milioni di euro, in crescita del 36,4% rispetto allo stesso periodo del 2012.

## Analisi per settori di attività

Il Gruppo Iren opera nei seguenti settori di attività:

- Generazione e Teleriscaldamento (Produzione Idroelettrica, Cogenerazione elettrica e calore, Reti di Teleriscaldamento e produzione da Fonti rinnovabili)
- Mercato (Vendita energia elettrica, gas, calore)
- Infrastrutture Energetiche (Reti di distribuzione dell'energia elettrica, Reti di distribuzione del gas, 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 management utilizza nel prendere le proprie decisioni operative e strategiche.

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

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

Nel seguito sono presentate le principali grandezze economiche con i relativi commenti suddivisi per settore di attività raffrontate ai dati dei primi nove mesi del 2012, riesposti per tener conto del passaggio delle reti teleriscaldamento dall'attività Infrastrutture Energetiche all'attuale attività Generazione e Teleriscaldamento.

## Generazione e Teleriscaldamento

I ricavi di periodo ammontano a 677 milioni di euro in diminuzione del -2,9% rispetto ai 697 milioni di euro del 2012

		Primi 9 mesi 2013	Primi 9 mesi 2012	Δ %
Ricavi	€/mil.	677	697	-2,9%
Margine operativo lordo (Ebitda)	€/mil.	149	128	16,4%
<i>Ebitda Margin</i>		22,0%	18,3%	
Risultato Operativo (Ebit)	€/mil.	98	54	80,0%
Investimenti	€/mil.	27	42	-36,2%
Energia elettrica prodotta	GWh	5.262	4.551	15,6%
<i>da fonte idroelettrica</i>	GWh	1.004	824	21,8%
<i>da fonte termoelettrica</i>	GWh	4.239	3.715	14,1%
<i>da fonti rinnovabili</i>	GWh	20	12	63,4%
Calore prodotto	GWh <sub>t</sub>	1.993	1.852	7,7%
<i>da fonte cogenerativa</i>	GWh <sub>t</sub>	1.608	1.384	16,2%
<i>da fonte non cogenerativa</i>	GWh <sub>t</sub>	385	468	-17,6%
Volumetrie teleriscaldate	Mmc	77	73	5,2%

Al 30 settembre 2013 l'energia elettrica prodotta è stata pari a 5.262 GWh in aumento del 15,6% rispetto ai 4.551 GWh del corrispondente periodo del 2012, per effetto sia della maggiore produzione da fonte termoelettrica +14,1% sia della produzione idroelettrica +21,8%.

In particolare la produzione termoelettrica è stata pari a 4.239 GWh, in aumento di 524 GWh (+14,1%) rispetto ai 3.715 GWh dello stesso periodo del 2012, grazie alla maggior produzione dell'impianto di Torino Nord (+297 GWh) e dell'impianto di Moncalieri (+220GWh). Tale andamento è in controtendenza rispetto al dato nazionale della produzione da fonti termoelettriche, che ha visto una contrazione del -15% rispetto al corrispondente periodo del 2012.

La produzione idroelettrica è stata pari a 1.004 GWh in aumento del +21,8% rispetto ai 824 GWh del 2012 per effetto della maggior produzione di Pont Ventoux, Rosone e degli impianti di Canate e Brugneto. Alla stessa data la produzione nazionale da fonti idroelettriche riporta un incremento del +17% rispetto al corrispondente periodo 2012.

La produzione di calore di periodo è stata pari a 1.993 GWh<sub>t</sub> in aumento del +7,7% rispetto ai 1.852 GWh<sub>t</sub> del 2012, per effetto di una stagionalità termica favorevole e dalle maggiori volumetrie servite (+3,5 milioni mc rispetto ai primi nove mesi del 2012 sull'area Torinese e +0,5 milioni mc sull'area Emiliana).

La volumetria teleriscaldata ha raggiunto i 77 milioni di metri cubi, di cui oltre 54 milioni su Torino, facendone la città più teleriscaldata d'Italia, 4 milioni di metri cubi su Genova e 19 milioni di metri cubi nelle città di Reggio Emilia, Parma e Piacenza. La quota di calore cogenerato è pari all'81%, in aumento rispetto al 75% del corrispondente periodo 2012.

Il margine operativo lordo (Ebitda) è stato pari a 149 milioni di euro, in aumento del +16,4% rispetto ai 128 milioni di euro dell'esercizio 2012.

L'incremento del margine è riconducibile sia al miglioramento della marginalità sulla produzione in cogenerazione di energia elettrica, per effetto anche del contributo del Mercato per il servizio di dispacciamento (MSD), sia della marginalità del calore positivamente influenzata dall'incremento della quota di produzione in cogenerazione pari all'81% rispetto al 76% del 2012. Compensano parzialmente questi apporti positivi al margine operativo lordo lo scostamento negativo della marginalità della produzione Idroelettrica dovuto principalmente al rimborso straordinario di "stranded costs" relativi all'impianto di Telesio e che aveva caratterizzato il 2012 e l'effetto negativo delle tariffe elettriche.

Il risultato operativo del settore ammonta a 98 milioni di euro ed è in miglioramento del +79,8% rispetto ai 54 milioni di euro del 2012. Oltre al contributo positivo del margine operativo lordo, il risultato operativo beneficia di una sospensione degli ammortamenti per i beni devolvibili relativi alle concessioni idroelettriche scadute e di un effetto rilascio per la chiusura di un contenzioso sulla costruzione di impianti di produzione di energia elettrica, soltanto parzialmente compensati dall'incremento degli ammortamenti per l'entrata in esercizio a regime dell'impianto di Torino Nord.

Gli investimenti tecnici relativi al settore sono pari a circa 27 milioni di euro e riguardano per circa 23 milioni di euro la cogenerazione e reti teleriscaldamento (di cui 7 milioni di euro relativi a Torino Nord, 6 milioni di euro agli accumulatori del Martinetto, 7 milioni alle reti teleriscaldamento e circa 3 milioni di euro ad altri investimenti di cogenerazione). Gli investimenti del settore idroelettrico sono pari a circa 3 milioni di euro mentre gli investimenti del settore rinnovabili sono pari a circa 1 milione di euro.

## Mercato

Il volume d'affari dell'area mercato ammonta a 2.204 milioni di euro in diminuzione del -26,1% rispetto ai 2.981 milioni di euro dell'esercizio precedente. Il margine operativo lordo (Ebitda) pari a 73 milioni di euro è in aumento del +85,2% rispetto ai 39 milioni del corrispondente periodo del 2012.

		Primi 9 mesi 2013	Primi 9 mesi 2012	Δ %	
Ricavi	€/mil.	2.204	2.981	-26,1%	
Margine operativo lordo (Ebitda)	€/mil.	73	39	85,3%	
<i>Ebitda Margin</i>		3,3%	1,3%		
	<i>da Energia Elettrica</i>	€/mil.	-1	-10	89,7%
	<i>da Gas</i>	€/mil.	70	44	58,1%
	<i>da Calore</i>	€/mil.	4	5	-15,2%
Risultato Operativo (Ebit)	€/mil.	28	21	35,3%	
Investimenti		6	6	-7,1%	
Energia Elettrica Venduta	GWh	9.489	12.899	-26,4%	
Energia Elettrica Venduta al netto Compravendita in Borsa	GWh	8.843	10.740	-17,7%	
Gas Acquistato	Mmc	2.164	2.376	-8,9%	
	<i>Gas commercializzato dal Gruppo</i>	Mmc	921	1.269	-27,5%
	<i>Gas destinato ad usi interni</i>	Mmc	1.050	1.009	4,0%

### Commercializzazione Energia Elettrica

I volumi commercializzati al netto dell'energia compravenduta in borsa ammontano a 8.843 GWh (l'energia elettrica lorda ammonta a 9.489 GWh) con una diminuzione del 17,7% rispetto ai 10.740 GWh dell'esercizio 2012.

I volumi venduti a clienti finali e grossisti sono pari a 4.220 in diminuzione del -50% rispetto ai 8.437 GWh del 2012 mentre i volumi impiegati sulla borsa al netto dell'energia compravenduta in borsa ammontano a 3.971 in aumento del +158% rispetto ai 1.541 GWh del corrispondente periodo 2012.

Relativamente ai clienti gestiti in regime di maggior tutela, i volumi complessivamente venduti nel corso del periodo sono stati pari a 652 GWh in calo del -14% rispetto ai 762 GWh dell'esercizio precedente 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.

Nel corso del 2013 le disponibilità di produzione interne al Gruppo Iren (Iren Energia) sono aumentate rispetto al periodo precedente di circa il 9% ed ammontano a 5.236 GWh rispetto ai 4.529 GWh nel 2012.

I volumi prodotti attraverso il contratto di tolling con Edipower ammontano a 739 GWh contro i 1.043 GWh del precedente esercizio. Le transazioni di Borsa nette sono pari a 940 GWh contro i 1.735 GWh del 2012, mentre gli acquisti da grossisti sono pari a 1.604 GWh contro i 3.091 GWh dell'esercizio precedente. Sono stati inoltre acquistati 684 GWh dall'acquirente unico.

Il margine operativo lordo (Ebitda) della vendita di energia elettrica è negativo e pari a -1 milioni di euro in miglioramento rispetto ai -10 milioni di euro dell'esercizio 2012.

Tale risultato è condizionato dal rilascio fondi relativo alla gestione del tolling di Edipower e da minori costi operativi.

#### *Commercializzazione Gas Naturale*

I volumi complessivi di gas naturale approvvigionati nel corso del 2013 sono stati pari a 2.164 milioni di metri cubi a fronte dei 2.376 milioni di mc del 2012 (-8,9%). Di dette quantità 921 milioni di metri cubi sono stati commercializzati a clienti esterni al Gruppo (1.269 milioni di metri cubi nell'esercizio precedente), 103 milioni di metri cubi sono stati impiegati nella produzione di energia elettrica tramite il contratto di tolling con Edipower (158 milioni di metri cubi nel 2012) mentre 946 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 (851 milioni di metri cubi nel 2012). Le rimanenze di gas in stoccaggio ammontano a 194 milioni di metri cubi (98 milioni di metri cubi nel 2012).

Il margine operativo lordo (Ebitda) pari a 70 milioni di euro risulta in miglioramento del +58,1% rispetto ai 44 milioni del corrispondente periodo dell'esercizio 2012 prevalentemente per gli effetti derivanti dalle favorevoli condizioni di approvvigionamento e per l'ottimizzazione del portafoglio clienti e dell'attività di trading e di.

#### *Sviluppo mercato*

##### *Mercato ex vincolato:*

I clienti complessivamente gestiti in regime di maggior tutela da Iren Mercato a settembre 2013 sono pari a circa 345.000. I volumi complessivamente venduti ammontano a 652 GWh in calo rispetto allo scorso anno (762 GWh) per effetto della liberalizzazione del mercato a cui la società ha risposto con iniziative commerciali di sviluppo che hanno determinato il trasferimento della clientela dal mercato vincolato a mercato libero.

##### *Sviluppo mercato retail*

Nel 2013 così come nel 2012 si è proseguita un'attività costante e continuativa sia per quanto riguarda la fidelizzazione della clientela Iren Mercato, sia per quanto riguarda l'ampliamento del portafoglio di riferimento, estendendo il perimetro di attività a nuove aree geografiche.

L'attività dei competitor è proseguita in misura crescente sui territori storicamente gestiti da Iren Mercato, e questo ha determinato un ulteriore incremento dei canali di vendita, con la sperimentazione di canali outbound anche al di fuori del territorio nazionale.

Si evidenzia inoltre che, a partire da febbraio 2013, è stata avviata l'attività di conversione al mercato libero della base clienti storici tutelati, analogamente a quanto già in atto sul mercato elettrico con l'obiettivo di aumentare la fidelizzazione della clientela.

Al 30/09/2013 i clienti gas gestiti direttamente da Iren Mercato sono pari a circa 747.000 distribuiti sul bacino storico genovese e sulle aree di sviluppo limitrofe, sul bacino torinese e sui bacini storici emiliani; i clienti energia elettrica gestiti sono pari a circa 721.000 anch'essi distribuiti principalmente sul bacino tradizionalmente servito, corrispondente a Torino e Parma, e sulle aree presidiate commercialmente dall'azienda.

##### *Vendita calore tramite reti di teleriscaldamento:*

Il margine operativo lordo nel 2013 ammonta a 4 milioni di euro in lieve flessione rispetto ai 5 milioni di euro del 2012 per le nuove condizioni economiche dei contratti istituzionali.

## Infrastrutture energetiche

Al 30 settembre 2013 il settore di attività Infrastrutture Energetiche, che comprende i business della distribuzione gas, energia elettrica e rigassificatore, ha registrato ricavi per 273 milioni di euro, in sostanziale allineamento rispetto ai 274 milioni di euro del 2012 .

Il margine operativo lordo (Ebitda) è stato pari a 135 milioni di euro in miglioramento del +7,4% rispetto ai 126 milioni di euro del 2012.

Il risultato operativo netto (Ebit) è stato pari a 97 milioni di euro in aumento del +9,7% rispetto agli 88 milioni di euro dei primi nove mesi del 2012 .

Di seguito vengono esposte le principali dinamiche dei settori interessati.

		Primi 9 mesi 2013	Primi 9 mesi 2012	Δ %
Ricavi	€/mil.	273	274	-0,1%
Margine operativo lordo (Ebitda)	€/mil.	135	126	7,4%
<i>Ebitda Margin</i>		<i>49,6%</i>	<i>46,2%</i>	
	<i>da Reti Elettriche</i>	61	52	16,3%
	<i>da Reti Gas</i>	76	75	2,0%
	<i>da Rigassificatore</i>	-2	-1	-93,3%
Risultato Operativo (Ebit)	€/mil.	97	88	9,7%
Investimenti	€/mil.	67	61	9,0%
	<i>in Reti Elettriche</i>	16	10	54,5%
	<i>in Reti Gas</i>	21	27	-23,5%
	<i>in Rigassificatore</i>	30	24	26,4%
Energia elettrica distribuita	GWh	3.134	3.214	-2,5%
Gas distribuito	Mmc	1.369	1.286	6,4%

### Reti Distribuzione Energia elettrica

Il margine operativo lordo è stato pari a 61 milioni di euro, in aumento del +16,4% rispetto ai 52 milioni di euro del corrispondente periodo 2012.

L'incremento del margine è attribuibile quasi interamente a conguagli tariffari riconducibili ad anni precedenti relativi sia alla rete di Torino che a quella di Parma.

Nel corso dell'esercizio sono stati effettuati investimenti per 16 milioni di euro relativi alla manutenzione e sviluppo delle reti elettriche, nuovi allacciamenti, cabine BT/MT e linee BT/MT.

### Reti Distribuzione Gas

Il margine operativo lordo della distribuzione reti gas ammonta a 76 milioni di euro in aumento del +2% rispetto ai 75 milioni di euro del 2012. L'incremento del margine è riconducibile principalmente al riconoscimento del premio riduzione dispersioni su area Genova, in seguito all'applicazione della Del. 02/2013 AEEG.

Gli investimenti di periodo realizzati ammontano a 21 milioni di euro e riguardano quanto previsto dalle delibere dell'AEEG, in particolare il piano di risanamento decennale della rete tramite sostituzione delle tubazioni ghisa grigia e le iniziative di sviluppo della rete di distribuzione e degli allacciamenti nei principali ambiti serviti dal Gruppo.

## Rigassificatore

Gli investimenti realizzati dal settore ammontano a circa 30 milioni di euro.

Prosegue l'attività di commissioning, la terza nave è attesa per metà novembre.

Entro la fine del mese il terminale concluderà le attività inerenti alle certificazioni ai fini dell'entrata in esercizio dell'impianto.

## Servizio idrico integrato

Al 30 settembre 2013 il Servizio Idrico Integrato ha registrato ricavi per 329 milioni di euro in aumento del +2,8 % rispetto ai 320 milioni di euro del 2012

L'incremento dei ricavi rispetto al precedente esercizio è riconducibile principalmente all'aumento dei ricavi per l'applicazione del nuovo Metodo Tariffario Transitorio (MTT) .

Si rileva inoltre una riduzione dei costi capitalizzati conseguente ai minori investimenti su beni in concessione che, per l'applicazione del principio contabile IFRIC 12, sono contabilizzati alla voce ricavi (-10 milioni di euro).

		Primi 9 mesi 2013	Primi 9 mesi 2012	Δ %
Ricavi	€/mil.	329	320	2,8%
Margine operativo lordo (Ebitda)	€/mil.	92	87	5,9%
<i>Ebitda Margin</i>		27,9%	27,1%	
Risultato Operativo (Ebit)	€/mil.	32	33	-2,7%
Investimenti	€/mil.	47	55	-13,7%
Acqua Venduta	Mmc	129	133	-2,7%

Il margine operativo lordo (Ebitda) ammonta a 92 milioni di euro in aumento del +5,9% rispetto agli 87 milioni di euro del 2012. L'aumento del margine è da ricondursi all'incremento del vincolo ricavi tariffari compensato parzialmente dalla contabilizzazione di una sopravvenienza passiva a copertura di attesi rimborsi relativi all'esercizio 2011 e conseguenti agli effetti degli esiti del referendum sulla remunerazione del capitale investito.

Il risultato operativo (Ebit) ammonta a 32 milioni di euro in flessione del -2,7% rispetto ai 33 milioni dell'esercizio 2012. Il contributo derivante dal miglioramento del margine operativo lordo , è risultato più che compensato dai maggiori accantonamenti ai fondi rischi e svalutazione crediti.

Gli investimenti realizzati ammontano a 47 milioni di euro e sono relativi alla realizzazione, sviluppo e manutenzione di reti ed impianti della rete di distribuzione, della rete fognaria e dei sistemi di depurazione.

## Ambiente

Al 30 settembre 2013 i ricavi del settore ammontano a 158 milioni di euro in linea con i 157 milioni di euro del corrispondente periodo 2012. Gli incrementi tariffari della Tares (ex Tia-Tarsu) e degli altri ricavi accessori (Conai ,servizi conto terzi, ricavi esercizi precedenti ed altro) sono stati parzialmente compensati dai minori ricavi per produzione di energia elettrica e calore conseguenti alla chiusura del termovalorizzatore di Reggio Emilia avvenuta nel giugno del 2012.

		<b>Primi 9 mesi 2013</b>	<b>Primi 9 mesi 2012</b>	<b>Δ %</b>
Ricavi	€/mil.	158	157	0,6%
Margine operativo lordo (Ebitda)	€/mil.	27	31	-13,4%
<i>Ebitda Margin</i>		16,7%	19,4%	
Risultato Operativo (Ebit)	€/mil.	8	10	-26,2%
Investimenti	€/mil.	37	43	-15,2%
Rifiuti trattati	ton	738.505	694.592	6,3%
<i>Rifiuti urbani</i>	ton	535.617	532.843	0,5%
<i>Rifiuti speciali</i>	ton	202.888	161.749	25,4%

Il margine operativo lordo di periodo (Ebitda) ammonta a 27 milioni di euro in flessione del -13,4% rispetto ai 31 milioni di euro del 2012. La contrazione del margine è riconducibile prevalentemente alla chiusura del Termovalorizzatore di Reggio Emilia e al minor utilizzo, in via temporanea, dei poli di smaltimento interni al Gruppo.

Il risultato operativo netto (Ebit) ammonta a 8 milioni di euro in flessione del -25,8% rispetto ai 10 milioni di euro del 2012. Rispetto alla flessione del margine operativo lordo si manifesta un miglioramento dovuto principalmente al rilascio fondi e azzeramento accantonamenti per cambio del criterio di contabilizzazione IAS dei fondi post-mortem e a minori ammortamenti compensati in parte da maggiori accantonamenti al fondo svalutazione crediti ed altri rischi .

Gli investimenti realizzati di periodo ammontano a 37 milioni di euro e si riferiscono principalmente ai lavori di realizzazione del Polo Ambientale Integrato di Parma, alle attrezzature del servizio di raccolta e all'impianto di trattamento terre da spazzamento e altri impianti.

## Servizi e altro

		<b>Primi 9 mesi 2013</b>	<b>Primi 9 mesi 2012</b>	<b>Δ %</b>
Ricavi	€/mil.	63	74	-15,6%
Margine operativo lordo (Ebitda)	€/mil.	1	6	-88,1%
<i>Ebitda Margin</i>		1,0%	7,8%	
Risultato Operativo (Ebit)	€/mil.	-4	2	(*)
Investimenti	€/mil.	10	15	-31,0%

(\*) Variazione superiore al 100%

Al 30 settembre 2013 i ricavi ammontano a 63 milioni di euro in flessione rispetto ai 74 milioni di euro del corrispondente periodo 2012, principalmente per effetto del nuovo contratto vigente con il comune di Torino relativo alla manutenzione degli immobili e alla cessazione della gestione calore degli edifici della città oltre a minori servizi minori.

Il margine operativo ammonta a 1 milioni di euro in flessione rispetto ai 6 milioni di euro del 2012 per le accennate variazioni nei contratti di servizio.

## Situazione patrimoniale

### STATO PATRIMONIALE RICLASSIFICATO GRUPPO IREN AL 30 SETTEMBRE 2013

	migliaia di euro		
	30.09.2013	31.12.2012	Var. %
Attivo immobilizzato	4.471.228	4.734.916	(5,6)
Altre attività (Passività) non correnti	(81.894)	(116.258)	(29,6)
Capitale circolante netto	149.749	235.106	(36,3)
Attività (Passività) per imposte differite	100.054	105.197	(4,9)
Fondi rischi e Benefici ai dipendenti	(420.891)	(457.291)	(8,0)
Attività (Passività) destinate a essere cedute	299.597	7.718	(*)
<b>Capitale investito netto</b>	<b>4.517.843</b>	<b>4.509.388</b>	<b>0,2</b>
Patrimonio netto	1.997.602	1.954.257	2,2
<i>Attività finanziarie a lungo termine</i>	<i>(57.291)</i>	<i>(116.168)</i>	<i>(50,7)</i>
<i>Indebitamento finanziario a medio e lungo termine</i>	<i>1.946.464</i>	<i>2.197.827</i>	<i>(11,4)</i>
Indebitamento finanziario netto a medio lungo termine	1.889.173	2.081.659	(9,2)
<i>Attività finanziarie a breve termine</i>	<i>(307.142)</i>	<i>(301.591)</i>	<i>1,8</i>
<i>Indebitamento finanziario a breve termine</i>	<i>938.210</i>	<i>775.063</i>	<i>21,0</i>
Indebitamento finanziario netto a breve termine	631.068	473.472	33,3
Indebitamento finanziario netto	2.520.241	2.555.131	(1,4)
<b>Mezzi propri ed indebitamento finanziario netto</b>	<b>4.517.843</b>	<b>4.509.388</b>	<b>0,2</b>

(\*) Variazione superiore al 100%

Nel seguito sono commentate le principali dinamiche patrimoniali del periodo chiuso al 30 settembre 2013.

L'attivo immobilizzato risulta in riduzione del 5,6% rispetto al 31 dicembre 2012 principalmente per la riclassifica di Edipower dalle partecipazioni valutate ad equity alle attività destinate ad essere cedute, a seguito della decisione del Consiglio di Amministrazione di esercitare l'opzione di uscita dalla società. Gli investimenti effettuati nel periodo sono superiori all'ammortamento del periodo e alle dismissioni. Per maggiori informazioni sul dettaglio degli investimenti del periodo, si rimanda al paragrafo Analisi per settori di attività. La variazione dell'attivo immobilizzato ha risentito in via marginale della variazione dell'area di consolidamento dei primi nove mesi dell'anno; per maggiori dettagli si rimanda al paragrafo "Variazione area di consolidamento rispetto al 31 dicembre 2012".

La riduzione del Capitale Circolante netto risente della dinamica dei debiti e crediti commerciali e delle poste tributarie. Si segnala che il capitale circolante netto si è ridotto di circa 99 milioni di euro rispetto al 30 settembre 2012.

L'incremento delle attività destinate ad essere cedute risente della riclassifica nella voce in oggetto della partecipazione in Edipower a seguito della succitata decisione del Consiglio di Amministrazione di esercitare l'opzione di uscita dalla società.

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 dei primi nove mesi del 2013.

## Situazione Finanziaria

### RENDICONTO FINANZIARIO DEL GRUPPO IREN PRIMI NOVE MESI DEL 2013

	migliaia di euro		
	Primi nove mesi 2013	Primi nove mesi 2012	Var. %
<b>A. Disponibilità liquide iniziali</b>	<b>28.041</b>	<b>44.758</b>	<b>(37,3)</b>
<b>Flusso finanziario generato dall'attività operativa</b>			
Risultato del periodo	102.590	75.235	36,4
Rettifiche per:			
Ammortamenti attività materiali e immateriali	154.385	161.866	(4,6)
(Plusvalenze) Minusvalenze e altre variazioni patrimoniali	1.662	2.277	(27,0)
Variazione netta TFR e altri benefici ai dipendenti	1.486	1.365	8,9
Variazione netta fondo rischi e altri oneri	(23.434)	(9.450)	(*)
Variazione imposte anticipate e differite	(1.228)	2.507	(*)
Variazione altre attività/passività non correnti	(34.364)	2.050	(*)
Dividendi contabilizzati al netto delle elisioni	(1.165)	(421)	(*)
Quota del risultato di collegate	(10.934)	(15.009)	(27,2)
Svalutazioni di attività immobilizzate e partecipazioni	10.755	8.166	31,7
<b>B. Cash flow operativo prima delle variazioni di CCN</b>	<b>199.753</b>	<b>228.586</b>	<b>(12,6)</b>
Variazione rimanenze	(10.246)	(42.879)	(76,1)
Variazione crediti commerciali	293.535	42.997	(*)
Variazione crediti tributari e altre attività correnti	32.285	512	(*)
Variazione debiti commerciali	(323.032)	(62.438)	(*)
Variazione debiti tributari e altre passività correnti	92.815	100.852	(8,0)
<b>C. Flusso finanziario derivante da variazioni di CCN</b>	<b>85.357</b>	<b>39.044</b>	<b>(*)</b>
<b>D. Cash flow operativo (B+C)</b>	<b>285.110</b>	<b>267.630</b>	<b>6,5</b>
<b>Flusso finanziario da (per) attività di investimento</b>			
Investimenti in attività materiali e immateriali	(192.236)	(221.053)	(13,0)
Investimenti in attività finanziarie	(723)	(614)	17,8
Realizzo investimenti e variazione area consolidamento e attività destinate ad essere cedute	(9.186)	21.742	(*)
Dividendi incassati	8.730	9.071	(3,8)
<b>E. Totale flusso finanziario da attività di investimento</b>	<b>(193.415)</b>	<b>(190.854)</b>	<b>1,3</b>
<b>F. Free cash flow (D+E)</b>	<b>91.695</b>	<b>76.776</b>	<b>19,4</b>
<b>Flusso finanziario da attività di finanziamento</b>			
Erogazione di dividendi	(76.070)	(22.282)	(*)
Altre variazioni di Patrimonio netto	-	849	(100,0)
Nuovi finanziamenti a lungo termine	357.450	330.200	8,3
Rimborsi di finanziamenti a lungo termine	(286.920)	(221.540)	29,5
Variazione crediti finanziari	59.037	35.950	64,2
Variazione debiti finanziari	(139.481)	(206.125)	(32,3)
<b>G. Totale flusso finanziario da attività di finanziamento</b>	<b>(85.984)</b>	<b>(82.948)</b>	<b>3,7</b>
<b>H. Flusso monetario del periodo (F+G)</b>	<b>5.711</b>	<b>(6.172)</b>	<b>(*)</b>
<b>I. Disponibilità liquide finali (A+H)</b>	<b>33.752</b>	<b>38.586</b>	<b>(12,5)</b>

(\*) Variazione superiore al 100%

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

	migliaia di euro		
	<b>Primi nove mesi 2013</b>	<b>Primi nove mesi 2012</b>	<b>Var. %</b>
Free cash flow	91.695	76.776	19,4
Erogazione di dividendi	(76.070)	(22.282)	(*)
Altre variazioni di Patrimonio netto	-	849	(100,0)
Variazione fair value strumenti derivati di copertura	19.265	(18.606)	(*)
Attività (Passività) finanziarie cessate	-	(1.173)	(100,0)
<b>Variazione posizione finanziaria netta</b>	<b>34.890</b>	<b>35.564</b>	<b>(1,9)</b>

(\*) Variazione superiore al 100%

L'indebitamento finanziario netto al 30 settembre 2013 è pari a 2.520 milioni di euro, in diminuzione del 1,4% rispetto al 31 dicembre 2012.

In particolare il free cash flow, positivo per 92 milioni di euro, deriva dall'effetto congiunto dei seguenti flussi monetari:

- il cash flow operativo è positivo per 285 milioni di euro e si compone per 200 milioni di euro da cash flow operativo prima delle variazioni di capitale circolante netto e per 85 milioni di euro dal flusso finanziario derivante da variazioni di capitale circolante netto;
- il flusso monetario da attività di investimento, negativo per 193 milioni di euro, è generato da investimenti in immobilizzazioni materiali, immateriali e finanziarie per 193 milioni di euro (comprensivi degli investimenti effettuati per la costruzione delle infrastrutture in regime di concessione secondo quanto stabilito dall'IFRIC 12), da realizzo di attività immobilizzate per 6 milioni di euro, da variazione di area di consolidamento della società Iren Rinnovabili che ha comportato maggiore esposizione finanziaria per circa 15 milioni di euro e dall'incasso di dividendi per 9 milioni di euro.

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

### FATTI DI RILIEVO AVVENUTI DOPO LA CHIUSURA

#### **Emissione di un *Private Placement***

Iren S.p.A. ha completato con successo il 14 ottobre 2013 l'emissione di un *Private Placement* per un ammontare di 125 milioni di euro, sottoscritto da investitori istituzionali italiani ed esteri con la durata di 7 anni e cedola pari a 4,37% annuo. A seguito dell'operazione di riapertura dell'emissione obbligazionaria, conclusa il 29 ottobre 2013, sono stati raccolti 85 milioni di euro aggiuntivi rispetto ai 125 milioni di euro dell'emissione originaria alle medesime condizioni di durata e di cedola.

Le obbligazioni sono quotate alla Borsa Irlandese.

L'operazione, che ha inaugurato l'accesso di Iren S.p.A. al mercato obbligazionario, si inserisce nell'indirizzo strategico definito nel Piano Industriale del Gruppo per rafforzare la propria flessibilità e solidità finanziaria.

L'emissione del prestito obbligazionario consente di migliorare il profilo dell'indebitamento del Gruppo Iren attraverso un allungamento della scadenza media e assicura una maggiore differenziazione delle fonti di finanziamento, confermando, nel contempo, la disponibilità del mercato, non solo bancario, a finanziare le attività e i progetti di sviluppo del Gruppo.

#### **Conclusa la scissione non proporzionale di Edipower**

Il 24 ottobre 2013 è stato sottoscritto l'atto di scissione non proporzionale di Edipower, con efficacia dal 1° novembre 2013. Con la conclusione dell'operazione di scissione, che ha comportato la completa uscita del Gruppo Iren dall'azionariato di Edipower, sono entrati nella proprietà di Iren Energia l'impianto termoelettrico a ciclo combinato di Turbigio (800 MW) e il nucleo idroelettrico di Tuscano (circa 100 MW). Con l'acquisizione degli impianti di Turbigio e di Tuscano, il Gruppo IREN dispone direttamente di una capacità complessiva di produzione di circa 2.700 MW, per oltre il 70% rinnovabile, nel caso della generazione idroelettrica, ed ecocompatibile, considerando la produzione cogenerativa, in rapporto ad una media nazionale che si attesta al 38%.

### EVOLUZIONE PREVEDIBILE DELLA GESTIONE

Lo scenario macroeconomico nell'area euro prevede, pur con alcuni segnali di ripresa, la conferma della debolezza dei mercati maturi europei. In particolare, il contesto macroeconomico dei Paesi maturi dell'eurozona vede una contrazione del PIL per il 2013 (atteso pari a -0,3%) e il persistere dell'incertezza per gli anni successivi. Per il nostro paese gli scenari risultano estremamente variabili in ragione degli sviluppi della crisi del debito sovrano e dai suoi riflessi sulla capacità di prestito delle banche, nonché dall'attuazione o meno delle riforme in itinere conseguenti all'attuale fase politico istituzionale.

I consumi energetici privati continueranno probabilmente a subire gli effetti negativi dell'attuale congiuntura economica. La domanda di energia dal comparto industriale è ancora prevista con tassi di crescita negativi e consolida le ripercussioni sulla produzione termoelettrica che continuerà a risentire della competizione derivante dalle fonti rinnovabili.

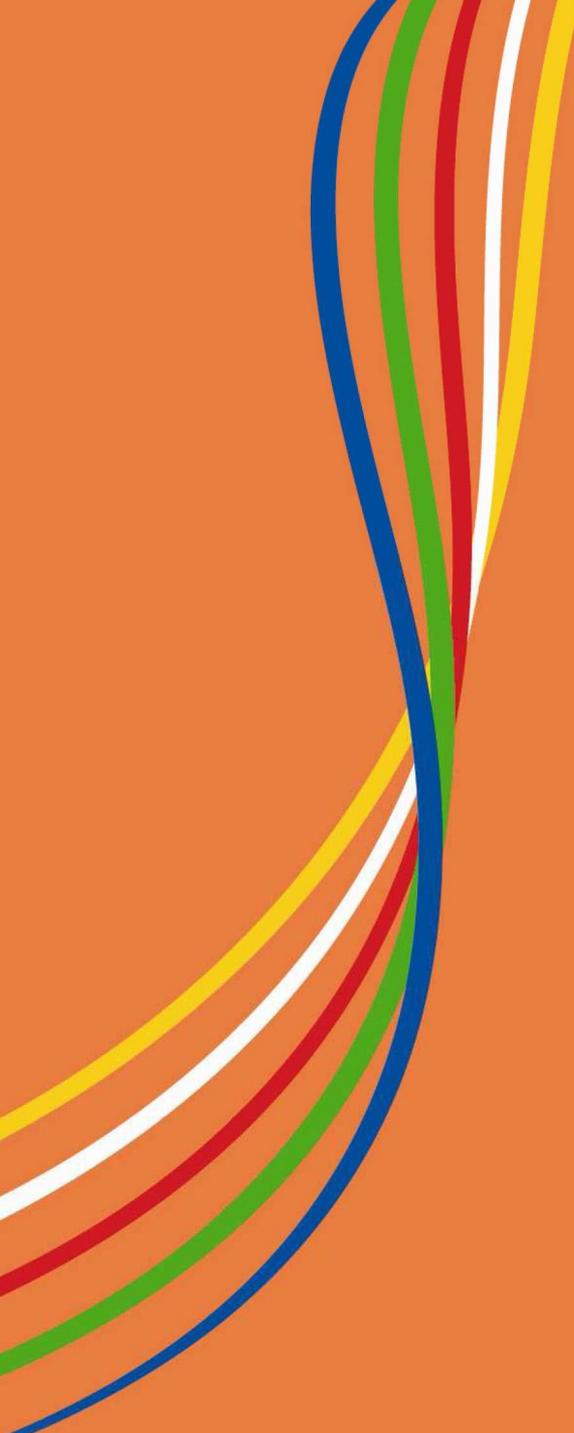
In tale contesto la strategia di breve termine del Gruppo si focalizza sulla protezione dei margini nei mercati maturi e nei settori regolati, oltre al rigoroso presidio della propria stabilità finanziaria ed all'ottimizzazione degli investimenti.

I risultati positivi ottenuti nei primi nove mesi del 2013, consentono di confermare le previsioni formulate dal Gruppo per l'anno in corso con il costante richiamo alla variabilità degli stessi in relazione allo scenario energetico, alla stagionalità dei settori di intervento ed alla normativa di riferimento.



**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



**PROSPETTI CONTABILI CONSOLIDATI  
AL 30 SETTEMBRE 2013**

## Situazione patrimoniale-finanziaria consolidata

	migliaia di euro	
	<b>30.09.2013</b>	<b>31.12.2012</b>
<b>ATTIVITA'</b>		
Attività materiali	2.834.846	2.813.297
Investimenti immobiliari	1.804	1.831
Attività immateriali a vita definita	1.314.459	1.295.022
Avviamento	132.902	132.861
Partecipazioni valutate con il metodo del Patrimonio Netto	168.254	462.097
Altre partecipazioni	18.963	29.808
Attività finanziarie non correnti	57.291	116.168
Altre attività non correnti	73.586	38.195
Attività per imposte anticipate	208.499	215.750
<b>Totale attività non correnti</b>	<b>4.810.604</b>	<b>5.105.029</b>
Rimanenze	99.356	89.110
Crediti commerciali	960.178	1.253.713
Crediti per imposte correnti	33.061	8.690
Crediti vari e altre attività correnti	210.597	267.253
Attività finanziarie correnti	273.390	273.550
Cassa e altre disponibilità liquide equivalenti	33.752	28.041
<b>Totale attività correnti</b>	<b>1.610.334</b>	<b>1.920.357</b>
Attività destinate ad essere cedute	299.603	7.739
<b>TOTALE ATTIVITA'</b>	<b>6.720.541</b>	<b>7.033.125</b>

migliaia di euro

	30.09.2013	31.12.2012
<b>PATRIMONIO NETTO</b>		
<b>Patrimonio netto attribuibile ai soci della Capogruppo</b>		
Capitale sociale	1.276.226	1.276.226
Riserve e Utili (Perdite) a nuovo	413.630	311.070
Risultato netto del periodo	93.911	152.559
<b>Totale patrimonio netto di pertinenza della Capogruppo</b>	<b>1.783.767</b>	<b>1.739.855</b>
Patrimonio netto di pertinenza dei Terzi	213.835	214.402
<b>TOTALE PATRIMONIO NETTO</b>	<b>1.997.602</b>	<b>1.954.257</b>
<b>PASSIVITA'</b>		
Passività finanziarie non correnti	1.946.464	2.197.827
Benefici ai dipendenti	104.485	102.999
Fondi per rischi ed oneri	262.356	272.744
Passività per imposte differite	108.445	110.553
Debiti vari e altre passività non correnti	155.480	154.453
<b>Totale passività non correnti</b>	<b>2.577.230</b>	<b>2.838.576</b>
Passività finanziarie correnti	938.210	775.063
Debiti commerciali	812.204	1.135.236
Debiti vari e altre passività correnti	248.252	243.514
Debiti per imposte correnti	92.987	4.910
Fondi per rischi ed oneri quota corrente	54.050	81.548
<b>Totale passività correnti</b>	<b>2.145.703</b>	<b>2.240.271</b>
Passività correlate ad attività destinate ad essere cedute	6	21
<b>TOTALE PASSIVITA'</b>	<b>4.722.939</b>	<b>5.078.868</b>
<b>TOTALE PATRIMONIO NETTO E PASSIVITA'</b>	<b>6.720.541</b>	<b>7.033.125</b>

## Conto economico consolidato

	migliaia di euro	
	Primi nove mesi 2013	Primi nove mesi 2012
<b>Ricavi</b>		
Ricavi per beni e servizi	2.332.366	2.954.001
Variazione dei lavori in corso	(562)	43
Altri proventi	138.476	194.167
<b>Totale ricavi</b>	<b>2.470.280</b>	<b>3.148.211</b>
<b>Costi operativi</b>		
Costi materie prime sussidiarie di consumo e merci	(1.096.857)	(1.582.452)
Prestazioni di servizi e godimento beni di terzi	(655.381)	(906.386)
Oneri diversi di gestione	(60.956)	(62.359)
Costi per lavori interni capitalizzati	17.139	14.679
Costo del personale	(197.851)	(195.112)
<b>Totale costi operativi</b>	<b>(1.993.906)</b>	<b>(2.731.630)</b>
<b>MARGINE OPERATIVO LORDO</b>	<b>476.374</b>	<b>416.581</b>
<b>Ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni</b>		
Ammortamenti	(154.385)	(161.866)
Accantonamenti e svalutazioni	(63.396)	(46.190)
<b>Totale ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni</b>	<b>(217.781)</b>	<b>(208.056)</b>
<b>RISULTATO OPERATIVO</b>	<b>258.593</b>	<b>208.525</b>
<b>Gestione finanziaria</b>		
Proventi finanziari	23.196	19.196
Oneri finanziari	(83.247)	(92.724)
<b>Totale gestione finanziaria</b>	<b>(60.051)</b>	<b>(73.528)</b>
Risultato di collegate contabilizzate con il metodo del patrimonio netto	10.934	5.404
Rettifica di valore di partecipazioni	(10.039)	(10.200)
<b>Risultato prima delle imposte</b>	<b>199.437</b>	<b>130.201</b>
Imposte sul reddito	(96.847)	(67.029)
<b>Risultato netto delle attività in continuità</b>	<b>102.590</b>	<b>63.172</b>
Risultato netto da attività operative cessate	-	12.063
<b>Risultato netto del periodo</b>	<b>102.590</b>	<b>75.235</b>
attribuibile a:		
- Utile (perdita) di pertinenza del Gruppo	93.911	67.717
- Utile (perdita) di pertinenza di terzi	8.679	7.518

## Altre componenti di conto economico complessivo

	migliaia di euro	
	Primi nove mesi 2013	Primi nove mesi 2012
<b>Utile/(perdita) del periodo - Gruppo e Terzi (A)</b>	<b>102.590</b>	<b>75.235</b>
<b>Altre componenti di conto economico complessivo che saranno successivamente riclassificate a Conto Economico</b>		
- quota efficace delle variazioni di fair value della copertura di flussi finanziari	19.265	(18.606)
- variazioni di fair value delle attività finanziarie disponibili per la vendita	-	-
- quota degli altri utili/(perdite) delle imprese valutate con il metodo del patrimonio netto	589	1.587
Effetto fiscale delle altre componenti di conto economico complessivo	(6.371)	6.411
<b>Totale altre componenti di conto economico complessivo che saranno successivamente riclassificate a Conto Economico, al netto dell'effetto fiscale (B1)</b>	<b>13.483</b>	<b>(10.608)</b>
<b>Altre componenti di conto economico complessivo che non saranno successivamente riclassificate a Conto Economico</b>		
- utili (perdite) attuariali piani per dipendenti a benefici definiti (IAS19)	-	-
Effetto fiscale delle altre componenti di conto economico complessivo	-	-
<b>Totale altre componenti di conto economico complessivo che non saranno successivamente riclassificate a Conto Economico, al netto dell'effetto fiscale (B2)</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
<b>Totale Utile/(perdita) complessiva (A)+(B1)+(B2)</b>	<b>116.073</b>	<b>64.627</b>
attribuibile a:		
- Utile (perdita) di pertinenza del Gruppo	107.309	57.140
- Utile (perdita) di pertinenza di terzi	8.764	7.487

## Prospetto delle variazioni delle voci di patrimonio netto consolidato

	Capitale sociale	Riserva sovrapprezzo Emissione azioni	Riserva legale
<b>31/12/2011 Rideterminato</b>	<b>1.276.226</b>	<b>105.102</b>	<b>28.996</b>
Dividendi agli azionisti			
Perdite portate a nuovo			
Variazione area di consolidamento			
Aumento capitale società controllate			
Altri movimenti			
Utile complessivo rilevato nel periodo			
di cui:			
- Utile netto del periodo			
- Altre componenti di Conto Economico complessivo			
<b>30/09/2012</b>	<b>1.276.226</b>	<b>105.102</b>	<b>28.996</b>
<b>31/12/2012</b>	<b>1.276.226</b>	<b>105.102</b>	<b>28.996</b>
Riserva legale			3.516
Dividendi agli azionisti			
Utili portati a nuovo			
Variazione area di consolidamento			
Cambio interessenze			
Altri movimenti			
Utile complessivo rilevato nel periodo			
di cui:			
- Utile netto del periodo			
- Altre componenti di Conto Economico complessivo			
<b>30/09/2013</b>	<b>1.276.226</b>	<b>105.102</b>	<b>32.512</b>

I dati al 31 dicembre 2011 sono stati rideterminati per effetto dell'adozione della versione rivista del principio IAS 19 Benefici per i dipendenti.

migliaia di euro

Riserva copertura flussi finanziari	Altre riserve e Utile (perdite) accumulate	Totale riserve e Utili (perdite) accumulate	Risultato del periodo	Patrimonio netto del Gruppo	Patrimonio netto di Terzi	Patrimonio netto del Gruppo e di Terzi
<b>(30.737)</b>	<b>362.714</b>	<b>466.075</b>	<b>(110.970)</b>	<b>1.631.331</b>	<b>213.375</b>	<b>1.844.706</b>
	(16.591)	(16.591)		(16.591)	(5.691)	(22.282)
	(110.970)	(110.970)	110.970	-		-
	(7)	(7)		(7)	27	20
		-		-	849	849
	(518)	(518)		(518)	(99)	(617)
(10.577)		(10.577)	67.717	57.140	7.487	64.627
			67.717	67.717	7.518	75.235
(10.577)	-	(10.577)		(10.577)	(31)	(10.608)
<b>(41.314)</b>	<b>234.628</b>	<b>327.412</b>	<b>67.717</b>	<b>1.671.355</b>	<b>215.948</b>	<b>1.887.303</b>
<b>(42.645)</b>	<b>219.617</b>	<b>311.070</b>	<b>152.559</b>	<b>1.739.855</b>	<b>214.402</b>	<b>1.954.257</b>
		3.516	(3.516)	-		-
		-	(66.747)	(66.747)	(9.323)	(76.070)
	82.296	82.296	(82.296)	-		-
		-		-		-
	3.122	3.122		3.122		3.122
	228	228		228	(8)	220
13.398		13.398	93.911	107.309	8.764	116.073
			93.911	93.911	8.679	102.590
13.398	-	13.398		13.398	85	13.483
<b>(29.247)</b>	<b>305.263</b>	<b>413.630</b>	<b>93.911</b>	<b>1.783.767</b>	<b>213.835</b>	<b>1.997.602</b>

## Rendiconto finanziario consolidato

	migliaia di euro	
	Primi nove mesi 2013	Primi nove mesi 2012
<b>A. Disponibilità liquide iniziali</b>	<b>28.041</b>	<b>44.758</b>
<b>Flusso finanziario generato dall'attività operativa</b>		
Risultato del periodo	102.590	75.235
Rettifiche per:		
Ammortamenti attività materiali e immateriali	154.385	161.866
(Plusvalenze) Minusvalenze e altre variazioni patrimoniali	1.662	2.277
Variazione netta TFR e altri benefici ai dipendenti	1.486	1.365
Variazione netta fondo rischi e altri oneri	(23.434)	(9.450)
Variazione imposte anticipate e differite	(1.228)	2.507
Variazione altre attività/passività non correnti	(34.364)	2.050
Dividendi contabilizzati al netto delle elisioni	(1.165)	(421)
Quota del risultato di collegate	(10.934)	(15.009)
Svalutazioni (Rivalutazioni) nette di attività immobilizzate	10.755	8.166
<b>B. Cash flow operativo prima delle variazioni di CCN</b>	<b>199.753</b>	<b>228.586</b>
Variazione rimanenze	(10.246)	(42.879)
Variazione crediti commerciali	293.535	42.997
Variazione crediti tributari e altre attività correnti	32.285	512
Variazione debiti commerciali	(323.032)	(62.438)
Variazione debiti tributari e altre passività correnti	92.815	100.852
<b>C. Flusso finanziario derivante da variazioni di CCN</b>	<b>85.357</b>	<b>39.044</b>
<b>D. Cash flow operativo (B+C)</b>	<b>285.110</b>	<b>267.630</b>
<b>Flusso finanziario da (per) attività di investimento</b>		
Investimenti in attività materiali e immateriali	(192.236)	(221.053)
Investimenti in attività finanziarie	(723)	(614)
Realizzo investimenti e variazione area consolidamento e attività destinate ad essere cedute	(9.186)	21.742
Dividendi incassati	8.730	9.071
<b>E. Totale flusso finanziario da attività di investimento</b>	<b>(193.415)</b>	<b>(190.854)</b>
<b>F. Free cash flow (D+E)</b>	<b>91.695</b>	<b>76.776</b>
<b>Flusso finanziario da attività di finanziamento</b>		
Erogazione di dividendi	(76.070)	(22.282)
Altre variazioni di Patrimonio netto	-	849
Nuovi mutui e finanziamenti a lungo termine	357.450	330.200
Rimborsi di mutui e finanziamenti a lungo termine	(286.920)	(221.540)
Variazione crediti finanziari	59.037	35.950
Variazione debiti finanziari	(139.481)	(206.125)
<b>G. Totale flusso finanziario da attività di finanziamento</b>	<b>(85.984)</b>	<b>(82.948)</b>
<b>H. Flusso monetario del periodo (F+G)</b>	<b>5.711</b>	<b>(6.172)</b>
<b>I. Disponibilità liquide finali (A+H)</b>	<b>33.752</b>	<b>38.586</b>

## **DICHIARAZIONE DEL DIRIGENTE PREPOSTO ALLA REDAZIONE DEI DOCUMENTI CONTABILI SOCIETARI A NORMA DELLE DISPOSIZIONI DELL'ART. 154-BIS COMMA 2 DEL D. LGS. 58/1998 (TESTO UNICO DELLA FINANZA)**

Il sottoscritto Massimo Levrino, Dirigente Preposto alla redazione dei documenti contabili e societari di IREN S.p.A., dichiara, ai sensi del comma 2 articolo 154 bis del Testo Unico della Finanza, che l'informativa contabile contenuta nel presente Resoconto Intermedio di Gestione al 30 settembre 2013 corrisponde alle risultanze documentali, ai libri e alle scritture contabili.

14 novembre 2013

IREN S.p.A.  
Il Direttore Amministrazione e Finanza e  
Dirigente Preposto legge 262/05  
dr. Massimo Levrino





Iren S.p.A.  
Via Nubi di Magellano, 30  
42123 Reggio Emilia - Italy  
[www.gruppoiren.it](http://www.gruppoiren.it)

