



Resoconto intermedio di gestione al 30 settembre 2012

Consiglio di Amministrazione
del 14 novembre 2012

IREN S.p.A.
Via Nubi di Magellano, 30 - 42123 Reggio Emilia
Capitale sociale interamente versato Euro 1.276.225.677,00
Registro imprese di Reggio Emilia n. 07129470014
Codice fiscale e partita IVA n. 07129470014

Sommario

Gruppo IREN in cifre	4
Cariche sociali	6
Missione e valori del Gruppo Iren	7
Il Gruppo IREN: l'assetto societario	8
Organico del gruppo IREN	14
Informazioni sul titolo Iren nei primi nove mesi del 2012.....	15
Dati operativi	18
Scenario di mercato.....	21
Quadro normativo	27
Fatti di rilievo del periodo.....	30
Criteri di redazione	32
Variazione area di consolidamento rispetto al 31 dicembre 2011.....	33
Risk Management	34
Situazione economica, patrimoniale e finanziaria del Gruppo IREN.....	39
Situazione economica.....	39
Analisi per settori di attività	43
Situazione patrimoniale.....	51
Situazione Finanziaria.....	52
Fatti di rilievo intervenuti dopo la chiusura del periodo ed evoluzione prevedibile della gestione	54
Prospetti contabili consolidati al 30 settembre 2012.....	55
Situazione patrimoniale-finanziaria consolidata	55
Conto economico consolidato	57
Altre componenti di conto economico complessivo	58
Rendiconto finanziario consolidato.....	59
Prospetto delle variazioni delle voci di patrimonio netto consolidato	60
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)	62

GRUPPO IREN IN CIFRE

	Primi 9 mesi 2012	Primi 9 mesi 2011 (*)	Variaz. %
Dati Economici (milioni di euro)			
Ricavi	3.146	2.360	+33,3
Margine operativo lordo	415	407	+1,9
Risultato operativo	206	215	(3,8)
Risultato prima delle imposte	140	179	(22,0)
Risultato netto di Gruppo e di Terzi	75	101	(25,3)
Dati Patrimoniali (milioni di euro)			
	<i>Al 30/09/2012</i>	<i>Al 31/12/2011</i>	
Capitale investito netto	4.504	4.497	+0,2
Patrimonio netto	1.887	1.845	+2,3
Posizione finanziaria netta	(2.617)	(2.652)	(1,3)
Indicatori economico-finanziari			
	<i>Primi 9 mesi 2012</i>	<i>Primi 9 mesi 2011</i>	
MOL/Ricavi	13,18%	17,24%	
Debt/Equity	1,39	1,44	
Dati tecnici e commerciali			
	<i>Primi 9 mesi 2012</i>	<i>Primi 9 mesi 2011</i>	
Energia elettrica venduta (GWh)	12.900	10.134	27,3
Energia termica prodotta (GWh _t)	1.852	1.571	17,9
Volumetria teleriscaldata (mln m ³)	73	67	8,7
Gas venduto (mln m ³)	2.376	1.937	22,6
Acqua distribuita (mln m ³)	133	138	(3,7)
Rifiuti trattati (ton)	694.592	769.674	(9,8)

(*) I valori sono rivisitati per riflettere la contabilizzazione della società Sasternet tra le attività destinate ad essere cedute

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

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

- IREN Acqua Gas nel ciclo idrico integrato;
- IREN Energia nel settore della produzione di energia elettrica e termica e dei servizi tecnologici;
- IREN Mercato nella vendita di energia elettrica, gas e teleriscaldamento;

- IREN Emilia nel settore gas, nella raccolta dei rifiuti, nell'igiene ambientale e nella gestione dei servizi locali;
- IREN Ambiente nella progettazione e gestione degli impianti di trattamento e smaltimento rifiuti oltre che nella gestione degli impianti di produzione calore per il teleriscaldamento in territorio emiliano.

Produzione energia elettrica: grazie ad un consistente parco di impianti di produzione di energia elettrica e termica a scopo teleriscaldamento, la capacità produttiva complessiva è pari a 7.400 GWh annui, inclusa la quota assicurata da Edipower.

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

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

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

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

Teleriscaldamento: grazie a 821 chilometri di reti interrato di doppia tubazione il Gruppo IREN fornisce il calore ad una volumetria di oltre 73 milioni di metri cubi, pari ad una popolazione servita di oltre 550.000 persone.

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

CARICHE SOCIALI

Consiglio di Amministrazione

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

Collegio Sindacale

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

Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili e societari

Massimo Levrino

Società di Revisione

PricewaterhouseCoopers S.p.A.

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

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

⁽⁶⁾ Presidente del Comitato per le Remunerazioni

⁽⁷⁾ Componente dell'Organismo di Vigilanza

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

⁽⁹⁾ Presidente dell'Organismo di Vigilanza

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

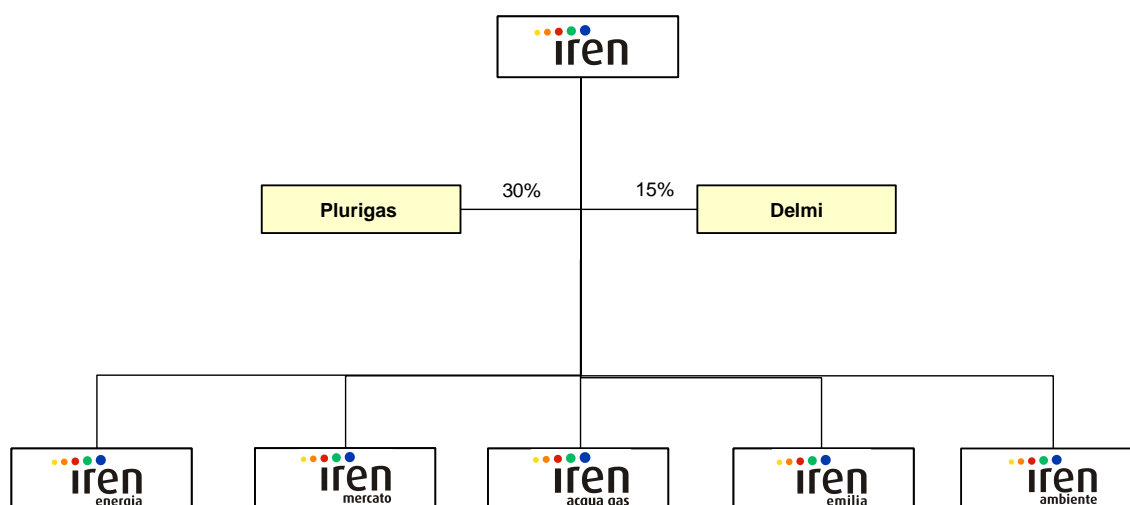
⁽¹²⁾ Cooptata dal Consiglio di Amministrazione in data 18 giugno 2012 a seguito delle dimissioni del Consigliere Enrico Salza, rassegnate in data 22 maggio 2012.

MISSIONE E VALORI DEL GRUPPO IREN

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

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

IL GRUPPO IREN: L'ASSETTO SOCIETARIO



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

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

IREN ENERGIA

Produzione di energia elettrica e termica cogenerativa

Iren Energia dispone complessivamente di circa 2.800 MW di potenza installata, di cui circa 1.900 MW direttamente e circa 900 MW tramite le partecipate Edipower ed Energia Italiana. In particolare, Iren Energia ha la disponibilità di 20 impianti di produzione di energia elettrica: 12 idroelettrici e 8 termoelettrici in cogenerazione, per una potenza complessiva di circa 1.800 MW elettrici e 2.300 MW termici, di cui 900 MW in cogenerazione. Le fonti di energia primaria utilizzate sono totalmente eco-compatibili in quanto idroelettriche e cogenerative. In particolare, il sistema idroelettrico di produzione svolge un ruolo importante in tema di salvaguardia ambientale, in quanto utilizza una risorsa rinnovabile e pulita, senza emissione di sostanze inquinanti; l'energia idroelettrica consente di ridurre il ricorso ad altre forme di produzione a più elevato impatto ambientale. Iren Energia considera il rispetto dell'ambiente un valore aziendale e da sempre ritiene che lo sviluppo del sistema di produzione idroelettrico, in cui investe annualmente notevoli risorse, sia uno degli strumenti principali per la salvaguardia del territorio. La potenza termica complessiva di Iren Energia è di 2.300 MWt, di cui il 40% proviene dagli impianti di cogenerazione di proprietà e la parte restante è relativa a generatori di calore convenzionali. La produzione di calore nei primi nove mesi del 2012 è stata pari a circa 1.852GWh_t, con una volumetria teleriscaldata superiore a 73 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 dell'anno l'energia elettrica complessiva distribuita è stata pari a 3.214 GWh, di cui 2.490 GWh nella Città di Torino e 724 GWh nella città di Parma.

Distribuzione Gas e Teleriscaldamento

Le attività di teleriscaldamento e distribuzione del gas nel capoluogo piemontese sono svolte da AES Torino (controllata al 51% da Iren Energia), che possiede una delle più estese reti di teleriscaldamento a livello nazionale, con circa 463 km di doppia tubazione. La rete del gas, estesa per 1.330 km, serve circa 500.000 clienti finali.

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

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

Servizi agli Enti Locali e Global Service

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

IREN MERCATO

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

Iren Mercato è presente su tutto il territorio nazionale con una maggiore concentrazione di clientela servita nella zona del centro nord dell'Italia. L'azienda colloca l'energia elettrica direttamente, attraverso le società collegate, dove presenti territorialmente, oppure tramite contratti di agenzia con le società 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. Si precisa che fino al 23 maggio 2012 la quota in capo ad Iren Mercato è pari al 10%, mentre dal 24 maggio sale al 23%.

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

Commercializzazione Gas Naturale

I volumi complessivi di gas naturale approvvigionati nei primi nove mesi dell'anno sono stati pari a 2.376 Mmc di cui circa 1.269 Mmc commercializzati a clienti finali esterni al Gruppo, 158 Mmc impiegati nella produzione di energia elettrica tramite i contratti di tolling con Edipower, 851 Mmc impiegati all'interno del Gruppo IREN sia per la produzione di energia elettrica e termica che per la fornitura di servizi calore, mentre 98 Mmc rappresentano le rimanenze di gas in stoccaggio.

Commercializzazione energia elettrica

I volumi commercializzati nei primi nove mesi del 2012, al netto delle perdite di distribuzione, sono risultati pari a 12.900 GWh.

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

Mercato libero e borsa:

I volumi complessivamente venduti a clienti finali e grossisti sono pari a 8.437 GWh (5.687 GWh nel corrispondente periodo del 2011), mentre i volumi impiegati sulla borsa al lordo dell'energia compravenduta sono pari a 3.701 GWh (3.659 GWh nel periodo gennaio-settembre 2011).

Nei primi nove mesi dell'anno le disponibilità interne al Gruppo Iren (Iren Energia), sono aumentate rispetto al corrispondente periodo del 2011 di circa il 7% ed ammontano a 4.529 GWh (4.260 GWh nei primi nove mesi 2011). I volumi provenienti dal tolling di Edipower ammontano a 1.043 GWh contro i 1.084 GWh dei primi nove mesi 2011. Si rileva inoltre il maggior ricorso a fonti esterne quali borsa al lordo dell'energia compravenduta (3.895 GWh contro 3.379 GWh dei primi nove mesi 2011) e grossisti comprensivi di ERG (3.091 GWh contro 845 GWh del corrispondente periodo 2011).

La parte residuale dei volumi commercializzati si riferisce principalmente alle operazioni infragruppo ed alle perdite di distribuzione.

Mercato ex vincolato:

I clienti complessivamente gestiti in regime di maggior tutela da Iren Mercato a settembre 2012 sono pari a circa 379.360 mentre i volumi complessivamente venduti ammontano a 762 GWh.

Vendita calore tramite rete di teleriscaldamento

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

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

A settembre 2012 la volumetria teleriscaldata sul territorio piemontese è pari a circa 51 milioni di metri cubi, corrispondenti ad oltre 450.000 abitanti ossia il 40% dei cittadini torinesi, sul territorio genovese circa 3,4 milioni di metri cubi mentre per la parte Emiliana la volumetria teleriscaldata è di circa 18,7 milioni di metri cubi.

Gestione servizi calore

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

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

IREN ACQUA GAS

Servizi Idrici Integrati

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

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

Iren Acqua Gas con la propria struttura raggiunge negli Ambiti Territoriali Ottimale (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 nei primi nove mesi del 2012 ha venduto circa 133 Mmc di acqua nelle aree gestite, attraverso una rete di distribuzione di oltre 14.000 km. Per quanto riguarda le acque reflue gestisce una rete fognaria di circa 7.700 Km.

Distribuzione Gas

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

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

Iren Acqua Gas tramite le sue controllate ha distribuito gas, nel corso dell'anno, per complessivi 271 Mmc.

Servizi tecnologici specialistici / ricerca

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

IREN EMILIA

Iren Emilia opera nel settore della distribuzione del gas metano, della raccolta rifiuti e dell'igiene ambientale e coordina l'attività delle società territoriali dell'Emilia Romagna per la

gestione operativa del ciclo idrico integrato, delle reti elettriche e del teleriscaldamento, e altri business minori (illuminazione pubblica, gestione verde pubblico, ecc.).

Iren Emilia gestisce l'attività di distribuzione del gas naturale in 72 dei 140 comuni delle province di Reggio Emilia, Parma e Piacenza. La società gestisce complessivamente quasi 5.900 km di rete di distribuzione locale di alta, media e bassa pressione per una potenzialità progettata massima di prelievo pari complessivamente a 726.879 Smc/h.

Iren Emilia svolge la sua attività nell'ambito dei servizi di Igiene Ambientale nelle province di Piacenza, Parma e Reggio Emilia per un totale di 116 comuni del territorio, servendo un bacino di 1.129.000 abitanti. Sensibile alla salvaguardia ambientale ed allo sviluppo sostenibile, Iren Emilia ha attivato sistemi di raccolta differenziata capillarizzata dei rifiuti che, anche grazie alla gestione di oltre 122 stazioni ecologiche attrezzate, hanno consentito al bacino servito di ottenere risultati superiori al 59%.

La società, in particolare, effettua la raccolta dei rifiuti urbani, la pulizia delle strade e dei marciapiedi, sgombero della neve, compie la pulizia e manutenzione dei parchi e delle aree verdi della città e avvia i rifiuti riciclabili alle corrette filiere per trasformarli in materia prima o energia rinnovabile. Attraverso Iren Ambiente, società del gruppo Iren, assicura che lo smaltimento dei rifiuti avvenga in modo da preservare e tutelare l'ambiente e studia gli aspetti del problema di smaltimento dei rifiuti, approfondendo la conoscenza delle tecnologie più innovative e ambientalmente sicure attualmente esistenti. Svolge altresì la gestione operativa del ciclo idrico integrato (acquedotto, depurazione e fognatura) sulle province di Parma, Piacenza e Reggio Emilia. Tale attività riguarda una rete complessiva di 12.157 km di rete di acquedotto, 6.673 km di reti fognarie e n. 467 impianti di sollevamento delle acque reflue e 775 impianti di trattamento tra depuratori biologici e fosse imhoff distribuiti sul territorio di 110 Comuni.

L'attività di gestione operativa della rete di teleriscaldamento è svolta nelle città di Reggio Emilia, Parma e Piacenza e riguarda una rete complessiva di quasi 312 km con una volumetria complessiva servita pari a 18.453.000 mc. La gestione operativa della rete di distribuzione di energia elettrica è svolta nella città di Parma e riguarda 2.349 km di rete con un numero superiore ai 124.000 punti di consegna alla clientela finale.

IREN AMBIENTE

Settore ambiente

Iren Ambiente, direttamente e attraverso le società partecipate, svolge nelle province di Parma, Reggio Emilia e Piacenza le attività di trattamento, smaltimento, stoccaggio, recupero e riciclo dei rifiuti urbani e speciali, di recupero energetico (calore e energia elettrica) attraverso la termovalorizzazione e la gestione di impianti per la produzione di biogas. Iren Ambiente gestisce un importante portafoglio clienti a cui fornisce servizi per lo smaltimento di rifiuti speciali e svolge l'attività di trattamento, selezione, recupero e smaltimento finale dei rifiuti urbani raccolti da Iren Emilia S.p.A..

La frazione indifferenziata dei rifiuti raccolti è destinata a diverse modalità di smaltimento nella ricerca della migliore valorizzazione della risorsa rifiuto attraverso un processo industriale di preventiva selezione meccanica al fine di ridurre la frazione destinata alla termovalorizzazione e allo smaltimento in discarica. Iren Ambiente tratta oltre 1.000.000 tonnellate annue di rifiuti con 12 impianti di trattamento, selezione e stoccaggio, 2 termovalorizzatori (Piacenza e Reggio Emilia), 1 discarica (Poatica - Reggio Emilia), 2 impianti di compostaggio (Reggio Emilia). E' in fase di costruzione, con l'obiettivo di attivarlo entro la fine del 2012, il Polo Ambientale Integrato di Parma (PAI), che prevede la realizzazione di un impianto di selezione e termovalorizzazione da rifiuti. In data 12 maggio, data di scadenza della relativa autorizzazione, è cessata come previsto l'attività del termovalorizzatore di Reggio Emilia.

Produzione energia elettrica da fonti rinnovabili

Iren Ambiente è attiva anche nel settore della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili attraverso diversi progetti focalizzati prevalentemente nel settore del fotovoltaico. In tale settore sono stati realizzati impianti in Puglia per 5 MW (attraverso la controllata Enia Solaris), un impianto in copertura di un fabbricato aziendale di potenza pari a 1 MW ed altri 29 minori come potenza installata su sedi aziendali e fabbricati comunali. E' continuato inoltre, attraverso la controllata Iren Rinnovabili S.r.l., l'attività di commercializzazione nel settore del fotovoltaico con il logo "Raggi & Vantaggi" che ha però subito un forte rallentamento in conseguenza delle modifiche normative approvate e/o in corso di approvazione che hanno ridotto significativamente il livello degli incentivi nel settore.

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

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

Gestione impianti di teleriscaldamento

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

ORGANICO DEL GRUPPO IREN

Al 30 settembre 2012 risultavano in forza al Gruppo Iren 4.573 dipendenti, in riduzione dell'1,8% rispetto al 31 dicembre 2011, quando erano 4.655. Nella tabella seguente si riporta la consistenza degli addetti al 30 settembre 2012, suddivisa per Holding e Società di Primo Livello (con relative controllate).

Società	Organico al 30.09.2012	Organico al 31.12.2011
Iren S.p.A.	263	268
Iren Acqua Gas e controllate	987	1.026
Iren Ambiente e controllate	239	241
Iren Emilia e controllate	1.627	1.668
Iren Energia e controllate	1.008	1.018
Iren Mercato e controllate	449	434
Totale	4.573	4.655

La riduzione, pari a 82 unità, avvenuta nel 2012 è correlata:

- al proseguimento della politica in materia di gestione degli organici, con contenimento delle assunzioni e incentivazioni all'esodo, che ha prodotto un decremento di 39 unità;
- all'acquisizione di un ramo aziendale di ERG relativo alla commercializzazione e alla vendita di energia, pari a 11 unità confluite in Iren Mercato;
- a una variazione di consolidamento relativa alla partecipazione di Iren nel Gruppo SAP cha ha prodotto un decremento di 33 unità;
- alla cessione, e relativo deconsolidamento, della partecipazione in Undis Servizi per un organico pari a 16 unità;
- alla classificazione tra le attività detenute per la negoziazione della partecipazione in Sasternet pari a 5 unità.

Si evidenzia che dalla nascita del Gruppo Iren (01/07/2010) l'organico si è ridotto complessivamente di 299 unità (-155 per saldo assunzioni/cessazioni; -144 per operazioni di variazione di perimetro).

INFORMAZIONI SUL TITOLO IREN NEI PRIMI NOVE MESI DEL 2012

Andamento del titolo IREN in Borsa

Nel corso dei primi nove mesi del 2012 i mercati borsistici, con particolare riferimento a quelli dell'area Euro, sono stati caratterizzati da due fasi diverse nei periodi da gennaio a fine luglio circa e dall'inizio di agosto in poi.

Per quanto concerne il primo periodo, da gennaio fino alla terza settimana di luglio, i mercati hanno continuato a risentire della prolungata congiuntura negativa dello scenario finanziario internazionale acuita dalla crisi finanziaria di alcuni stati sovrani europei tra cui l'Italia che, gravata da un elevato livello di indebitamento e nel rispetto dei parametri di bilancio fissati dalla Comunità Europea, sta persistendo nella politica di rigore fiscale.

Pertanto l'aumento della pressione fiscale congiuntamente alla carenza di liquidità nei circuiti finanziari ha contribuito a mantenere un negativo trend di crescita anche dell'economia reale.

In questo periodo l'andamento dello spread tra BTP decennale e BUND ha mantenuto un andamento crescente arrivando a toccare i 540 bps nella terza settimana di luglio. Questo ha portato ad un negativo andamento dei mercati finanziari nei primi sette mesi con una particolare penalizzazione delle società con elevato livello di indebitamento: il titolo Iren ha toccato il minimo di 0,24 euro per azione nella terza settimana di Luglio.

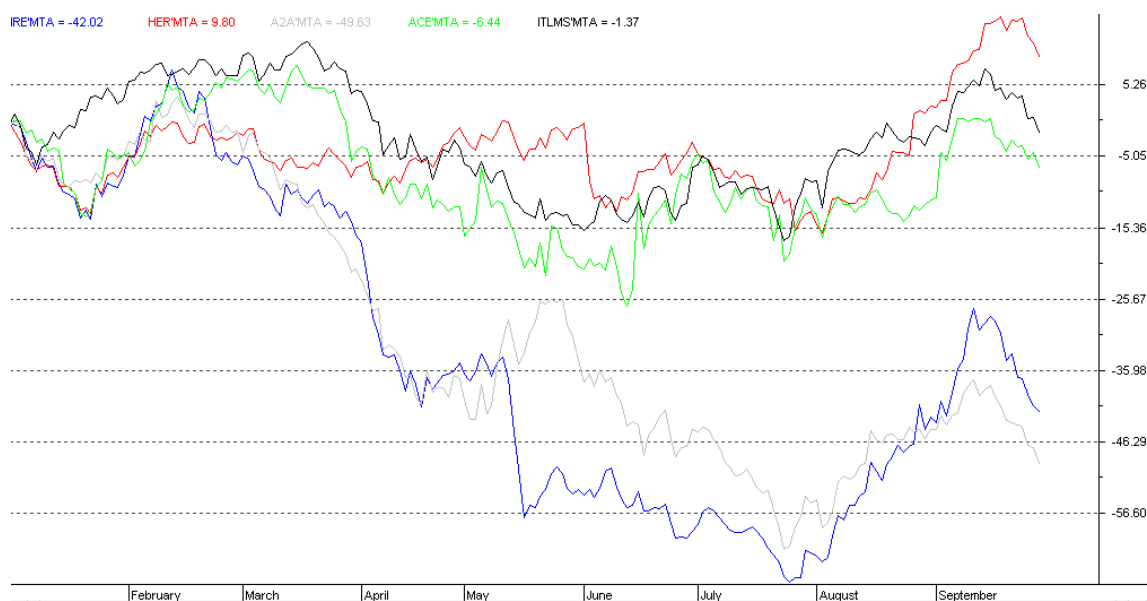
A partire dall'ultima settimana di luglio, le azioni di salvataggio di Grecia e Spagna ed i risultati conseguiti dall'azione di risanamento in Italia dal governo tecnico hanno impostato un trend di allentamento dello spread che a fine settembre si è attestato sotto quota 360 bps.

In questo periodo si è verificata una ripresa dei listini ed in particolare del titolo Iren che dal minimo di luglio ha impostato un trend di crescita durato fino alla prima settimana di settembre.

Il titolo Iren a fine settembre 2012 si è attestato a 0,45 euro per azione con volumi medi da inizio anno che si sono attestati intorno a 3,1 milioni di pezzi giornalieri.

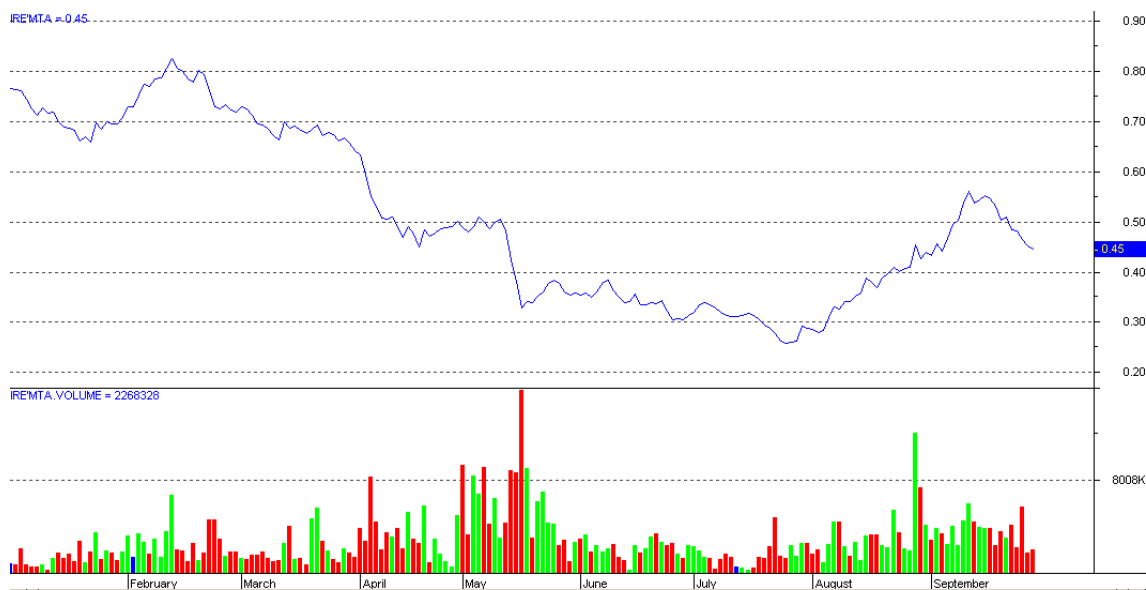
Nello stesso periodo il prezzo medio è stato di 0,51 euro per azione avendo toccato il massimo di 0,85 euro per azione il 13 febbraio ed il minimo di 0,24 euro per azione il 26 luglio.

Sull'andamento del titolo, che nei primi nove mesi ha ceduto circa il 42%, ha pesato oltre all'elevato livello di indebitamento anche l'esposizione del portafoglio di attività al mercato della generazione e della vendita di energia in un contesto nazionale caratterizzato da uno scenario di sovraccapacità e bassi prezzi dell'energia.



DATI DI BORSA, euro/azione nell'esercizio 2011	
Prezzo medio	0,51
Prezzo massimo	0,85
Prezzo minimo	0,24
N. azioni ('000)	1.276.226

Andamento prezzo e volumi del titolo IREN

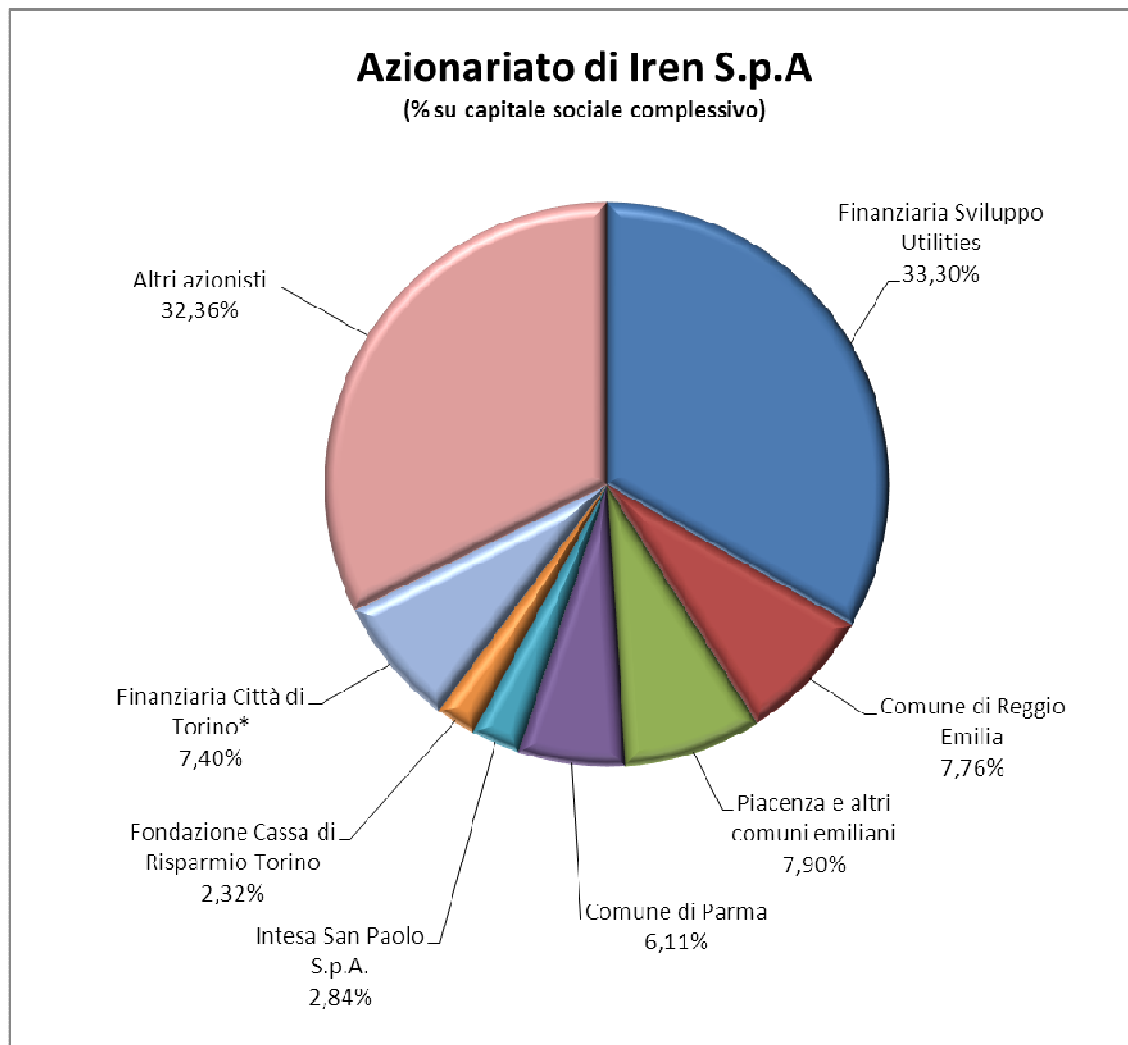


Il coverage del titolo

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

Azionariato

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



(*) azioni di risparmio prive di diritto di voto

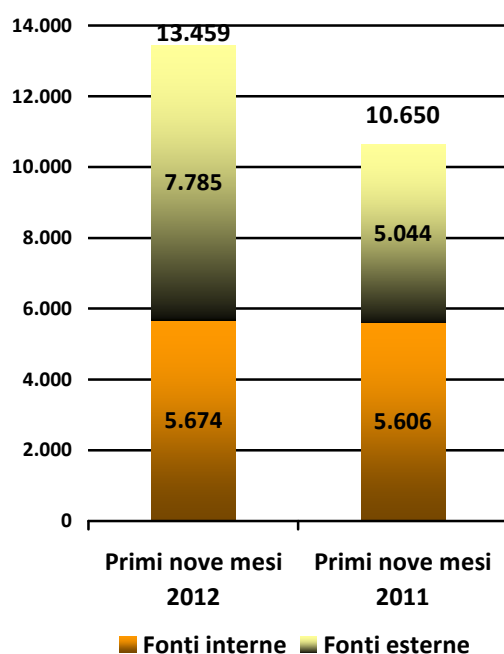
DATI OPERATIVI

Bilancio dell'energia elettrica

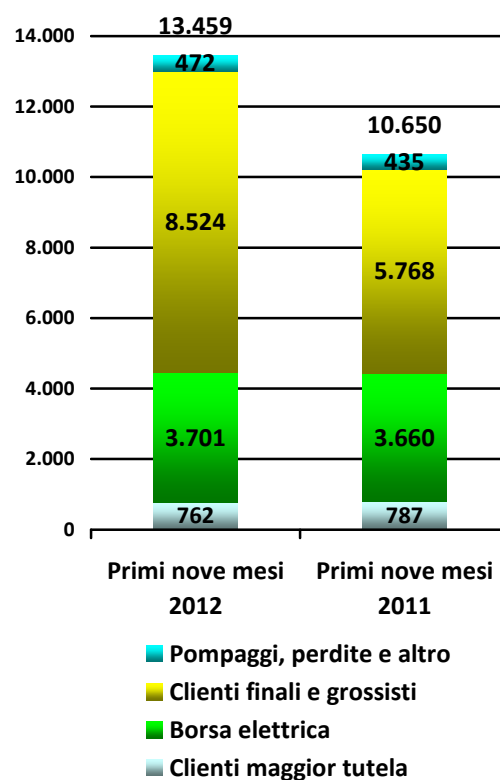
GWh	Primi 9 mesi 2012	Primi 9 mesi 2011	Variaz. %
FONTI			
Produzione lorda	5.674	5.606	1,2
a) Termoelettrica	3.715	3.487	6,5
b) Idroelettrica	824	773	6,6
c) Produzione da WTE e Fonti Rinnovabili	92	96	(4,2)
d) Produzione da impianti Edipower	1.043	1.084	(3,8)
e) Produzione da impianti Tirreno Power	0	166	(100)
Acquisto da Acquirente Unico	800	820	(2,4)
Acquisto energia in Borsa Elettrica	3.895	3.379	15,3
Acquisto energia da grossisti	3.091	845	(*)
Totale Fonti	13.459	10.650	26,4
IMPIEGHI			
Vendite a clienti di maggior tutela	762	787	(3,2)
Vendite in Borsa Elettrica	3.701	3.660	1,1
Vendite a clienti finali e grossisti	8.524	5.768	47,8
Pompaggi, perdite di distribuzione e altro	472	435	8,5
Totale Impieghi	13.459	10.650	26,4

(*) Variazione superiore al 100%

Composizione Fonti



Composizione Impieghi

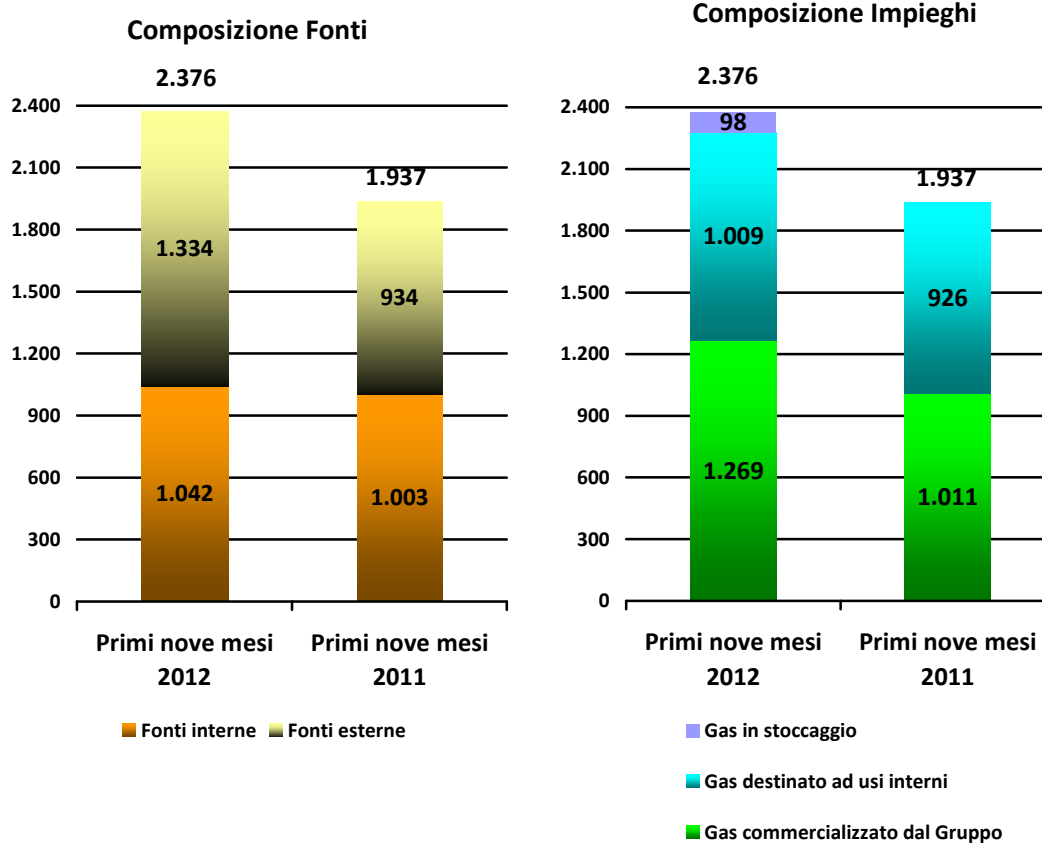


Bilancio del gas

Milioni di metri cubi	Primi 9 mesi 2012	Primi 9 mesi 2011	Variaz. %
FONTI			
Fonti interne	1.042	1.003	3,9
Fonti esterne	1.334	934	42,8
Totale Fonti	2.376	1.937	22,7
IMPIEGHI			
Gas commercializzato dal Gruppo	1.269	1.011	25,5
Gas destinato ad usi interni (**)	1.009	926	8,9
Gas in stoccaggio	98	-	(*)
Totale Impieghi	2.376	1.937	22,7

(*) Variazione superiore al 100%

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



Servizi a rete

	Primi 9 mesi 2012	Primi 9 mesi 2011	Variaz. %
DISTRIBUZIONE ENERGIA ELETTRICA			
Energia elettrica distribuita (GWh)	3.214	3.207	0,2
N. contatori elettronici	685.034	671.181	2,1
DISTRIBUZIONE GAS			
<i>Gas distribuito da Aes Torino (mln mc) (*)</i>	378	393	(3,8)
<i>Gas distribuito da Iren Acqua Gas (mln mc)</i>	271	265	2,3
<i>Gas distribuito da Iren Emilia (mln mc)</i>	638	629	1,4
Totale Gas distribuito	1.286	1.287	(0,1)
TELERISCALDAMENTO			
Volumetria teleriscaldata (mln mc)	73	67	8,7
Rete Teleriscaldamento (Km)	821	782	5,0
SERVIZIO IDRICO INTEGRATO			
Volumi Acqua (mln mc)	133	138	(3,7)

(*) Aes Torino al 51%

SCENARIO DI MERCATO

Scenario energetico nazionale

Nel periodo Gennaio - Settembre 2012 la produzione netta di energia elettrica in Italia è stata pari a 217.544 GWh in riduzione (-1,6%) rispetto allo stesso periodo del 2011. La richiesta di energia elettrica, pari a 245.680 GWh (-2,3%) è stata soddisfatta per l'89,4% dalla produzione nazionale (+0,8%) e per il restante 10,0% dal saldo con l'estero. A livello nazionale, la produzione termoelettrica tradizionale è stata pari a 157.631 GWh, con una riduzione del 4,3% rispetto al 2011 ed ha rappresentato il 72,5% dell'offerta produttiva; la produzione di fonte idroelettrica è stata pari a 31.512 GWh (-16,2% rispetto al 2011) rappresentandone il 14,5% mentre la produzione da fonte geotermica, eolica e fotovoltaica è stata pari a 28.401 GWh (+52,3%) coprendo il 13,1% dell'offerta.

Domanda e offerta di energia elettrica cumulata

	(GWh e variazioni tendenziali)		
	fino al 30 settembre 2012	fino al 30 settembre 2011	Var. %
Domanda	245.680	251.526	-2,3%
- Nord	112.316	115.057	-2,4%
- Centro	71.765	73.560	-2,4%
- Sud	37.028	37.110	-0,2%
- Isole	24.571	25.799	-4,8%
Produzione netta	217.544	221.026	-1,6%
- Idroelettrico	31.512	37.599	-16,2%
- Termoelettrico	157.631	164.778	-4,3%
- Geotermoelettrico	3.930	3.981	-1,3%
- Eolico e fotovoltaico	24.471	14.668	66,8%
Saldo estero	30.175	32.290	-6,6%

Fonte: elaborazione RIE su dati TERNA

I primi nove mesi del 2012 hanno visto complessivamente una riduzione della domanda elettrica rispetto al pari periodo dell'anno precedente (-2,3%) corrispondente a circa -5,8 TWh. I decrementi percentuali si verificano in tutte le zone del Paese, i maggiori si registrano nelle isole (-4,8%), a seguire nelle zone Nord-Centro (-2,4%).

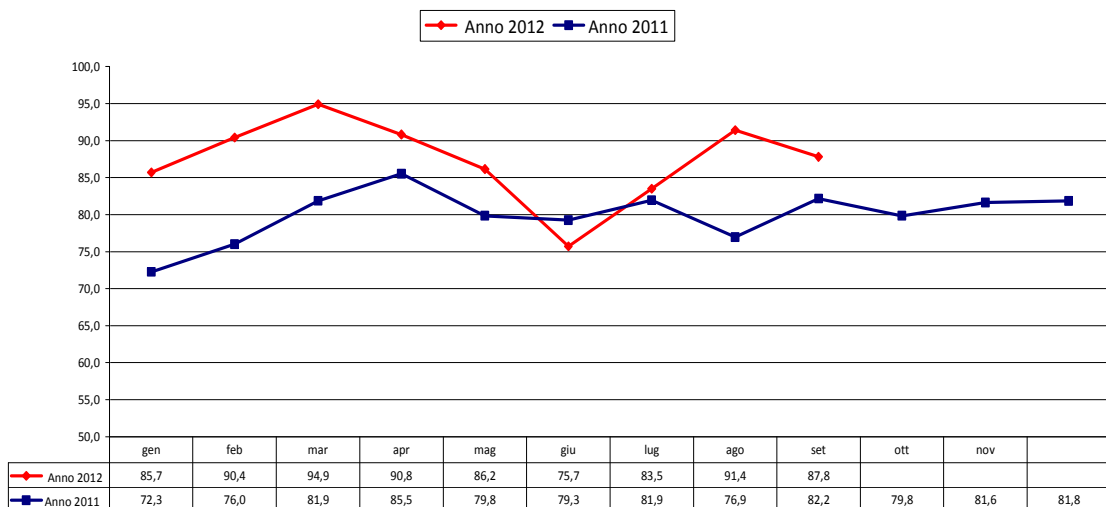
Nei primi nove mesi del 2012 il prezzo medio del greggio è stato pari a 112,2 \$/bbl, in sostanziale stabilità rispetto allo stesso periodo del 2011 (+0,2 %). Il cambio \$/€ medio è stato 1,282 in riduzione di 12,5 cent rispetto alla media dello stesso periodo del 2011. Per effetto

delle precedenti dinamiche, la quotazione media del greggio in euro è stata 87,6 €/bbl nel 2012 in aumento rispetto al valore medio del 2011 (+10,1%).

Nel terzo trimestre 2012, le quotazioni in dollari del Brent Dated hanno visto una dinamica rialzista rispetto al secondo trimestre, riportandosi sopra alla soglia dei 100 dollari fino ai 117,6 \$/bbl ad agosto rispetto al minimo di 88 visto in giugno (+29,6 \$/bbl), non raggiungendo però il picco giornaliero di marzo (prossimo a 126).

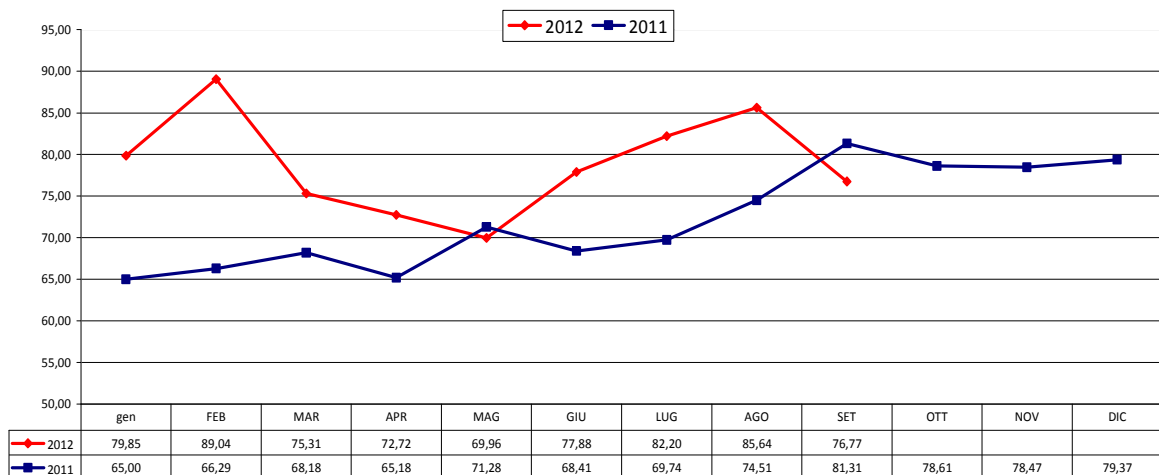
A spingere i prezzi al rialzo i timori geopolitici, con il persistere della crisi siriana e le continue tensioni tra Occidente e Iran, che hanno avuto la meglio sulla crisi economica mondiale che ha peraltro conosciuto qualche momento di ottimismo ad impatto rialzista sulle quotazioni. Occorre infatti rilevare come, in un anno di grave crisi economica come quello in corso, la domanda petrolifera stia continuando ad esibire un trend di crescita, differenza sostanziale rispetto al 2008.

Andamento del Brent (€/bbl)



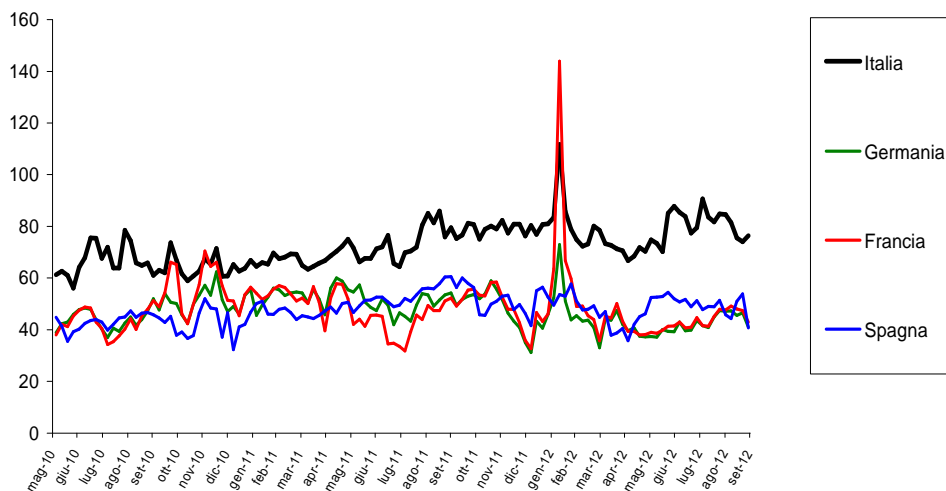
Nei primi nove mesi del 2012 i prezzi della Borsa elettrica hanno mostrato un andamento in crescita rispetto al corrispondente periodo dell'anno passato. Il PUN è risultato pari a 78,8 €/MWh con un +12,6% sui primi nove mesi del 2011. La domanda è calata di circa 5,8 TWh rispetto all'anno precedente. Il periodo conferma uno scenario economico sul versante elettrico che evidenzia una combinazione di fattori negativi, dati da prezzi in rialzo e domanda in riduzione.

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



Per quanto riguarda i prezzi zionali si rileva come la zona a più basso prezzo si confermi nei primi nove mesi, al pari del 2011, il Sud con 72,9 €/MWh (-5,9 €/MWh rispetto al PUN) e quella a prezzo più elevato la Sicilia con 96,7 €/MWh (+22,8% rispetto al PUN). In entrambi i casi gli scostamenti rispetto al prezzo medio si riducono per quanto riguarda la zona Sicilia (risultava infatti del -28,9 % nei primi nove mesi del 2011, aumentano, benché in misura contenuta relativamente alla zona Sud (in cui risultava pari a -3,2 €/MWh).

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



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

Nella tabella seguente l'indicazione ed il confronto tra i prezzi futures medi mensili nei nove mesi da Gennaio a Settembre si registrano variazioni in netta riduzione per le quotazioni dei

trimestrali da settembre a marzo 2013. Il futuro annuale (Dicembre 2013) che quotava 76,12 €/MWh ad inizio anno si è portato a 71,96,72 €/MWh in Settembre (-4,2 €/MWh).

Gennaio 2012 futures			Settembre 2012 futures	
Mensili	€/MWh		mensili	€/MWh
feb-12	79,84		lug-12	75,09
mar-12	79,30		ago-12	76,29
apr-12	76,13		set-12	75,65
trimestrali	€/MWh		trimestrali	€/MWh
giu-12	76,51		set-12	75,91
set-12	79,15		dic-12	74,25
dic-12	80,43		mar-13	67,85
mar-13	79,36		giu-13	73,10
annuali	€/MWh		annuali	€/MWh
dic-13	76,12		dic-13	71,96

Fonte: elaborazioni RIE su dati IDEX

Il Mercato del Gas Naturale

Sulla base dei dati resi disponibili da Snam Rete Gas, nel periodo gennaio-settembre 2012 i consumi complessivi di metano in Italia (54,0 md mc) sono diminuiti del 2,6% rispetto al 2011 (-1,44 md mc), calo determinato dalla contrazione degli usi per la generazione elettrica. In particolare: a) i prelievi delle reti di distribuzione (diretti prevalentemente ai consumi civili) sono cresciuti del 2,4% come risultato dell'impennata della domanda di febbraio (+25,3%) dovuta all'eccezionale ondata di gelo in mezzo a due mesi molto miti (gennaio e marzo) e di un aprile più freddo rispetto al 2011; b) domanda elettrica debole (-2,3% nei primi nove mesi rispetto allo stesso periodo 2011; -2,7% a parità di calendario¹), concorrenza delle fonti rinnovabili (tra gennaio e settembre: +7,4 TWh la produzione fotovoltaica, +2,4 TWh quella eolica) e del carbone (stima di +4 TWh) hanno influito sui consumi termoelettrici di metano che hanno segnato un calo del 10,1% (-2,1 md mc) e risultano inferiori di ben il 24,5% rispetto al 2008; risultato ancora peggiore si sarebbe realizzato se nei mesi estivi le temperature molto calde non avessero aiutato la domanda elettrica e i relativi consumi gas mantenendoli sui livelli del 2011, mentre a settembre i prelievi delle centrali hanno registrato una nuova pesante contrazione del 19%, tornando in linea con l'andamento mostrato in primavera (-22% a maggio; -15% a giugno); c) gli usi industriali sono pressoché stabili sui valori 2011 (-0,4%), ma restano abbondantemente al di sotto dei livelli pre-crisi (-11,2% rispetto al 2008, -12,5% vs 2007).

Lato offerta si osserva, in confronto all'anno scorso, una diminuzione delle importazioni (-4,1%) ed un incremento delle immissioni in rete da produzione nazionale (+5%). Le importazioni sono state effettuate per l'88% tramite gasdotti e per il 12% tramite i due terminali GNL di Panigaglia e Rovigo.

¹ Fonte: Terna

Impieghi/fonti di gas naturale nel periodo gennaio- settembre 2012 e confronto con gli anni precedenti

	2012	2011	2010	2009	2008	Var. % '12/'11	Var. % '12/'10	Var. % '12/'09	Var. % '12/'08
gennaio - giugno									
GAS PRELEVATO (Mld mc)									
Impianti di distribuzione	23,0	22,5	24,0	22,4	22,4	2,4%	-4,2%	2,6%	3,0%
Usi industriali	10,0	10,0	9,7	8,8	11,2	-0,4%	2,6%	13,5%	-11,2%
Usi termoelettrici	19,1	21,2	22,1	20,5	25,2	-10,1%	-13,6%	-7,0%	-24,5%
Rete Terzi e consumi di sistema (*)	2,0	1,8	2,1	2,1	2,3	10,6%	-6,1%	-5,7%	-14,2%
Totale prelevato	54,0	55,5	57,9	53,8	61,1	-2,6%	-6,7%	0,4%	-11,6%
GAS IMMESSO (Mld mc)									
Produzione nazionale	6,2	5,9	6,2	6,2	6,9	5,0%	1,0%	1,1%	-10,3%
Importazioni	51,3	53,5	54,2	49,2	56,5	-4,1%	-5,3%	4,3%	-9,1%
Stoccaggi	-3,48	-3,93	-2,4	-1,5	-2,3	-11,5%	44,9%	129,4%	53,1%
Totale immesso	54,0	55,5	57,9	53,8	61,1	-2,6%	-6,7%	0,4%	-11,6%

(*) 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 i mesi di agosto e settembre 2012, consuntivi non definitivi per giugno-luglio 2012, consuntivi definitivi per i mesi precedenti.

Domanda sempre molto debole a livello italiano ed europeo (-2% i consumi UE nei primi sei mesi 2012²), situazione di sovraccapacità strutturale, forte concorrenza del mercato spot determinano il persistere di pressioni sui mercati e difficoltà per gli operatori integrati verticalmente con portafoglio di approvvigionamento esposto a contratti a lungo termine *Take or Pay*. I prezzi di vendita al consumo risultano oggi meno agganciati ai prezzi di questi contratti di acquisto. Rinegoziazioni e arbitrati stanno caratterizzando il 2012, così come era già accaduto nei due anni precedenti. I risultati delle rinegoziazioni sembrano comunque lontani dal colmare il divario con i prezzi spot.

Anche nel terzo trimestre dell'anno i prezzi spot agli hubs nord-europei si sono mantenuti sensibilmente inferiori a quelli dei contratti long term rinegoziati, indicativamente in misura del 20%-25% nel periodo. Il processo di rafforzamento degli hubs, come riferimento sempre più importante del mercato, è andato proseguendo favorito dal varo e da iniziali applicazioni delle prime nuove regole europee riguardanti la progressiva apertura delle infrastrutture e la gestione delle congestioni contrattuali sui gasdotti transnazionali.

Il terzo trimestre ha visto una sensibile riduzione dello spread tra l'hub italiano PSV (Punto di Scambio Virtuale) e i prezzi degli hubs del Nord-Europa. In confronto all'olandese TTF - considerato il più liquido e significativo hub dell'UE continentale - la differenza si è ridotta mediamente a 2,3 Euro MWh (+9,3%) da 7,8 MWh (+32%) nel primo trimestre 2012 e 4,0 Euro/MWh (+17%) nel secondo trimestre. Rispetto all'hub austriaco di Baumgarten, collegato fisicamente al sistema italiano dal gasdotto TAG, tra luglio e settembre la differenza è stata di 1,2 Euro/MWh (+5%) quando era di 6,7 Euro/MWh nei primi tre mesi dell'anno (+26%). La riduzione delle differenze, verso valori "fisiologici" connessi al costo di trasporto del gas tra gli

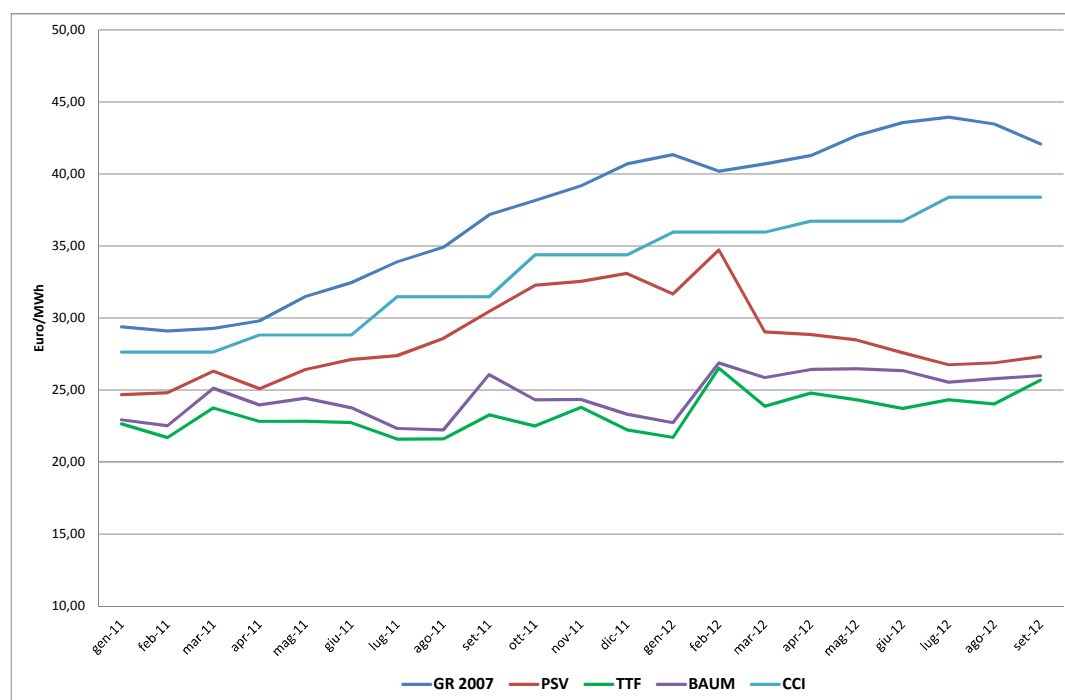
² Fonte: Eurogas

hubs, è avvenuta presumibilmente anche sotto l'effetto di iniziali applicazioni di regolamenti e linee guida UE diretti alla riduzione delle congestioni (determinando un maggior accesso alla capacità disponibile e a costi minori), in particolare da parte del gestore del gasdotto TAG. I prossimi mesi diranno se tali dinamiche si consolideranno o meno.

Il prezzo medio al PSV nel periodo gennaio-settembre 2012 è stato di 29,0 Euro/MWh (+8,4% rispetto allo stesso periodo 2011); 27,0 Euro/MWh quello medio del terzo trimestre dell'anno (-6% rispetto al corrispondente trimestre 2011). Il mercato del bilanciamento (PB-Gas), partito lo scorso 1 dicembre 2011 ed entrato nella sua configurazione a regime ad aprile 2012, ha espresso nei nove mesi 2012 un valore medio di 28,9 Euro/MWh e nel terzo trimestre di 27,0 Euro/MWh sostanzialmente in linea con il prezzo delle contrattazioni al PSV. La M-Gas (Borsa Gas) resta un mercato ancora poco utilizzato con scambi residuali.

Il prezzo al PSV risulta considerevolmente inferiore ai valori interamente ("Gas Release") o prevalentemente (CCI definita dall'AEEG) legati a formule indicizzate ai prodotti petroliferi. Il valore medio della c.d. "Gas Release 2007" è stato nei primi nove mesi 2012 di 44,59 cEuro/mc (42,1 Euro/MWh); la CCI (Componente di Commercializzazione all'Ingrosso) per il mercato tutelato, è risultata nei 3 trimestri mediamente di 39,61 cEuro/mc (37,0 Euro/MWh).

Dinamica dei prezzi del gas



Nota: i prezzi della Gas Release e della CCI sono stati trasformati in Euro/MWh sulla base di un potere calorifico rispettivamente di 38,1 MJ/mcs e 38,52 MJ/mcs

Fonte: Elaborazioni RIE; su dati, Platts, APX-Endex, GME, CEGH, AEEG

QUADRO NORMATIVO

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

Energia Elettrica

Deliberazione 19 luglio 2012 298/2012/R/eel “Determinazioni dell’Autorità per l’energia elettrica e il gas in merito alle istanze per l’acconto del corrispettivo di reintegrazione, relativo agli impianti essenziali per l’anno 2011. Disposizioni sulle componenti del costo variabile riconosciuto per gli anni 2011 e 2012. Modificazioni e integrazioni alle deliberazioni dell’Autorità 111/06 e ARG/elt 110/11”, pubblicata il 23 luglio 2012

Con il provvedimento in oggetto l’AEEG - nell’ambito della regolazione relativa alla gestione degli impianti essenziali per la sicurezza del sistema elettrico, disciplinata, sia con riferimento al regime ordinario che al regime di reintegrazione dei costi, rispettivamente, ai sensi degli articoli 64 e 65 della deliberazione dell’Autorità n.111/06 – detta disposizioni volte a:

- determinare gli importi dell'acconto del corrispettivo di reintegrazione dei costi, previsto dall’Art. 65.30 della citata deliberazione, in relazione ad alcuni degli impianti essenziali per l’anno 2011;
- modificare i valori delle componenti del costo variabile riconosciuto, rilevanti per gli anni 2011 e 2012;
- istituire in capo a Terna un controllo di conformità sul margine di contribuzione attinente alle unità essenziali in regime di reintegrazione dei costi;
- apportare modifiche alla disciplina sul numero massimo di assetti di funzionamento più significativi, per l'individuazione dei raggruppamenti di impianti essenziali da parte del Gestore di rete.

In particolare il Regolatore, allo scopo di supportare il Gestore di rete, nonché di fornire al medesimo, i dati necessari ad effettuare i controlli di conformità per la corretta determinazione del corrispettivo di reintegrazione dei costi e, conseguentemente, addivenire alla determinazione dell’acconto annuale previsto su tale corrispettivo (ex Art. 65.30 della delibera AEEG n.111/06), richiede al GME di fornire a TERNA specifici dati sulle partite economiche e sui volumi registrati sui mercati dell’energia, con riferimento a ciascuna unità essenziale in regime di reintegrazione dei costi. L’invio di tale flusso di dati dal mercato, risulta inoltre funzionale per TERNA al fine di disporre di un quadro informativo completo per le verifiche di conformità sul margine di contribuzione attinente alle unità essenziali sopra richiamato.

Pubblicazione ACER “Linee Guida” on REMIT-2nd Editing “Guidance on the application of Regulation (EU) No 1227/2011 of the EUROPEAN Parliament and of the Council of 25 October 2011 on wholesale energy market integrity and transparency”, pubblicato il 28 settembre 2012

Con il documento in oggetto l’Agenzia per la cooperazione dei Regolatori Europei (ACER) ha pubblicato le “Guidance on the application of Regulation (EU) No 1227/2011 of the EUROPEAN Parliament and of the Council of 25 October 2011 on wholesale energy market integrity and transparency – 2nd Edition” contenenti un aggiornamento delle linee guida, interpretative e non-vincolanti, su diversi aspetti di applicazione del Regolamento (EU) No. 1227/2011 (nel seguito: REMIT), relativo all’integrità e alla trasparenza del mercato dell’energia all’ingrosso nell’Unione Europea. Tale seconda edizione delle Linee Guida fa seguito alla prima versione delle stesse, pubblicata, sempre da ACER, in data 21 dicembre 2011.

Gas

Il 1° ottobre è entrata in vigore la **delibera AEEG n. 263/2012/R/Gas** del 21 giugno 2012 riguardante *“Revisione delle condizioni economiche della materia prima gas a partire dal 1° ottobre 2012 ed avvio di un’istruttoria conoscitiva sulle condizioni di approvvigionamento nel mercato della vendita al dettaglio del gas naturale”*. Il provvedimento ha rivisto, tenendo conto di quanto disposto dall’art. 13 del DL 1/12 (obbligo di riferimento ai prezzi di mercato), le modalità di definizione del valore della materia prima contenuto nel prezzo finale ai consumatori tutelati: la componente QE viene ora calcolata attribuendo un peso del 95% al valore derivante dalla formula che rappresenta il costo di approvvigionamento del gas legato ai contratti a lungo termine oil linked (c.d. indice TOP) - tenendo anche conto delle revisioni cui questi ultimi sono stati sottoposti in base agli accordi produttori/importatori – e il 5% del peso restante ai prezzi del gas sui mercati europei con riferimento al prezzo forward dell’hub olandese TTF. Rispetto alla vecchia formula interamente oil linked applicata fino a marzo 2012 (nel periodo aprile-settembre è stata in vigore una formula transitoria) la QE calcolata con il nuovo metodo si stima risultare inferiore di circa 0,8 cEuro/mc con riferimento all’ultimo trimestre 2012.

Come previsto dalla citata delibera e recentemente ribadito da AEEG, la metodologia verrà sottoposta ad ulteriore riforma con efficacia da aprile 2013, tenendo conto dei risultati dell’istruttoria avviata con la delibera stessa e diretta a valutare le condizioni di approvvigionamento delle società di vendita sul mercato all’ingrosso.

Con **Decisione del 24 agosto 2012** la Commissione europea ha adottato **Modifiche al Regolamento CE n. 715/2009** relativo alle condizioni di accesso alle reti di trasporto del gas. Le novità riguardano la gestione delle congestioni contrattuali di capacità sui gasdotti transfrontalieri. In particolare vengono previsti due meccanismi di tipo *“use it or lose it”*, uno su base giornaliera in vigore dal luglio 2016 ed uno su base long-term in vigore già da ottobre 2013 che consentirà al gestore di rete di offrire al mercato la capacità di un operatore qualora questa resti sistematicamente sottoutilizzata. Le regole sono dirette ad un uso più efficiente delle capacità disponibili favorendo il collegamento dei singoli mercati nazionali.

STRATEGIA ENERGETICA NAZIONALE

Il 16 ottobre il Ministro dello Sviluppo Economico ha presentato al Consiglio dei Ministri un documento di programmazione contenente la Strategia Energetica Nazionale (SEN). Il documento è stato sottoposto a consultazione pubblica - da svolgersi nei successivi due mesi - dei principali attori coinvolti, direttamente o indirettamente, nel settore energetico.

In un *“contesto macroeconomico difficile ed incerto”*, il Documento esplicita gli *“obiettivi principali da perseguire nei prossimi anni”*, traccia le *“scelte di fondo”* e definisce le priorità d’azione di breve e di lungo periodo pur nella consapevolezza *“di agire in un contesto di libero mercato e con logiche di sviluppo non controllabili centralmente”*. Obiettivo primario è la ripresa di una crescita sostenibile attraverso il miglioramento della competitività del sistema economico, superando, relativamente all’energia tre principali sfide: a) i più alti prezzi dell’energia rispetto agli altri Paesi Europei; b) sicurezza di approvvigionamento non ottimale nei momenti di punta, in particolare per il gas, ed elevata dipendenza dalle importazioni; c) le difficoltà economico-finanziarie in cui versano alcuni operatori del settore.

Quattro sono gli obiettivi principali indicati:

- Allineare i prezzi e i costi dell’energia a quelli europei.
- Raggiungere e superare gli obiettivi definiti dal Pacchetto Clima-Energia 2020 (c.d. 20-20-20).
- Migliorare la sicurezza di approvvigionamento soprattutto nel gas e ridurre la dipendenza dalle importazioni.
- Favorire la crescita economica attraverso lo sviluppo della filiera industriale energetica.

Sette le priorità d'azione, tra loro interdipendenti, individuate per raggiungere gli obiettivi sopra indicati:

- Efficienza energetica, che rappresenta la priorità principale della SEN, l'obiettivo strategico da cui partire in quanto nell'ottica del Documento contribuisce contemporaneamente al raggiungimento di tutti gli altri: costo/competitività, sicurezza, qualità dell'ambiente, crescita.
- Sviluppo in Italia di un hub del gas sud-europeo.
- Sviluppo delle energie rinnovabili per le quali si intende superare l'obiettivo indicato dall'UE per l'Italia.
- Sviluppo delle infrastrutture e del mercato elettrico.
- Rilancio della produzione sostenibile di idrocarburi nazionali.
- Ristrutturazione della raffinazione e della rete di distribuzione carburanti.
- Modernizzazione del sistema di governance.

Sei i risultati attesi per il 2020:

- Riduzione dei consumi di energia primaria nella misura del 4% rispetto ai livelli 2010 e del 24% rispetto all'andamento inerziale al 2020 indicato dall'UE prima della crisi economica, superando gli obiettivi europei (-20%). Ciò grazie soprattutto, secondo quanto programmato, alle azioni di efficienza energetica. In questo contesto i consumi elettrici lordi rimarrebbero pressoché costanti (da 346 TWh nel 2010 a 345-360 TWh nel 2020).
- Riduzione della dipendenza dall'estero dall'84% attuale al 67% e conseguente diminuzione di 14 mld della fattura energetica estera (rispetto ai 62 mld euro attuali)
- Allineamento dei prezzi all'ingrosso ai livelli europei per tutte le fonti energetiche
- 20% di incidenza dell'energia rinnovabile sui consumi finali lordi (rispetto al 10% circa del 2010 e all'obiettivo del 17% concordato con la UE); rinnovabili fonte primaria nella produzione di energia elettrica, al pari o superando il gas, giungendo al 2020 a coprire circa il 36-38% dei consumi elettrici rispetto al 23% del 2010.
- Riduzione del 19% di emissioni di gas serra, superando anche in questo aspetto gli obiettivi UE per l'Italia (-18% rispetto alle emissioni 2005).
- 180 mld euro di investimenti di qui al 2020 sia in rinnovabili ed efficienza (130 mld euro) sia nei settori tradizionali (reti, infrastrutture import gas, stoccaggi) (50 mld euro).

FATTI DI RILIEVO DEL PERIODO

Polo Ambientale Integrato di Parma (PAI)

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

Distribuzione dividendi

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

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

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

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

Riassetto del Gruppo Edison

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

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

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

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

Cessione della partecipazione in Sasternet S.p.A.

In data 3 agosto 2012 Iride Servizi e F2i Reti TLC hanno stipulato il contratto per la cessione dell'intera partecipazione detenuta dal Gruppo IREN in Sasternet S.p.A. (85% del capitale sociale).

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

Variatione composizione Comitato di Controllo Interno

Il Consiglio di Amministrazione di Iren S.p.A., nel corso della seduta del 27 luglio 2012, ha indicato il dott. Franco Amato, in possesso dei requisiti di indipendenza, quale componente del Comitato di Controllo Interno in sostituzione della dott.ssa Carla Patrizia Ferrari che ha ritenuto di rinunciare alla carica in considerazione degli impegni e delle attività svolte all'esterno del Gruppo Iren.

CRITERI DI REDAZIONE

CONTENUTO E FORMA

Il resoconto intermedio di gestione su base consolidata al 30 settembre 2012 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 2011, 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 2011

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

Le variazioni dei primi nove mesi 2012 relative all'area di consolidamento del Gruppo Iren hanno riguardato:

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

Relativamente alla società controllata Sasternet si segnala che le attività sono esposte tra le attività destinate ad essere cedute, le passività tra le passività correlate ad attività destinate ad essere cedute e i ricavi e i costi sono esposti nel risultato netto da attività operative cessate in quanto alla data del resoconto intermedio di gestione la vendita della società risultava essere altamente probabile. Alla fine del mese di ottobre, infatti, si è perfezionata la cessione delle quote detenute dal Gruppo nella società.

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.

Nel corso delle Commissioni Financial Risk, si verifica il rispetto dei limiti imposti dalla policy per quanto riguarda le principali metriche e si analizzano la situazione di mercato, l'andamento dei tassi di interesse, il valore delle coperture stipulate e la rispondenza alle condizioni imposte dai covenant.

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 è essenzialmente attribuibile all'ammontare dei crediti commerciali derivanti dalla vendita di energia elettrica, teleriscaldamento, gas e all'erogazione dei servizi idrico ed ambientale che non presentano una particolare concentrazione essendo suddivisi su un largo numero di controparti quali clientela retail, business ed enti pubblici.

Nello svolgimento della propria attività il Gruppo è esposto al rischio che i crediti possano, a causa delle condizioni finanziarie dell'obbligato, non essere rispettate alla scadenza e quindi i rischi sono riconducibili all'aumento dell'anzianità dei crediti, al rischio di insolvibilità ed all'aumento dei crediti sottoposti a procedure concorsuali.

Per controllare il rischio di credito, la cui gestione operativa è demandata alle singole funzioni territoriali, sono state definite metodologie per il monitoraggio ed il controllo dei crediti oltre alla definizione di strategie atte a ridurre l'esposizione creditizia tra le quali l'analisi di solvibilità dei Clienti in fase di acquisizione attraverso un'accurata analisi del merito creditizio finalizzata a contenere il rischio di insolvenza, l'affidamento di crediti di clienti cessati e/o attivi a società di recupero crediti esterne e la gestione del contenzioso legale dei crediti relativi ai servizi erogati con l'introduzione di nuove modalità di recupero.

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

Nel corso degli ultimi anni sono stati introdotti, al fine di rafforzare la capacità di analisi e monitoraggio, nuovi strumenti volti all'acquisizione d'informazioni commerciali e delle esperienze di pagamento dei clienti, alla gestione operativa del recupero del credito scaduto, facendo ricorso all'outsourcing delle attività di sollecito telefonico per alcuni segmenti di clientela. Il Gruppo sta inoltre completando il progetto "contatori elettronici" con lo scopo di migliorare la tempestività dei distacchi e comprimerne i costi.

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

Per altre tipologie di servizio (quali idrico, gas naturale, energia elettrica maggior tutela), in ottemperanza alle disposizioni normative che ne regolano l'attività, è previsto il versamento di un deposito cauzionale fruttifero, che viene rimborsato qualora il cliente utilizzi, come modalità di pagamento, la domiciliazione bancaria/postale con l'addebito sul conto corrente.

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

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

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

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

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

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

3. RISCHIO ENERGETICO

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

La politica del Gruppo è orientata a minimizzare la necessità di fare ricorso ai mercati finanziari per coperture, sia mediante l'allineamento delle indicizzazioni delle commodity in acquisto e in vendita sia attraverso lo sfruttamento verticale e orizzontale delle varie filiere di business.

A tal fine viene eseguita un'attività di pianificazione della produzione per gli impianti del Gruppo e dell'acquisto di energia, con l'obiettivo di bilanciare autoproduzione e fornitura di energia dal mercato rispetto alla domanda proveniente dai clienti del Gruppo.

Nel corso delle Commissioni Energy Risk, si verifica il rispetto dei limiti imposti dalla policy per quanto riguarda le principali metriche e si analizzano la situazione di mercato, i volumi di vendita, l'esposizione ai rischi legati al tasso di cambio e ai prezzi delle materie prime energetiche e l'andamento delle coperture stipulate.

4. RISCHI OPERATIVI

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

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

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

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

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

Su base almeno trimestrale, si aggiorna la situazione dei rischi del Gruppo, nella quale sono evidenziati la dimensione e il livello di controllo di tutti i rischi monitorati, compresi quelli finanziari, di credito ed energetici.

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

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

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

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

a. Rischi normativi e regolatori

Il quadro normativo e regolatorio è soggetto a possibili variazioni nel tempo, costituendo pertanto una potenziale fonte di rischio. In merito esistono strutture interne al Gruppo IREN,

dedicate al continuo monitoraggio della legislazione di riferimento al fine di valutarne e per quanto possibile mitigarne gli effetti.

b. Rischi strategici

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

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

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

Sui rischi di tipo strategico vengono effettuate specifiche valutazioni quali-quantitative, con cui si evidenziano i principali fattori di rischio e i piani di trattamento necessari.

c. Rischio impianti

In relazione alla consistenza degli asset di produzione del Gruppo il rischio impianti viene gestito con l'approccio metodologico sopra descritto al fine di allocare correttamente le risorse in termini di azioni di controllo e prevenzione (manutenzione preventiva/predittiva, sistemi di controllo e supervisione, piani di emergenza e continuità, etc.).

Per gli impianti più rilevanti, il Gruppo ha recentemente svolto alcuni sondaggi analitici (survey), grazie ai quali ha potuto dettagliare accuratamente gli eventi a cui tali impianti potrebbero essere esposti e le conseguenti azioni di prevenzione.

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

d. Rischi informatici

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

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

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

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 2012

	migliaia di euro		
	Primi nove mesi 2012	Primi nove mesi 2011 (1)	Var. %
Ricavi			
Ricavi per beni e servizi	2.954.001	2.231.752	32,4
Variazione dei lavori in corso	43	568	(92,4)
Altri proventi	192.022	127.873	50,2
Totale ricavi	3.146.066	2.360.193	33,3
Costi operativi			
Costi materie prime sussidiarie di consumo e merci	(1.582.452)	(1.046.829)	51,2
Prestazioni di servizi e godimento beni di terzi	(906.386)	(680.345)	33,2
Oneri diversi di gestione	(62.258)	(51.905)	19,9
Costi per lavori interni capitalizzati	14.679	20.556	(28,6)
Costo del personale	(195.112)	(194.707)	0,2
Totale costi operativi	(2.731.529)	(1.953.230)	39,8
Margine Operativo Lordo (EBITDA)	414.537	406.963	1,9
Ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni			
Ammortamenti	(161.866)	(147.858)	9,5
Accantonamenti e svalutazioni	(46.190)	(44.488)	3,8
Totale ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni	(208.056)	(192.346)	8,2
Risultato Operativo (EBIT)	206.481	214.617	(3,8)
Gestione finanziaria			
Proventi finanziari	21.324	17.438	22,3
Oneri finanziari	(92.724)	(66.324)	39,8
Totale gestione finanziaria	(71.400)	(48.886)	46,1
Risultato di collegate contabilizzate con il metodo del patrimonio netto	15.009	13.641	10,0
Rettifica di valore di partecipazioni	(10.200)	-	(*)
Risultato prima delle imposte	139.890	179.372	(22,0)
Imposte sul reddito	(67.029)	(81.447)	(17,7)
Risultato netto delle attività in continuità	72.861	97.925	(25,6)
Risultato netto da attività operative cessate	2.374	2.739	(13,3)
Risultato netto del periodo	75.235	100.664	(25,3)
attribuibile a:			
- Utile (perdita) di pertinenza del Gruppo	67.717	95.018	(28,7)
- Utile (perdita) di pertinenza di terzi	7.518	5.646	33,2

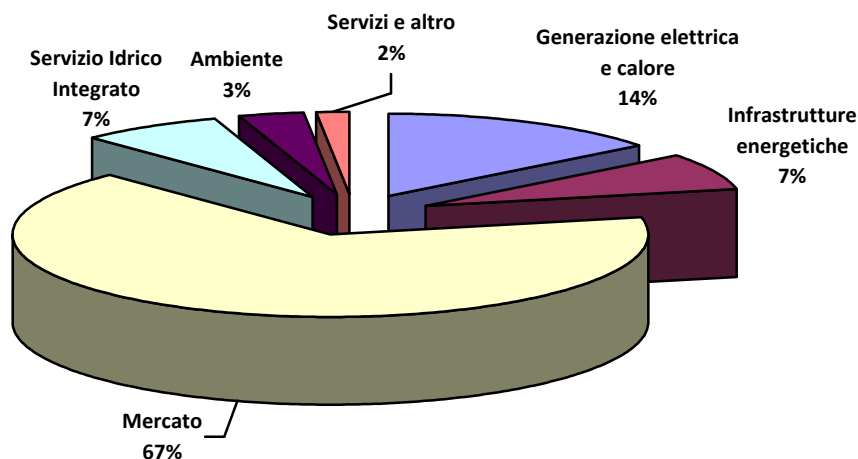
(*) Variazione superiore al 100%

(1) I valori sono rivisitati per riflettere la contabilizzazione della società Sasternet tra le attività destinate ad essere cedute

Ricavi

Nei primi nove mesi del 2012 il Gruppo Iren ha conseguito ricavi per 3.146,1 milioni di euro in aumento del 33,3% rispetto ai 2.360,2 milioni di euro dei primi nove mesi del 2011. Il rilevante incremento dei ricavi è riconducibile sia all'aumento dei quantitativi venduti nei settori energetici, attribuibile ad un andamento termico favorevole, ma anche all'entrata in funzione dell'impianto di Torino Nord, sia all'incremento dei prezzi delle commodities energetiche.

COMPOSIZIONE RICAVI



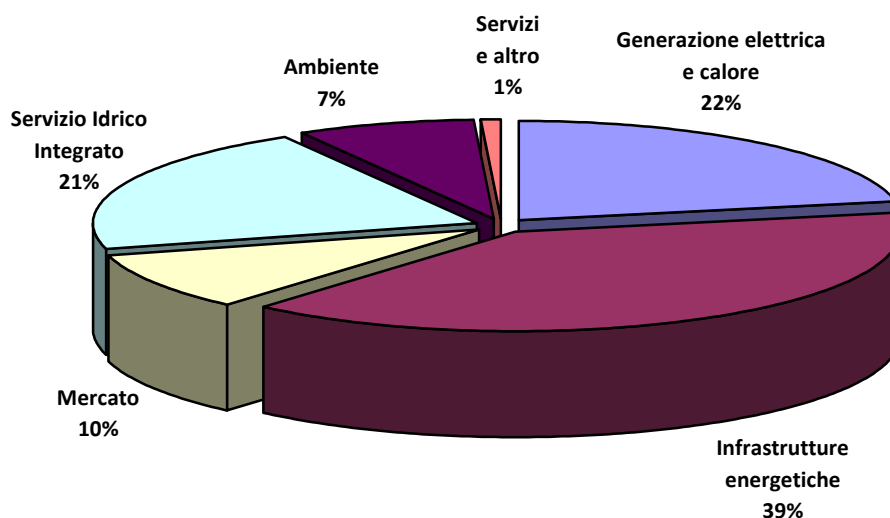
Margine Operativo Lordo

Il margine operativo lordo (Ebitda) ammonta a 414,5 milioni di euro in aumento del +1,9% rispetto ai 407 milioni di euro dei primi nove mesi 2011. Al miglioramento del margine hanno contribuito tutti i settori di attività con la sola eccezione dell'Ambiente che presenta margini in flessione rispetto al corrispondente periodo del 2011.

In particolare il settore della Generazione elettrica e Calore, con le maggiori quantità prodotte di energia elettrica e calore e il contributo positivo del rimborso degli stranded costs relativi all'impianto idroelettrico di Telesio, ha consentito di assorbire il negativo andamento dovuto agli effetti della perdurante situazione di overcapacity produttiva, del rilevante incremento del prezzo dei combustibili non riflesso completamente nel prezzo di cessione dell'energia, della concorrenza della maggior produzione da fonti rinnovabili oltre alla flessione del margine del settore Mercato sulle attività di vendita energia elettrica.

In rilevante crescita il settore Mercato sulle attività di vendita gas per il miglioramento delle condizioni di approvvigionamento, della gestione dello stoccaggio e del trading. In lieve crescita il settore del Ciclo idrico Integrato e quello delle Infrastrutture Energetiche mentre si rileva una flessione nel margine del settore Ambiente.

COMPOSIZIONE EBITDA



Risultato operativo

Il risultato operativo (Ebit) è pari a 206,5 milioni di euro in riduzione del 3,8% rispetto ai 214,6 milioni di euro dei primi nove mesi 2011. L'incremento degli ammortamenti rispetto al corrispondente periodo 2011 (+14 milioni di euro) ha di fatto assorbito il miglioramento registrato dal margine operativo lordo.

Oneri e Proventi finanziari

Gli oneri e proventi finanziari esprimono un saldo negativo per 71,4 milioni di euro. In particolare gli oneri finanziari ammontano a 92,7 milioni di euro, in aumento del 39,8% rispetto allo stesso periodo del 2011, con un aumento del costo medio del debito da 3,07% a 3,83%. I proventi finanziari ammontano a 21,3 milioni di euro (+22,3%).

Il risultato di società collegate contabilizzate con il metodo del patrimonio netto è positivo per circa 15 milioni di euro, in crescita rispetto al corrispondente periodo del 2011 (+10%), principalmente per il risultato positivo di Edipower (7,8 milioni di euro), Plurigas (4,1 milioni di euro) Delmi (1,8 milioni di euro) e ASA (1,2 milioni di euro).

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

Risultato prima delle imposte

Per effetto delle dinamiche sopra indicate il risultato consolidato prima delle imposte ha raggiunto 140 milioni di euro, in riduzione (22%) rispetto ai primi nove mesi del 2011.

Imposte sul reddito

Le imposte sul reddito dei primi nove mesi del 2012 sono pari a 67 milioni di euro, con una riduzione, in valore assoluto, del 18% rispetto allo stesso periodo del 2011.

Il tax rate del 2012 non è stato influenzato dalle rettifiche di imposte anticipate e differite sull'addizionale Ires, invece è stato influenzato da svalutazioni indeducibili.

Risultato netto delle attività in continuità

Il risultato netto delle attività in continuità è positivo per 73 milioni di euro, in diminuzione (25,6%) per l'accantonamento per rischi relativi a future perdite della collegata Sinergie Italiane e per i maggiori oneri finanziari.

Risultato netto del periodo

Il risultato netto è positivo per 75 milioni di euro, in diminuzione rispetto all'utile di 101 milioni di euro dei primi nove mesi del 2011. Tale riduzione è dovuta principalmente all'accantonamento per rischi relativi a future perdite della collegata Sinergie Italiane e ai maggiori oneri finanziari.

Analisi per settori di attività

Il Gruppo IREN opera nei seguenti settori di attività:

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

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

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

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

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

Generazione energia elettrica e calore

Al 30 settembre 2012 il volume d'affari del settore ammonta a 649,8 milioni di euro in aumento del 34% rispetto ai 484,8 milioni di euro dei primi nove mesi 2011.

		Primi 9 mesi 2012	Primi 9 mesi 2011	Δ %
Ricavi	€/mil.	649,8	484,8	34,0%
Margine operativo lordo (Ebitda)	€/mil.	90,6	84,7	7,0%
<i>Ebitda Margin</i>		13,9%	17,5%	
Risultato Operativo	€/mil.	28,0	25,9	8,1%
Investimenti	€/mil.	16,0	86,7	-81,5%
Energia elettrica prodotta	GWh	4.551	4.268	6,6%
<i>da fonte idroelettrica</i>	GWh	824	773	6,7%
<i>da fonte termoelettrica</i>	GWh	3.715	3.487	6,5%
<i>da fonti rinnovabili</i>	GWh	12	8	55,7%
Calore prodotto	GWh _t	1.852	1.571	17,9%
<i>da fonte cogenerativa</i>	GWh _t	1.384	1.217	13,7%
<i>da fonte non cogenerativa</i>	GWh _t	468	354	32,1%

Nel periodo l'energia elettrica prodotta è stata pari a 4.551 GWh in aumento del 6,6% rispetto ai 4.268 GWh dei primi nove mesi 2011, per effetto sia della maggiore produzione idroelettrica e sia della maggiore produzione in cogenerazione.

In particolare la produzione idroelettrica è stata pari a circa 824 GWh, in aumento del 6,7% rispetto ai 773 GWh dello stesso periodo del 2011, per effetto della maggiore idraulicità del periodo, all'entrata in esercizio (dopo le attività di repowering) delle centrali di Rosone e Telesio ed alla maggiore produzione dell'impianto di Pont Ventoux. Tale andamento è in controtendenza rispetto al dato nazionale della produzione da fonti idroelettriche, che ha visto una riduzione del 16% rispetto ai primi nove mesi 2011.

La produzione termoelettrica è stata pari a 3.715 GWh, in aumento del 6,5% rispetto ai 3.487 GWh del corrispondente periodo 2011, in controtendenza con il dato nazionale della produzione da fonti termoelettriche (-4% rispetto al 2011). La maggiore produzione è attribuibile prevalentemente all'entrata in esercizio dall'ottobre 2011 del nuovo impianto di Torino Nord.

La produzione di calore è stata 1.852 GWh_t in aumento del 17,9% rispetto ai 1.571 GWh_t dello stesso periodo del 2011, per effetto dei maggiori consumi legati alle temperature più fredde (+16% gradi giorno nell'area Torinese e +7% nell'area Emiliana) e per l'incremento delle volumetrie servite di circa 6 Mmc (+5,5 Mmc area Torinese e +0,4 Mmc area Emilia). Complessivamente la volumetria teleriscaldata si è attestata a 73 milioni di metri cubi.

La quota di calore cogenerato è pari al 74,7% in calo rispetto ai primi nove mesi 2011, quando era pari al 77,5%.

Il margine operativo lordo è stato pari a 90,6 milioni di euro, in aumento del 7% rispetto agli 84,7 milioni di euro del corrispondente periodo del 2011.

L'incremento del margine è attribuibile all'effetto congiunto dei maggiori quantitativi prodotti sia di energia elettrica che di calore, al contributo dei certificati verdi e all'impatto positivo del rimborso degli "stranded costs" relativi all'impianto idroelettrico di Telesio (16 milioni). Tali fattori positivi hanno compensato l'effetto negativo dovuto alla flessione dello spark spread sulla produzione cogenerativa di energia elettrica.

Il risultato operativo ammonta a 28,0 milioni di euro in aumento dell'8,1% rispetto ai 25,9 milioni di euro del 2011. Il miglioramento è attribuibile prevalentemente all'incremento registrato dal margine operativo lordo.

Mercato

Il volume d'affari del settore mercato ammonta a 2.981,0 milioni di euro in aumento (+46,8%) rispetto ai 2.030,0 milioni di euro del corrispondente periodo del 2011. Il margine operativo lordo pari a 39,5 milioni di euro incrementa di 2,2 milioni di euro (+5,9%) rispetto ai 37,3 milioni di euro conseguiti nei primi nove mesi 2011.

		Primi 9 mesi 2012	Primi 9 mesi 2011	Δ %
Ricavi	€/mil.	2.981,0	2.030,0	46,8%
Margine operativo lordo (Ebitda)	€/mil.	39,5	37,3	5,9%
<i>Ebitda Margin</i>		1,3%	1,8%	
<i>da Energia Elettrica</i>	€/mil.	-9,7	-0,1	(*)
<i>da Gas</i>	€/mil.	44,4	33,1	33,9%
<i>da Calore</i>	€/mil.	4,8	4,3	13,0%
Risultato Operativo	€/mil.	20,7	24,3	-14,8%
Investimenti	€/mil.	6,5	3,6	81,6%
Energia Elettrica Venduta	GWh	12.900	10.134	27,3%
Energia Elettrica Venduta al netto Compravendita in Borsa	GWh	10.740	7.765	38,3%
Gas Acquistato	Mmc	2.376	1.937	22,6%
<i>Gas commercializzato dal Gruppo</i>	Mmc	1.269	1.011	25,5%
<i>Gas destinato ad usi interni</i>	Mmc	1.009	926	8,9%
<i>Gas in stoccaggio</i>	Mmc	98	-	*

(*) Variazione superiore al 100%

Commercializzazione Energia Elettrica

I volumi complessivamente commercializzati sul mercato libero (clienti finali, borsa e grossisti) sono pari a 12.138 GWh con un aumento del 30% circa rispetto ai primi nove mesi 2011 (9.347 GWh).

I volumi venduti a clienti finali e grossisti sono pari a 8.437 GWh (5.687 GWh nel corrispondente periodo 2011) con un incremento pari al 48,4% (+2.750 GWh) mentre i volumi impiegati sulla borsa al lordo dell'energia compravenduta sono pari a 3.701 GWh (3.659 GWh nei primi nove mesi 2011).

Nei primi nove mesi 2012 le disponibilità di produzione interne al Gruppo Iren (Iren Energia) sono aumentate rispetto al periodo precedente di circa il 7% ed ammontano a 4.529 GWh

(4.260 GWh al 30 settembre 2011). I volumi prodotti attraverso il contratto di tolling con Edipower ammontano a 1.043 GWh contro i 1.084 GWh del corrispondente periodo del 2011. Si rileva inoltre un maggiore ricorso a fonti esterne quali Borsa (al lordo dell'energia compravenduta) che ammonta a 3.895 GWh contro i 3.379 GWh del corrispondente periodo 2011 e grossisti per 3.091 GWh (di cui 1.500 GWh ERG) contro i 845 GWh del 2011 .

Relativamente ai clienti gestiti in regime di maggior tutela, i volumi complessivamente venduti nei primi nove mesi 2012 sono stati pari a 762 GWh in lieve calo rispetto al periodo precedente (787 GWh) per effetto della liberalizzazione del mercato a cui la società ha risposto con iniziative commerciali di sviluppo che hanno determinato il passaggio di una quota di mercato rilevante di clientela dal mercato vincolato al mercato libero.

Il margine operativo lordo della vendita di energia elettrica ammonta a -9,7 milioni di euro in flessione rispetto ai 0,1 milioni di euro dei primi nove mesi 2011. Tale riduzione è imputabile prevalentemente al risultato negativo della gestione dei contratti di tolling.

Commercializzazione Gas Naturale

I volumi complessivi di gas naturale approvvigionati al 30 settembre 2012 sono stati pari a circa 2.376 milioni di metri cubi (circa 1.937 milioni di metri cubi per lo stesso periodo del 2011), di cui 1.269 milioni di metri cubi sono stati commercializzati a clienti esterni al Gruppo (1.011 milioni di metri cubi nel corrispondente periodo 2011), 158 milioni di metri cubi sono stati impiegati nella produzione di energia elettrica tramite il contratto di tolling con Edipower (160 milioni di metri cubi nei primi nove mesi 2011) mentre 851 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 (766 milioni di metri cubi nei primi nove mesi 2011). Le rimanenze di gas in stoccaggio ammontano a 98 milioni di metri cubi .

I maggiori volumi venduti rispetto ai primi nove mesi del 2011 (+439 milioni di mc) sono attribuibili essenzialmente all'incremento dell'attività di trading ed all'aumento dei volumi destinati alle produzioni termoelettriche (entrata in esercizio della Centrale Torino Nord). I volumi destinati al mercato retail nei primi nove mesi 2012 sono 580 Mmc in incremento del 4,7% rispetto ai 554 Mmc del corrispondente periodo 2011.

Il margine operativo lordo pari a 44,4 milioni di euro risulta in miglioramento rispetto ai 33,1 milioni del corrispondente periodo 2011 prevalentemente per il miglioramento delle condizioni di approvvigionamento, delle attività di ottimizzazione del portafoglio gas e dell'attività di trading infrannuale.

Sviluppo mercato

Nel corso del 2012 le attività relative alla fidelizzazione della clientela sui territori storicamente gestiti ed allo sviluppo sulle aree di riferimento del Gruppo sono state ulteriormente incrementate rispetto al passato. Inoltre è stato avviato uno specifico progetto al fine di mettere a punto un modello di acquisizione clienti che possa consentire un reale sviluppo anche su aree totalmente nuove dove il marchio è sconosciuto.

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

Al 30 settembre 2012 i clienti gas gestiti direttamente da Iren Mercato sono pari a circa 749.500 distribuiti sull'area genovese, torinese ed emiliana; i clienti energia elettrica gestiti sono pari a circa 729.600 anch'essi distribuiti principalmente sul bacino tradizionalmente servito, corrispondente a Torino e Parma.

Vendita calore tramite reti di teleriscaldamento:

Il margine operativo lordo dei primi nove mesi 2012 ammonta a 4,8 milioni di euro contro i 4,3 milioni di euro del corrispondente periodo del 2011 con un incremento di +0,6 milioni di euro (+13,0%).

Nei primi nove mesi dell'anno la volumetria teleriscaldata sul territorio piemontese è pari a circa 51 milioni di metri cubi, corrispondenti a oltre 450.000 abitanti ossia il 40% dei cittadini torinesi, sul territorio genovese 3,4 milioni di metri cubi mentre per l'area emiliana la volumetria teleriscaldata è di circa 18,7 milioni di metri cubi.

Infrastrutture energetiche

Al 30 settembre 2012 il settore di attività Infrastrutture Energetiche, che include i business della distribuzione gas, energia elettrica, calore e rigassificatore, ha registrato ricavi per 320,6 milioni di euro, in incremento del 3,0% rispetto ai 311,4 milioni di euro del corrispondente periodo 2011.

Il margine operativo lordo è stato pari a 163,4 milioni di euro in incremento del 3,4% rispetto ai 158,1 milioni di euro dei primi nove mesi 2011.

Il risultato operativo è stato pari a 114,8 milioni di euro, in incremento del 2,9% rispetto ai 111,6 milioni di euro del corrispondente periodo del 2011.

Di seguito vengono espone le principali dinamiche dei settori interessati.

		Primi 9 mesi 2012	Primi 9 mesi 2011	Δ %
Ricavi	€/mil.	320,6	311,4	3,0%
Margine operativo lordo (Ebitda)	€/mil.	163,4	158,1	3,4%
<i>Ebitda Margin</i>		<i>51,0%</i>	<i>50,8%</i>	
<i>da Reti Elettriche</i>	€/mil.	52,6	56,7	-7,2%
<i>da Reti Gas</i>	€/mil.	74,6	73,0	2,3%
<i>da Reti Teleriscaldamento</i>	€/mil.	37,1	29,2	27,1%
<i>da Rigassificatore</i>	€/mil.	-0,9	-0,8	-18,4%
Risultato Operativo	€/mil.	114,8	111,6	2,9%
Investimenti	€/mil.	75,9	112,0	-32,2%
<i>in Reti Elettriche</i>	€/mil.	10,1	13,8	-26,6%
<i>in Reti Gas</i>	€/mil.	27,0	38,5	-29,9%
<i>in Reti Teleriscaldamento</i>	€/mil.	14,8	41,6	-64,3%
<i>in Rigassificatore</i>	€/mil.	24,0	18,1	32,6%
Energia elettrica distribuita	GWh	3.214	3.207	0,2%
Gas distribuito	Mmc	1.286	1.287	-0,1%
Volumetrie teleriscaldate	Mmc	73	67	8,7%

Reti Distribuzione Energia elettrica

Il margine operativo lordo è stato pari a 52,6 milioni di euro, in flessione del -7,2% rispetto ai 56,7 milioni di euro del periodo gennaio-settembre 2011 .

La riduzione del margine è attribuibile principalmente all'effetto negativo connesso ai Titoli di efficienza energetica, al saldo della perequazione riferibile ad anni precedenti in parte

compensato dall'incremento dei ricavi tariffari definiti in base alle modalità previste per il nuovo periodo regolatorio. Nel corso del 2012 sono stati effettuati investimenti per circa 10,1 milioni prevalentemente inerenti ai nuovi allacciamenti, alla costruzione di nuove cabine MT/BT e stazioni AT/MT, oltre alla sostituzione dei contatori elettronici.

Reti Distribuzione Gas

Il margine operativo lordo della distribuzione reti gas ammonta a 74,6 milioni di euro in aumento del +2,2% rispetto ai 73 milioni di euro dei primi nove mesi 2011. Il miglioramento del margine è effetto di un incremento dei ricavi e di saving sui costi operativi.

Gli investimenti tecnici realizzati dal settore ammontano a circa 27,0 milioni di euro e riguardano in particolare il piano di manutenzione straordinaria della rete di distribuzione e sostituzione dei gruppi di misura previste dalle delibere dell'AEEG, oltre alle iniziative di sviluppo della rete di distribuzione e degli allacciamenti.

Reti Teleriscaldamento

Il margine operativo lordo del teleriscaldamento ammonta a 37,1 milioni di euro in aumento del +27,1% rispetto ai 29,2 milioni di euro del primi nove mesi 2011 per effetto dell'incremento delle volumetrie servite (+5,9 Mmc pari al +8,7%). Gli investimenti tecnici realizzati nel periodo ammontano a 14,8 milioni di euro e sono relativi all'ampliamento della rete connesso al progetto Torino Nord oltre alle reti e impianti del territorio emiliano.

Rigassificatore

Gli investimenti realizzati nel periodo ammontano a circa 24 milioni di euro. I lavori di costruzione del terminale di rigassificazione nel cantiere di Dubai stanno proseguendo ed il loro sviluppo ha raggiunto oltre l'88%.

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

Servizio idrico integrato

Nel periodo il settore di attività Servizio Idrico Integrato, ha registrato ricavi per 319,8 milioni di euro in flessione del -1,1% rispetto ai 323,2 milioni di euro dei primi nove mesi 2011.

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

Si sono inoltre rilevati minori costi capitalizzati conseguenti ai minori investimenti su beni in concessione che, per l'applicazione del principio contabile IFRIC 12, sono contabilizzati alla voce ricavi (-5,5 milioni di euro).

		Primi 9 mesi 2012	Primi 9 mesi 2011	Δ %
Ricavi	€/mil.	319,8	323,2	-1,1%
Margine operativo lordo (Ebitda)	€/mil.	86,6	84,9	2,0%
<i>Ebitda Margin</i>		27,1%	26,3%	
Risultato Operativo	€/mil.	32,8	34,8	-5,7%
Investimenti	€/mil.	54,9	61,4	-10,6%
Acqua Venduta	Mmc	133	138	-3,7%

Il margine operativo lordo è pari a 86,6 milioni di euro, in aumento del 2,0% rispetto agli 84,9 milioni di euro del corrispondente periodo 2011. L'incremento tariffario è stato parzialmente compensato, dalla riduzione dei volumi venduti, dai minori ricavi commerciali e dall'aumento dei costi dell'energia elettrica utilizzata negli impianti di gestione dell'acquedotto e della depurazione.

Il risultato operativo è pari a 32,8 milioni di euro, e risulta in flessione del -5,7% rispetto ai 34,8 milioni di euro del corrispondente periodo 2011. L'effetto positivo generato dal margine operativo lordo è stato più che compensato dall'aumento degli ammortamenti e degli accantonamenti di periodo, in particolare al fondo svalutazione crediti.

Gli investimenti tecnici di periodo del settore ammontano a 54,9 milioni di euro e riguardano la realizzazione di infrastrutture previste dal Piano di Ambito per la manutenzione e lo sviluppo delle reti e impianti di distribuzione, della rete fognaria e dei sistemi di depurazione

Ambiente

Il volume d'affari del settore ammonta complessivamente a 157,4 milioni di euro rispetto ai 161,2 milioni di euro dello stesso periodo 2011 (-2,4%). La riduzione dei ricavi oltre a scontare una variazione di perimetro di consolidamento dovuta alla cessione della società Undis Servizi (-2,6 milioni di euro), risente dei minori ricavi da tariffa rispetto al 2011 in quanto gli aumenti tariffari deliberati nel 2012 risultano inferiori ai recuperi tariffari conseguiti nei primi nove mesi 2011 e non ripetibili nel 2012. Si è inoltre registrata una flessione nelle vendite di materiali recuperati , e di energia elettrica parzialmente compensata da un aumento dei ricavi da servizi collaterali ..

		Primi 9 mesi 2012	Primi 9 mesi 2011	Δ %
Ricavi	€/mil.	157,4	161,2	-2,4%
Margine operativo lordo (Ebitda)	€/mil.	30,6	34,5	-11,3%
<i>Ebitda Margin</i>		19,4%	21,4%	
Risultato Operativo	€/mil.	10,3	14,9	-30,9%
Investimenti	€/mil.	39,5	46,1	-14,3%
Rifiuti trattati	ton	694.592	769.674	-9,8%
<i>Rifiuti urbani</i>	ton	532.843	577.889	-7,8%
<i>Rifiuti speciali</i>	ton	161.749	191.785	-15,7%

Il margine operativo lordo ammonta a 30,6 milioni di euro, in flessione del -11,3% rispetto ai 34,5 milioni di euro dei primi nove mesi 2011. Concorrono alla contrazione del margine, oltre i minori ricavi da tariffa ed anche la flessione dei ricavi da energia elettrica e dalla vendita dei materiali recuperati con la raccolta differenziata. Si è registrato inoltre un incremento dei costi operativi legati al servizio di raccolta.

Il risultato operativo di periodo ammonta a 10,3 milioni di euro, in diminuzione del -30,9% rispetto ai 14,9 milioni di euro dei primi nove mesi 2011. Il risultato operativo oltre a scontare la flessione del margine operativo lordo, risente dell'incremento degli accantonamenti al fondo svalutazione crediti.

Gli investimenti di periodo ammontano a 39,5 milioni di euro e sono relativi prevalentemente alla realizzazione del Polo Ambientale Integrato di Parma ed in misura residuale a manutenzioni straordinarie di impianti di smaltimento nonché ad attrezzature e mezzi per il servizio di raccolta.

Servizi

I ricavi conseguiti ammontano complessivamente a 72,2 milioni di euro, in flessione del -4,5% rispetto ai 75,6 milioni di euro del corrispondente periodo 2011.

Il margine operativo lordo ammonta a 3,8 milioni di euro e risulta in flessione rispetto ai 7,5 milioni di euro dei primi nove mesi 2011.

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

		Primi 9 mesi 2012	Primi 9 mesi 2011	Δ %
Ricavi	€/mil.	72,2	75,6	-4,5%
Margine operativo lordo (Ebitda)	€/mil.	3,8	7,5	-49,3%
<i>Ebitda Margin</i>		5,2%	10,0%	
Risultato Operativo	€/mil.	0,0	3,1	(*)
Investimenti	€/mil.	14,1	14,1	0,0%

(*) Variazione superiore al 100%

Situazione patrimoniale

STATO PATRIMONIALE RICLASSIFICATO GRUPPO IREN AL 30 SETTEMBRE 2012

	migliaia di euro		
	30.09.2012	31.12.2011	Var. %
Attivo immobilizzato	4.667.599	4.652.774	0,3
Altre attività (Passività) non correnti	(116.914)	(118.297)	(1,2)
Capitale circolante netto	248.982	287.974	(13,5)
Attività (Passività) per imposte differite	64.264	60.412	6,4
Fondi e Benefici ai dipendenti	(400.297)	(416.909)	(4,0)
Attività (Passività) destinate a essere cedute	40.780	31.427	29,8
Capitale investito netto	4.504.414	4.497.381	0,2
Patrimonio netto	1.887.303	1.844.706	2,3
<i>Attività finanziarie a lungo termine</i>	<i>(225.361)</i>	<i>(132.299)</i>	<i>70,3</i>
<i>Indebitamento finanziario a medio e lungo termine</i>	<i>2.185.320</i>	<i>2.051.413</i>	<i>6,5</i>
Indebitamento finanziario netto a medio lungo termine	1.959.959	1.919.114	2,1
<i>Attività finanziarie a breve termine</i>	<i>(285.636)</i>	<i>(421.993)</i>	<i>(32,3)</i>
<i>Indebitamento finanziario a breve termine</i>	<i>942.788</i>	<i>1.155.554</i>	<i>(18,4)</i>
Indebitamento finanziario netto a breve termine	657.152	733.561	(10,4)
Indebitamento finanziario netto	2.617.111	2.652.675	(1,3)
Mezzi propri ed indebitamento finanziario netto	4.504.414	4.497.381	0,2

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

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

La riduzione del Capitale Circolante netto risente della dinamica dei debiti e crediti commerciali e delle poste tributarie.

L'incremento della fiscalità differita risulta essenzialmente legata agli incrementi delle passività per strumenti finanziari derivati.

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

L'incremento delle attività destinate ad essere cedute risente della riclassifica nella voce in oggetto delle attività nette della controllata Sasternet solo in parte compensate dall'uscita dal perimetro di consolidamento della società collegata Gesam Gas per effetto del perfezionamento della cessione delle relative quote.

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

Il rendiconto finanziario, presentato nel seguito, fornisce un dettaglio analitico delle ragioni della movimentazione dell'indebitamento finanziario netto dei primi nove mesi del 2012.

Situazione Finanziaria

RENDICONTO FINANZIARIO DEL GRUPPO IREN PRIMI NOVE MESI DEL 2012

migliaia di euro

	Primi nove mesi 2012	Primi nove mesi 2011	Var. %
A. Disponibilità liquide iniziali	44.758	144.112	(68,9)
Flusso finanziario generato dall'attività operativa			
Risultato del periodo	75.235	100.664	(25,3)
Rettifiche per:			
Ammortamenti attività materiali e immateriali	161.866	148.464	9,0
(Plusvalenze) Minusvalenze e altre variazioni patrimoniali	2.851	(479)	(*)
Variazione netta TFR e altri benefici ai dipendenti	1.365	(1.046)	(*)
Variazione netta fondo rischi e altri oneri	(9.450)	27.787	(*)
Utili dalla vendita di attività operative cessate al netto degli effetti fiscali	(574)	(1.895)	(69,7)
Variazione imposte anticipate e differite	2.507	(4.352)	(*)
Variazione altre attività/passività non correnti	2.050	5.650	(63,7)
Dividendi ricevuti	(421)	(3)	(*)
Quota del risultato di collegate	(15.009)	(13.641)	10,0
Svalutazioni di attività immobilizzate e partecipazioni	8.166	1.334	(*)
B. Cash flow operativo prima delle variazioni di CCN	228.586	262.483	(12,9)
Variazione rimanenze	(42.879)	(2.881)	(*)
Variazione crediti commerciali	42.997	56.877	(24,4)
Variazione crediti tributari e altre attività correnti	512	(48.622)	(*)
Variazione debiti commerciali	(62.438)	(242.440)	(74,2)
Variazione debiti tributari e altre passività correnti	100.852	(11.079)	(*)
C. Flusso finanziario derivante da variazioni di CCN	39.044	(248.145)	(*)
D. Cash flow operativo (B+C)	267.630	14.338	(*)
Flusso finanziario da (per) attività di investimento			
Investimenti in attività materiali e immateriali	(221.053)	(339.787)	(34,9)
Investimenti in attività finanziarie	(614)	(40)	(*)
Realizzo investimenti e variazione attività destinate ad essere cedute	13.082	5.435	(*)
Cessione di attività operative cessate al netto della liquidità ceduta	8.660	28.209	(*)
Dividendi ricevuti	9.071	10.144	(10,6)
E. Totale flusso finanziario da attività di investimento	(190.854)	(296.039)	(35,5)
F. Free cash flow (D+E)	76.776	(281.701)	(*)
Flusso finanziario da attività di finanziamento			
Erogazione di dividendi	(22.282)	(121.297)	(81,6)
Altre variazioni di Patrimonio netto	849	(53)	(*)
Nuovi finanziamenti a lungo termine	330.200	353.258	(6,5)
Rimborsi di finanziamenti a lungo termine	(221.540)	(60.829)	(*)
Variazione crediti finanziari	35.950	(35.647)	(*)
Variazione debiti finanziari	(206.125)	52.449	(*)
G. Totale flusso finanziario da attività di finanziamento	(82.948)	187.881	(*)
H. Flusso monetario del periodo (F+G)	(6.172)	(93.820)	(93,4)
I. Disponibilità liquide finali (A+H)	38.586	50.292	(23,3)

(*) Variazione superiore al 100%

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

	migliaia di euro		
	Primi nove mesi 2012	Primi nove mesi 2011	Var. %
Free cash flow	76.776	(281.701)	(*)
Erogazione di dividendi	(22.282)	(121.297)	(81,6)
Altre variazioni di Patrimonio netto	849	(53)	(*)
Variazione fair value strumenti derivati di copertura	(18.606)	(4.346)	(*)
Attività (Passività) finanziarie destinate a essere cedute	(1.173)	-	(*)
Variazione posizione finanziaria netta	35.564	(407.397)	(*)

(*) Variazione superiore al 100%

L'indebitamento finanziario netto al 30 settembre 2012 è pari a 2.617 milioni di euro, in riduzione dell'1,3% rispetto al 31 dicembre 2011.

In particolare il free cash flow, positivo per 77 milioni di euro, deriva dall'effetto congiunto dei seguenti flussi monetari:

- il cash flow operativo è positivo per 268 milioni di euro e si compone per 229 milioni di euro da cash flow operativo prima delle variazioni di capitale circolante netto e per 39 milioni di euro dal flusso finanziario derivante da variazioni di capitale circolante netto;
- il flusso monetario da attività di investimento, negativo per 191 milioni di euro, è generato da investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali per 221 milioni di euro (comprensivi degli investimenti effettuati per la costruzione delle infrastrutture in regime di concessione secondo quanto stabilito dall'IFRIC 12), da realizzo di attività operative cessate per 9 milioni di euro, dalla cessione della stazione elettrica di Torino Nord a Terna per 12 milioni di euro e dall'incasso di dividendi per 9 milioni di euro.

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

Fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura

Cessione della partecipazione in Sasternet S.p.A.

In data 30 ottobre è stata perfezionata tra Iride Servizi e F2i Reti TLC la cessione della partecipazione detenuta dal Gruppo Iren in Sasternet S.p.A. (85% del capitale sociale). Il prezzo incassato a tale data, soggetto entro il 2012 ad eventuali conguagli conseguenti alle effettive risultanze contabili al 30 ottobre, è stato pari a 14,9 milioni di euro per l'85% del capitale sociale. Un ulteriore integrazione di prezzo potrà essere realizzata attraverso la componente di earn out a 5 anni per massimi 3 milioni di euro in funzione della performance e del valore futuro della società.

Evoluzione prevedibile della gestione

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

PROSPETTI CONTABILI CONSOLIDATI AL 30 SETTEMBRE 2012

Situazione patrimoniale-finanziaria consolidata

	migliaia di euro	
	30.09.2012	31.12.2011
ATTIVITA'		
Attività materiali	2.827.726	2.837.578
Investimenti immobiliari	1.846	1.943
Attività immateriali a vita definita	1.291.214	1.280.769
Avviamento	135.052	131.651
Partecipazioni valutate con il metodo del Patrimonio Netto	382.058	230.818
Altre partecipazioni	29.703	170.015
Attività finanziarie non correnti	225.361	132.299
Altre attività non correnti	26.551	27.826
Attività per imposte anticipate	179.484	174.850
Totale attività non correnti	5.098.995	4.987.749
Rimanenze	110.674	67.931
Crediti commerciali	1.194.827	1.239.730
Crediti per imposte correnti	39.971	4.400
Crediti vari e altre attività correnti	233.766	269.887
Attività finanziarie correnti	247.050	377.235
Cassa e altre disponibilità liquide equivalenti	38.586	44.758
Totale attività correnti	1.864.874	2.003.941
Attività destinate ad essere cedute	46.530	31.622
TOTALE ATTIVITA'	7.010.399	7.023.312

migliaia di euro

	30.09.2012	31.12.2011
PATRIMONIO NETTO		
Patrimonio netto attribuibile ai soci della Capogruppo		
Capitale sociale	1.276.226	1.276.226
Riserve e Utili (Perdite) a nuovo	327.412	462.995
Risultato netto del periodo	67.717	(107.890)
Totale patrimonio netto di pertinenza della Capogruppo	1.671.355	1.631.331
Patrimonio netto di pertinenza dei Terzi	215.948	213.375
TOTALE PATRIMONIO NETTO	1.887.303	1.844.706
PASSIVITA'		
Passività finanziarie non correnti	2.185.320	2.051.413
Benefici ai dipendenti	88.108	86.791
Fondi per rischi ed oneri	251.120	231.057
Passività per imposte differite	115.220	114.438
Debiti vari e altre passività non correnti	143.465	146.123
Totale passività non correnti	2.783.233	2.629.822
Passività finanziarie correnti	942.788	1.155.554
Debiti commerciali	976.904	1.040.014
Debiti vari e altre passività correnti	272.587	216.220
Debiti per imposte correnti	80.765	37.740
Fondi per rischi ed oneri quota corrente	61.069	99.061
Totale passività correnti	2.334.113	2.548.589
Passività correlate ad attività destinate ad essere cedute	5.750	195
TOTALE PASSIVITA'	5.123.096	5.178.606
TOTALE PATRIMONIO NETTO E PASSIVITA'	7.010.399	7.023.312

Conto economico consolidato

	migliaia di euro	
	Primi nove mesi 2012	Primi nove mesi 2011 (1)
Ricavi		
Ricavi per beni e servizi	2.954.001	2.231.752
Variazione dei lavori in corso	43	568
Altri proventi	192.022	127.873
Totale ricavi	3.146.066	2.360.193
Costi operativi		
Costi materie prime sussidiarie di consumo e merci	(1.582.452)	(1.046.829)
Prestazioni di servizi e godimento beni di terzi	(906.386)	(680.345)
Oneri diversi di gestione	(62.258)	(51.905)
Costi per lavori interni capitalizzati	14.679	20.556
Costo del personale	(195.112)	(194.707)
Totale costi operativi	(2.731.529)	(1.953.230)
MARGINE OPERATIVO LORDO	414.537	406.963
Ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni		
Ammortamenti	(161.866)	(147.858)
Accantonamenti e svalutazioni	(46.190)	(44.488)
Totale ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni	(208.056)	(192.346)
RISULTATO OPERATIVO	206.481	214.617
Gestione finanziaria		
Proventi finanziari	21.324	17.438
Oneri finanziari	(92.724)	(66.324)
Totale gestione finanziaria	(71.400)	(48.886)
Risultato di collegate contabilizzate con il metodo del patrimonio netto	15.009	13.641
Rettifica di valore di partecipazioni	(10.200)	-
Risultato prima delle imposte	139.890	179.372
Imposte sul reddito	(67.029)	(81.447)
Risultato netto delle attività in continuità	72.861	97.925
Risultato netto da attività operative cessate	2.374	2.739
Risultato netto del periodo	75.235	100.664
attribuibile a:		
- Utile (perdita) di pertinenza del Gruppo	67.717	95.018
- Utile (perdita) di pertinenza di terzi	7.518	5.646

(1) I valori sono rivisitati per riflettere la contabilizzazione della società Sasternet tra le attività destinate ad essere cedute

Altre componenti di conto economico complessivo

	migliaia di euro	
	Primi nove mesi 2012	Primi nove mesi 2011
Utile/(perdita) del periodo - Gruppo e Terzi (A)	75.235	100.664
Altre componenti di conto economico complessivo		
- quota efficace delle variazioni di fair value della copertura di flussi finanziari	(18.606)	(3.849)
- variazioni di fair value delle attività finanziarie disponibili per la vendita	-	(497)
- quota degli altri utili/(perdite) delle imprese valutate con il metodo del patrimonio netto	1.587	82
Effetto fiscale delle altre componenti di conto economico complessivo	6.411	565
Totale altre componenti di conto economico complessivo al netto dell'effetto fiscale (B)	(10.608)	(3.699)
Totale Utile/(perdita) complessiva (A)+(B)	64.627	96.965
attribuibile a:		
- Utile (perdita) di pertinenza del Gruppo	57.140	91.370
- Utile (perdita) di pertinenza di terzi	7.487	5.595

Rendiconto finanziario consolidato

migliaia di euro

	Primi nove mesi 2012	Primi nove mesi 2011
A. Disponibilità liquide iniziali	44.758	144.112
Flusso finanziario generato dall'attività operativa		
Risultato del periodo	75.235	100.664
Rettifiche per:		
Ammortamenti attività materiali e immateriali	161.866	148.464
(Plusvalenze) Minusvalenze e altre variazioni patrimoniali	2.851	(479)
Variazione netta TFR e altri benefici ai dipendenti	1.365	(1.046)
Variazione netta fondo rischi e altri oneri	(9.450)	27.787
Utili dalla vendita di attività operative cessate al netto degli effetti fiscali	(574)	(1.895)
Variazione imposte anticipate e differite	2.507	(4.352)
Variazione altre attività/passività non correnti	2.050	5.650
Dividendi ricevuti	(421)	(3)
Quota del risultato di collegate	(15.009)	(13.641)
Svalutazioni (Rivalutazioni) nette di attività immobilizzate	8.166	1.334
B. Cash flow operativo prima delle variazioni di CCN	228.586	262.483
Variazione rimanenze	(42.879)	(2.881)
Variazione crediti commerciali	42.997	56.877
Variazione crediti tributari e altre attività correnti	512	(48.622)
Variazione debiti commerciali	(62.438)	(242.440)
Variazione debiti tributari e altre passività correnti	100.852	(11.079)
C. Flusso finanziario derivante da variazioni di CCN	39.044	(248.145)
D. Cash flow operativo (B+C)	267.630	14.338
Flusso finanziario da (per) attività di investimento		
Investimenti in attività materiali e immateriali	(221.053)	(339.787)
Investimenti in attività finanziarie	(614)	(40)
Realizzo investimenti e variazione attività destinate ad essere cedute	13.082	5.435
Cessione di attività operative cessate al netto della liquidità ceduta	8.660	28.209
Dividendi ricevuti	9.071	10.144
E. Totale flusso finanziario da attività di investimento	(190.854)	(296.039)
F. Free cash flow (D+E)	76.776	(281.701)
Flusso finanziario da attività di finanziamento		
Erogazione di dividendi	(22.282)	(121.297)
Altre variazioni di Patrimonio netto	849	(53)
Nuovi mutui e finanziamenti a lungo termine	330.200	353.258
Rimborsi di mutui e finanziamenti a lungo termine	(221.540)	(60.829)
Variazione crediti finanziari	35.950	(35.647)
Variazione debiti finanziari	(206.125)	52.449
G. Totale flusso finanziario da attività di finanziamento	(82.948)	187.881
H. Flusso monetario del periodo (F+G)	(6.172)	(93.820)
I. Disponibilità liquide finali (A+H)	38.586	50.292

Prospetto delle variazioni delle voci di patrimonio netto consolidato

	Capitale sociale	Riserva sovrapp. Emissione azioni	Riserva legale
31/12/2010	1.276.226	105.102	23.862
Riserva legale			5.134
Dividendi agli azionisti			
Utili portati a nuovo			
Cambio interessenze			
Variazione area di consolidamento			
Altri movimenti			
Utile complessivo rilevato nel periodo di cui:			
- Utile netto del periodo			
- Altre componenti di Conto Economico complessivo			
30/09/2011	1.276.226	105.102	28.996
31/12/2011	1.276.226	105.102	28.996
Riserva legale			
Dividendi agli azionisti			
Perdite portate a nuovo			
Aumento capitale società controllate			
Variazione area di consolidamento			
Altri movimenti			
Utile complessivo rilevato nel periodo di cui:			
- Utile netto del periodo			
- Altre componenti di Conto Economico complessivo			
30/09/2012	1.276.226	105.102	28.996

migliaia di euro							
Riserva copertura flussi finanziari	Riserva Available for Sale	Altre riserve e Utile (perdite) accumulate	Totale riserve e Utili (perdite) accumulate	Risultato del periodo	Patrimonio netto del Gruppo	Patrimonio netto di Terzi	Patrimonio netto del Gruppo e di Terzi
(17.029)	(8.119)	328.884	432.700	143.104	1.852.030	229.590	2.081.620
			5.134	(5.134)	-		-
		(10.975)	(10.975)	(97.504)	(108.479)	(12.818)	(121.297)
		40.466	40.466	(40.466)	-		-
		(109)	(109)		(109)	109	-
			-		-	(11.592)	(11.592)
		(52)	(52)		(52)	(1)	(53)
(3.320)	(328)		(3.648)	95.018	91.370	5.595	96.965
				95.018	95.018	5.646	100.664
(3.320)	(328)	-	(3.648)		(3.648)	(51)	(3.699)
(20.349)	(8.447)	358.214	463.516	95.018	1.834.760	210.883	2.045.643
(30.737)	-	359.634	462.995	(107.890)	1.631.331	213.375	1.844.706
			-		-		-
		(16.591)	(16.591)		(16.591)	(5.691)	(22.282)
		(107.890)	(107.890)	107.890	-		-
			-		-	849	849
		(7)	(7)		(7)	27	20
		(518)	(518)		(518)	(99)	(617)
(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)
(41.314)	-	234.628	327.412	67.717	1.671.355	215.948	1.887.303

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 2012 corrisponde alle risultanze documentali, ai libri e alle scritture contabili.

14 novembre 2012

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

