

Resoconto intermedio di gestione

al 31 marzo 2012

Consiglio di Amministrazione
del 14 maggio 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, Codice fiscale e partita IVA n. 07129470014

Sommario

Gruppo IREN in cifre.....	4
Cariche sociali	6
Il Gruppo IREN: l'assetto societario	7
Informazioni sul titolo IREN nei primi tre mesi del 2012.....	14
Dati operativi.....	17
Scenario di mercato	20
Fatti di rilievo del periodo	30
Criteri di redazione	31
Risk Management.....	34
Situazione economica, patrimoniale e finanziaria dei primi tre mesi 2012.....	39
Situazione Economica.....	40
<i>Generazione energia elettrica e calore</i>	44
<i>Mercato</i>	45
<i>Infrastrutture energetiche</i>	46
<i>Servizio idrico integrato</i>	48
<i>Ambiente</i>	49
<i>Altri Servizi</i>	50
Situazione Patrimoniale.....	51
Situazione Finanziaria	52
Fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura del periodo ed evoluzione prevedibile della gestione.....	54
Prospetti contabili consolidati al 31 marzo 2012.....	56
Situazione patrimoniale-finanziaria consolidata	56
Conto economico consolidato	58
Altre componenti di conto economico complessivo.....	59
Prospetto delle variazioni delle voci di patrimonio netto consolidato.....	60
Rendiconto finanziario consolidato	62
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).....	63

GRUPPO IREN IN CIFRE

	Primi 3 mesi 2012	Primi 3 mesi 2011	Variaz. %
Dati Economici (milioni di euro)			
Ricavi	1.317	973	35,4
Margine operativo lordo	190	205	(7,3)
Risultato operativo	125	148	(15,4)
Risultato prima delle imposte	106	137	(22,7)
Risultato netto di Gruppo e di Terzi	56	86	(34,1)
Dati Patrimoniali (milioni di euro)			
	AI 31/03/2012	AI 31/12/2011	
Capitale investito netto	4.795	4.497	6,6
Patrimonio netto	1.902	1.845	3,1
Posizione finanziaria netta	(2.893)	(2.652)	9,0
Indicatori economico-finanziari			
	Primi 3 mesi 2012	Primi 3 mesi 2011	
MOL/Ricavi	14,46%	21,12%	
Debt/Equity	1,52	1,44	
Dati tecnici e commerciali			
	Primi 3 mesi 2012	Primi 3 mesi 2011	
Energia elettrica venduta (GWh)	4.595	3.537	29,9
Energia termica prodotta (GWh)	1.387	1.235	12,3
Volumetria teleriscaldata (mln m ³)	73	66	9,2
Gas venduto (mln m ³)	1.383	1.164	18,8
Acqua distribuita (mln m ³)	44	46	(4,3)
Rifiuti trattati (ton)	219.769	242.341	(9,3)

IREN, multiutility quotata alla Borsa Italiana, è nata il 1° luglio 2010 dall'unione tra IRIDE ed ENIÀ . Opera nei settori dell'energia elettrica (produzione, distribuzione e vendita), dell'energia termica per teleriscaldamento (produzione 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. Grazie ai propri importanti assets produttivi, agli investimenti realizzati, alla leadership conquistata in tutte le aree di business ed al proprio radicamento territoriale IREN è oggi tra i principali player del panorama italiano.

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.

Nel seguito sono esposti i principali dati quantitativi suddivisi per aree di attività.

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

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

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

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

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

Teleriscaldamento: grazie a 759 chilometri di reti interrato di doppia tubazione il Gruppo IREN fornisce il calore ad una volumetria di oltre 72 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 di energia elettrica e 2.840 GWht di calore per teleriscaldamento immesso in rete.

CARICHE SOCIALI

Consiglio di Amministrazione

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

Collegio Sindacale (*)

Presidente	Aldo Milanese
Sindaci effettivi	Lorenzo Ginisio
	Giuseppe Lalla
Sindaci supplenti	Massimo Bosco
	Emilio Gatto

Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili e societari

Massimo Levrino

Società di Revisione (*)

KPMG S.p.A.

(*) Collegio Sindacale e Società di revisione in carica al 31 marzo 2012

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

⁽⁵⁾ Componente del Comitato per le Remunerazioni

⁽⁶⁾ Presidente del Comitato per le Remunerazioni

⁽⁷⁾ Componente dell'Organismo di Vigilanza

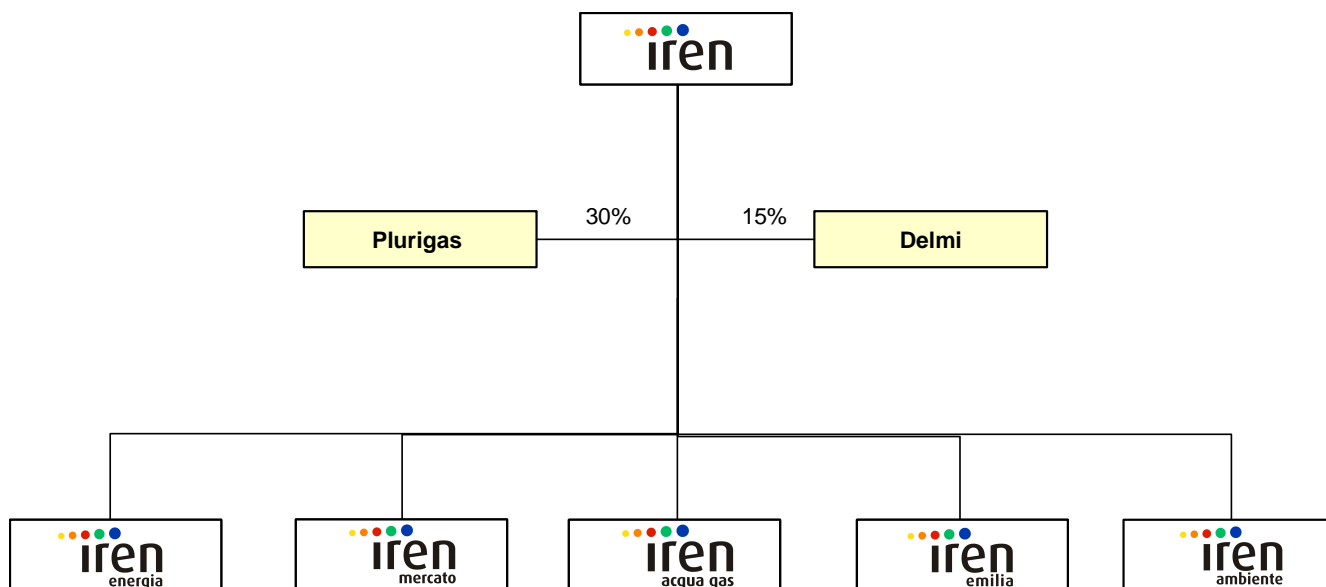
⁽⁸⁾ ⁽¹¹⁾ Componente del Comitato di Controllo Interno

⁽⁹⁾ Presidente dell'Organismo di Vigilanza

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

⁽¹²⁾ Presidente del Comitato per il Controllo Interno

IL GRUPPO IREN: L'ASSETTO SOCIETARIO



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

IREN ENERGIA

Produzione di energia elettrica e termica cogenerativa

Iren Energia dispone complessivamente di circa 2.800 MW di potenza installata, di cui circa 1.900 MW direttamente e circa 900 MW tramite le partecipate Edipower ed Energia Italiana. In particolare, Iren Energia ha la disponibilità di 20 impianti di produzione di energia elettrica: 12 idroelettrici e 8 termoelettrici in cogenerazione, per una potenza complessiva di circa 1.800 MW elettrici e 2.300 MW termici, di cui 900 MW in cogenerazione. Le fonti di energia primaria utilizzate sono totalmente eco-compatibili in quanto idroelettriche e cogenerative. In particolare, il sistema idroelettrico di produzione svolge un ruolo importante in tema di salvaguardia ambientale, in quanto utilizza una risorsa rinnovabile e pulita, senza emissione di sostanze inquinanti; l'energia idroelettrica consente di ridurre il ricorso ad altre forme di produzione a più elevato impatto ambientale. Iren Energia considera il rispetto dell'ambiente un valore aziendale e da sempre ritiene che lo sviluppo del sistema di produzione idroelettrico, in cui investe annualmente notevoli risorse, sia uno degli strumenti principali per la salvaguardia del territorio. La potenza termica complessiva di Iren Energia è di 2.300 MWt, di cui il 40% proviene dagli impianti di cogenerazione di proprietà e la parte restante è relativa a generatori di calore convenzionali. La produzione di calore nel primo trimestre 2012 è stata pari a circa 1.387 GWh_t, con una volumetria teleriscaldata di oltre 72 milioni di metri cubi.

Distribuzione di energia elettrica

Iren Energia, tramite la controllata AEM Torino Distribuzione, svolge l'attività di distribuzione di energia elettrica su tutto il territorio delle città di Torino e di Parma (circa 1.094.000 abitanti); nel primo trimestre 2012 l'energia elettrica complessiva distribuita è stata pari a 1.100 GWh, di cui 863 GWh nella Città di Torino e 237 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 458 km di doppia tubazione al 31 marzo 2012. Nello stesso periodo la rete del gas, estesa per 1.331 km, ha servito circa 500.000 clienti finali.

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

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

Servizi agli Enti Locali e Global Service

Iride Servizi fornisce alla città di Torino il servizio di illuminazione pubblica, il servizio semaforico, la gestione degli impianti termici ed elettrici negli edifici comunali, la gestione in Global Service Tecnologico del Palazzo di Giustizia di Torino e del facility management per il Gruppo. Le infrastrutture telematiche e la connettività nelle città di Torino e Genova sono gestite rispettivamente dalle controllate AemNet e SasterNet.

IREN MERCATO

Il Gruppo, tramite IREN Mercato, opera nel campo della 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 in zona centro nord. L'azienda colloca l'energia elettrica direttamente, attraverso le società collegate - dove presenti territorialmente - oppure tramite contratti di agenzia con la società intermediarie, per i clienti associati ad alcune categorie di settore, ed a 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 del 10% dell'Energia derivante dalle centrali di Edipower.

Il gruppo è altresì attivo nella vendita di servizi gestione calore e global service sia a favore di soggetti privati 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 dalla caposettore Mercato a marzo 2012 sono stati pari a circa 1.438 Mln. di mc (circa 1.164 Mln. di mc nel 2011), di cui circa 913 Mln. di mc sono stati commercializzati a clienti esterni al gruppo (722 Mln. di mc nel 2011), 34 Mln. di mc sono stati impiegati nella produzione di energia elettrica tramite i contratti di tolling con Edipower (65 Mln. di mc nel 2011), 490 Mln. di mc sono stati impiegati all'interno del Gruppo IREN sia per la produzione di energia elettrica che per la fornitura di servizi calore (377 Mln di mc nel 2011).

Commercializzazione energia elettrica

I volumi venduti complessivamente sono pari a 4.595 GWh (3.536 GWh nel 2011).

Mercato libero e borsa

I volumi complessivamente venduti a clienti finali e grossisti sono pari a 2.845 GWh (1.931 GWh nel 2011), mentre i volumi impiegati sulla borsa al lordo dell'energia compravenduta sono pari a 1.245 GWh (1.203 nel 2011).

Nel 2012 le disponibilità interne al Gruppo Iren, (Iren Energia), sono aumentate rispetto all'esercizio passato di circa il 30% ed ammontano a 2.212 GWh (1.694 GWh nel 2011). I volumi provenienti dal tolling di Edipower ammontano a 228 GWh contro i 420 GWh del 2011. Si rileva inoltre il minor ricorso a fonti esterne quali borsa al lordo dell'energia compravenduta (817 GWh contro i 976 GWh del 2011) e grossisti (993 GWh contro 100 GWh del 2011) sui quali incidono per circa 500 GWh i volumi forniti da ERG.

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 marzo 2012 sono pari a circa 395.000. I volumi complessivamente venduti ammontano a 296 GWh in calo rispetto allo scorso anno (325 GWh) per effetto della liberalizzazione del mercato a cui la società ha risposto con iniziative commerciali di sviluppo che hanno determinato il trasferimento della clientela dal mercato vincolato a mercato libero.

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 provincie 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 fornito ai clienti è fornito da Iren Energia S.p.A. a condizioni economiche tali da garantire un'adeguata remunerazione.

A marzo 2012 la volumetria tele riscaldata sul territorio piemontese è pari a oltre 45 milioni di metri cubi, corrispondenti a oltre 450.000 abitanti ossia il 40% dei cittadini torinesi, mentre per la parte Emiliana la volumetria teleriscaldata è di circa 18,5 milioni di mc.

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 provincie 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.

La riforma dei servizi idrici introdotta in Italia dalla Legge Galli impone sostanzialmente due principi: il superamento della frammentazione delle gestioni e la realizzazione di gestioni integrate che comprendano tutto il ciclo dell'acqua dalla captazione, alla distribuzione, alla raccolta, trattamento e smaltimento, fino alla restituzione all'ambiente. Iren Acqua Gas con la propria struttura raggiunge negli Ambiti Territoriali Ottimali (ATO) gestiti (Area Genovese, Reggio Emilia Parma e Piacenza) complessivamente un bacino di 177 Comuni e oltre 2 milioni di abitanti serviti.

Iren Acqua gas direttamente e tramite le sue controllate nel primo trimestre 2012 ha venduto circa 44 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 Società Controllata Gea S.p.A. nel bacino di Grosseto.

Iren Acqua Gas tramite le sue controllate ha distribuito gas, nel primo trimestre 2012, per circa 197 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 nel 1° Trimestre 2012 risultati prossimi al 58%.

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 più di 124.000 punti di consegna alla clientela finale.

IREN AMBIENTE

Settore ambiente

Iren Ambiente, direttamente e attraverso le società partecipate, svolge nelle province di Parma, Reggio Emilia e Piacenza le attività di trattamento, smaltimento, stoccaggio, recupero e riciclo dei rifiuti urbani e speciali, di recupero energetico (calore e energia elettrica) attraverso la termovalorizzazione e la gestione di impianti per la produzione di biogas. Iren Ambiente gestisce un importante portafoglio clienti a cui fornisce servizi per lo smaltimento di rifiuti speciali e svolge l'attività di trattamento, selezione, recupero e smaltimento finale dei rifiuti urbani raccolti da Iren Emilia S.p.A.. La frazione indifferenziata dei rifiuti raccolti è destinata a diverse modalità di smaltimento nella ricerca della migliore valorizzazione della risorsa rifiuto attraverso un processo industriale di preventiva selezione meccanica al fine di ridurre la frazione destinata alla termovalorizzazione e allo smaltimento in discarica. Iren Ambiente tratta oltre 1.000.000 tonnellate annue di rifiuti con 12 impianti di trattamento, selezione e stoccaggio, 2 termovalorizzatori (Piacenza e Reggio Emilia), 1 discarica (Poiatica - Reggio Emilia), 2 impianti di compostaggio (Reggio Emilia). E' in fase di costruzione, con l'obiettivo di attivarlo entro la fine del 2012, il Polo Ambientale Integrato di Parma (PAI), che prevede la realizzazione di un impianto di selezione e termovalorizzazione da rifiuti.

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. Ha subito nel primo trimestre una contrazione l'attività di commercializzazione nel settore del fotovoltaico con il logo "Raggi & Vantaggi" (50 impianti contrattualizzati e realizzati) sviluppata con successo nel 2011, attraverso la controllata Iren Rinnovabili S.r.l., in conseguenza delle modifiche normative approvate 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, è in corso 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

L'organico di gruppo al 31 marzo 2012 è pari a 4.648 unità. La tabella che segue fornisce il dettaglio analitico per singolo Gruppo riferibile alle società di primo livello.

Società	Organico al 31.03.2012	Organico al 31.12.2011	Var. %
IREN S.p.A.	265	268	(1,1)
IREN Acqua Gas e controllate	1.020	1.026	(0,6)
IREN Ambiente e controllate	241	241	-
IREN Emilia e controllate	1.658	1.668	(0,6)
IREN Energia e controllate	1.016	1.018	(0,2)
IREN Mercato e controllate	448	434	3,2
Totale	4.648	4.655	(0,2)

INFORMAZIONI SUL TITOLO IREN NEI PRIMI TRE MESI DEL 2012

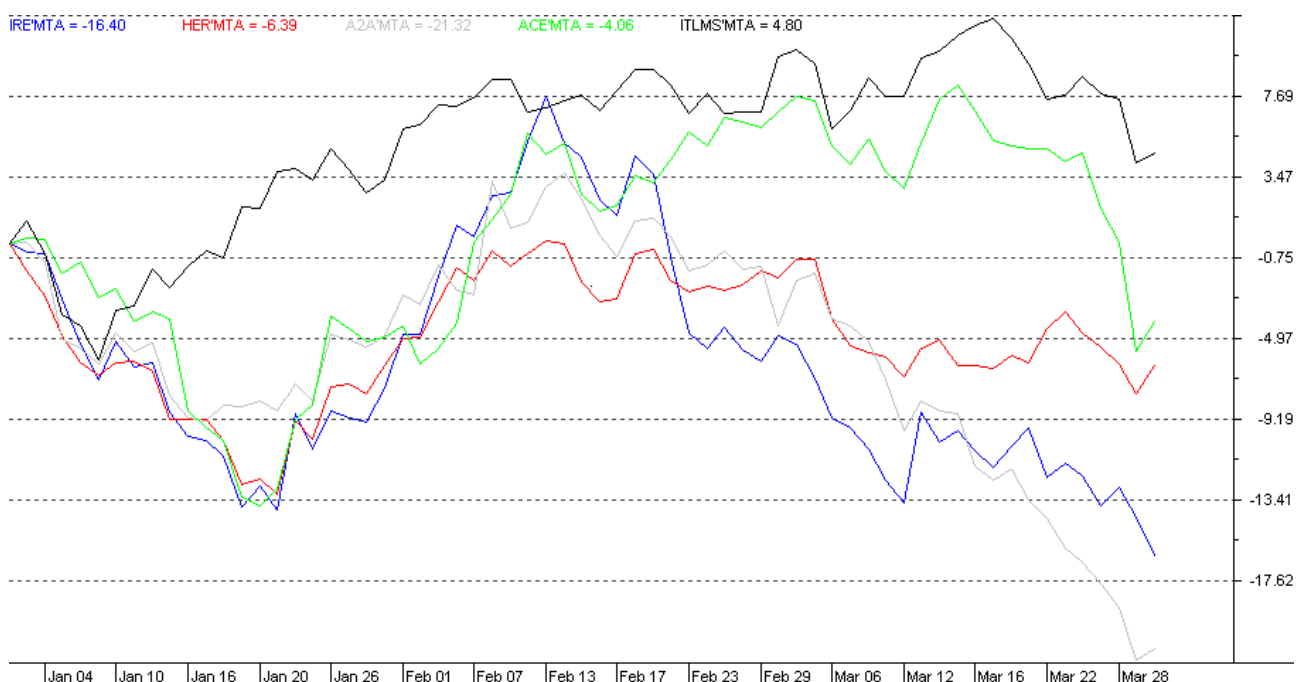
Andamento del titolo IREN in Borsa

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

Pertanto 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 contesto, nel corso del primo trimestre del 2012 il titolo Iren ha ceduto circa il -16% mentre l'indice All Shares nello stesso periodo è cresciuto di circa il 5%.

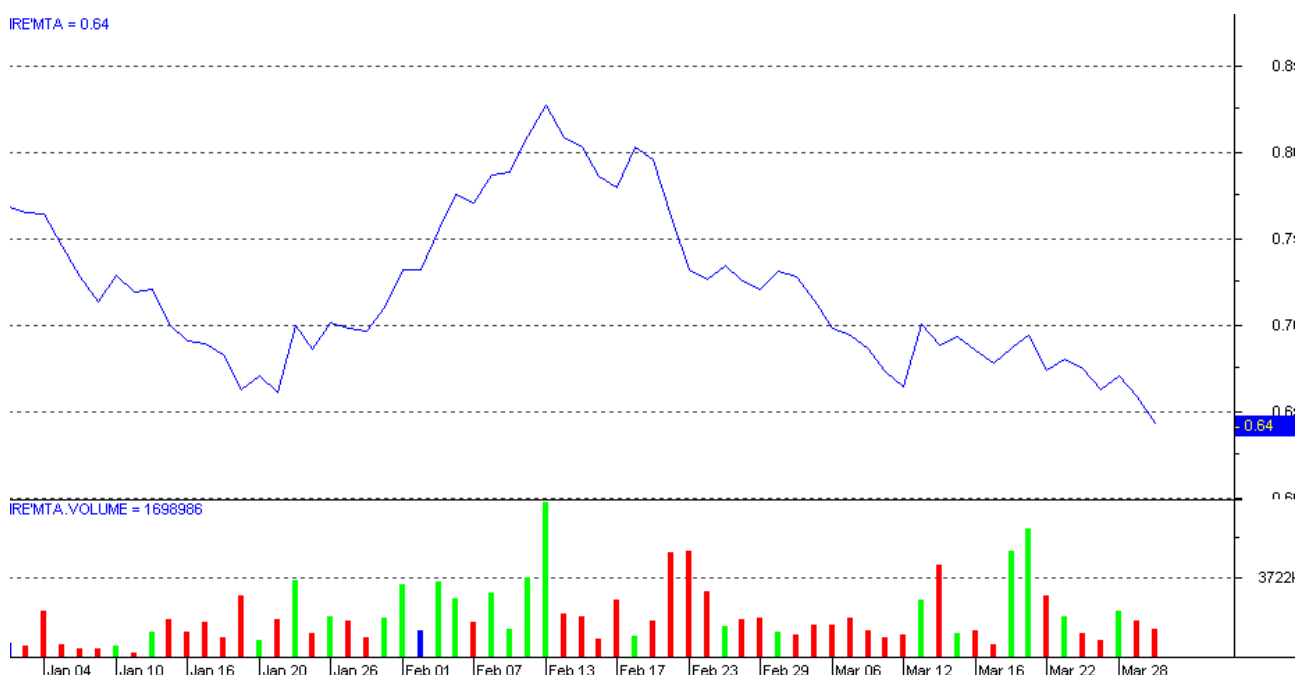
Ad influenzare l'andamento negativo del titolo Iren, oltre ai suddetti fattori congiunturali a livello macroeconomico, si possono individuare ulteriori fattori specifici tra cui i principali l'elevato livello di indebitamento e l'esposizione del portafoglio di attività al mercato della generazione e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



Il titolo Iren a fine marzo 2012 si è attestato a 0,64 euro per azione (valore minimo nel trimestre) con volumi medi da inizio anno che si sono attestati intorno a 2,3 milioni di pezzi giornalieri. Nello stesso periodo il prezzo medio è stato di 0,72 euro per azione avendo toccato il massimo di 0,85 euro per azione il 13 febbraio.

DATI DI BORSA, euro/azione nei primi tre mesi del 2012	
Prezzo medio	0,72
Prezzo massimo	0,85
Prezzo minimo	0,64
N. azioni ('000)	1.276.226

Andamento prezzo e volumi del titolo IREN

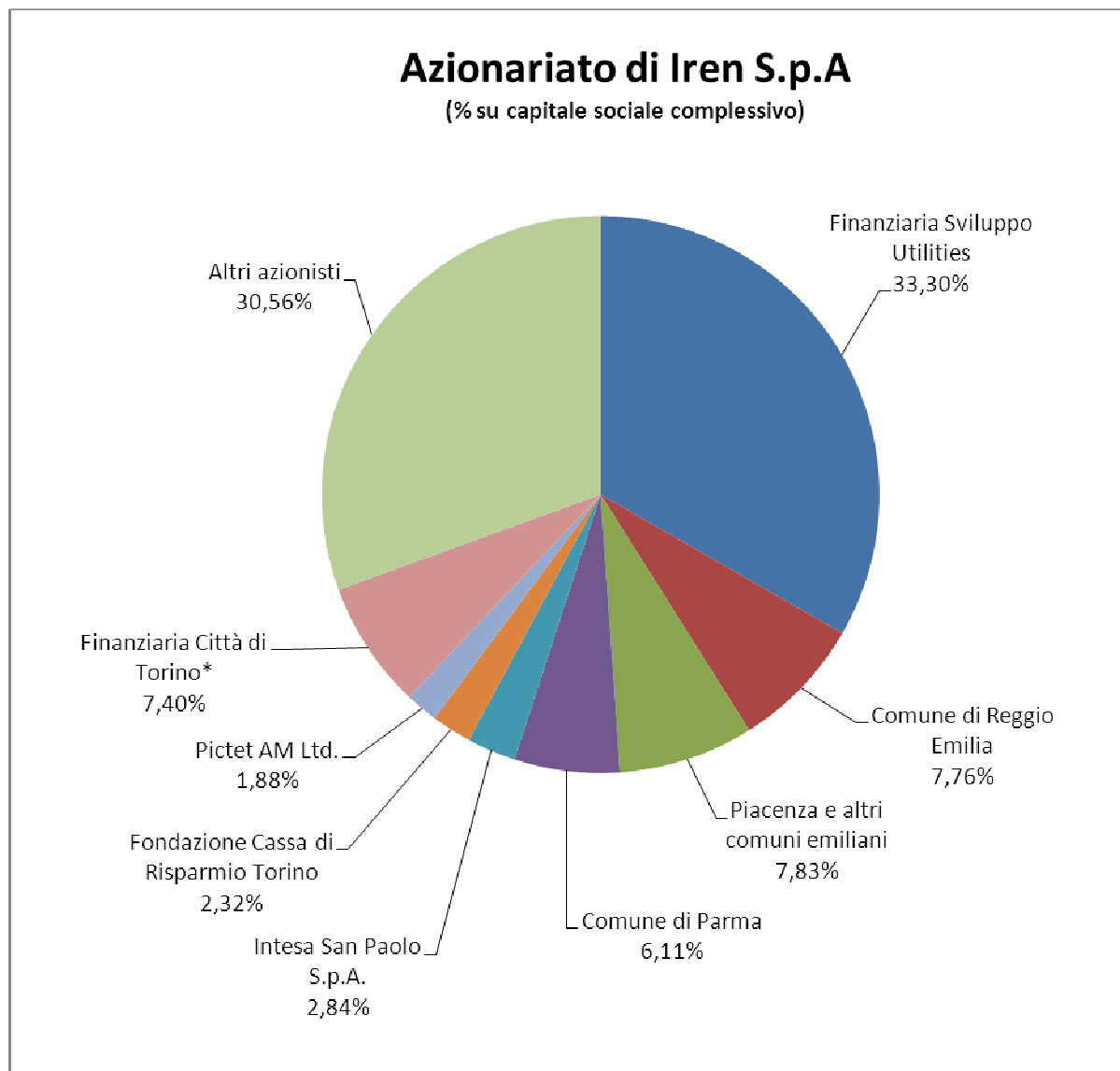


Il coverage del titolo

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 31 marzo 2012 l'azionariato di IREN era il seguente:



*Az. di risparmio senza diritto di voto

DATI OPERATIVI

Bilancio dell'energia elettrica

GWh	Primi 3 mesi 2012	Primi 3 mesi 2011	Variaz. %
FONTI			
Produzione lorda	2.470	2.197	12,4
<i>a) Termoelettrica</i>	2.043	1.557	31,2
<i>b) Idroelettrica</i>	170	141	20,6
<i>c) Produzione da WTE</i>	28	24	16,7
<i>d) Produzione da impianti Edipower</i>	229	421	(45,6)
<i>e) Produzione da impianti Tirreno Power</i>	-	54	(100)
Acquisto da Acquirente Unico	296	342	(13,5)
Acquisto energia in Borsa Elettrica	1.002	1.147	(12,6)
Acquisto energia da grossisti e importazioni	993	46	(*)
Totale Fonti	4.761	3.732	27,6
IMPIEGHI			
Vendite a clienti di maggior tutela e salvaguardia	296	326	(9,2)
Vendite in Borsa Elettrica	1.453	1.279	13,6
Vendite a clienti idonei finali, grossisti e altro	2.869	1.955	46,8
Pompaggi e perdite di distribuzione	143	172	(16,9)
Totale Impieghi	4.761	3.732	27,6

Bilancio del gas

milioni di metri cubi	Primi 3 mesi 2012	Primi 3 mesi 2011	Variaz. %
FONTI			
Acquisti (Plurigas e Sinit)	396	706	(43,9)
Acquisti (altri grossisti)	987	458	n.s.
Prelievi da stoccaggio	55	-	n.s.
TOTALE FONTI	1.438	1.164	23,5
IMPIEGHI			
Gas commercializzato dal Gruppo	913	722	26,4
Gas destinato ad usi interni (*)	525	442	18,8
TOTALE IMPIEGHI	1.438	1.164	23,5

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

Servizi a rete

	Primi 3 mesi 2012	Primi 3 mesi 2011	Variaz. %
DISTRIBUZIONE ENERGIA ELETTRICA			
Energia elettrica distribuita (GWh)	1.100	1.090	0,9
N. contatori elettronici	680.542	659.786	3,1
DISTRIBUZIONE GAS			
Gas distribuito da Aes Torino (mln mc) (*)	273	309	(11,7)
Gas distribuito da Iren Acqua Gas (mln mc)	197	201	(2,0)
Gas distribuito da Iren Emilia (mln mc)	446	445	(0,2)
Totale Gas distribuito	916	955	(4,1)
TELERISCALDAMENTO			
Volumetria teleriscaldata (mln mc)	73	66	10,6
Rete Teleriscaldamento (Km)	779	667	16,8
SERVIZIO IDRICO INTEGRATO			
Volumi Acqua (mln mc)	44	46	(4,3)

(*) Aes Torino al 51%

SCENARIO DI MERCATO

Scenario energetico nazionale

Nel periodo Gennaio - Marzo 2012 la produzione netta di energia elettrica in Italia è stata pari a 72.054 GWh in riduzione (-1,7%) rispetto allo stesso periodo del 2011. La richiesta di energia elettrica, pari a 83.045 GWh (+1,7%) è stata soddisfatta per l'86,7% dalla produzione nazionale (+0,2%) e per il restante 13,3% dal saldo con l'estero. A livello nazionale, la produzione termoelettrica è stata pari a 56.770 GWh, con una riduzione del -2,6% rispetto al 2011 ed ha coperto il 78,8% dell'offerta; la produzione di fonte idroelettrica è stata pari a 6.839 GWh (-35% rispetto al 2011) coprendo il 9,5% dell'offerta (rispetto al 14,3% dell'anno precedente), mentre la produzione da fonte geotermica, eolica e fotovoltaica è stata pari a 8.445 GWh (+86,5%) coprendo l'11,7% dell'offerta.

Domanda e offerta di energia elettrica cumulata (GWh e variazioni tendenziali)			
	fino a 31/03/2012	fino a 31/03/2011	Var. %
Domanda	83.045	84.665	-1,9%
- Nord	38.717	39.446	-1,8%
- Centro	24.006	24.341	-1,4%
- Sud	12.036	12.172	-1,1%
- Isole	8.286	8.706	-4,8%
Produzione netta	72.054	73.327	-1,7%
- Idroelettrico	6.839	10.520	-35,0%
- Termoelettrico	56.770	58.278	-2,6%
- Geotermoelettrico	1.304	1.323	-1,4%
- Eolico e fotovoltaico	7.141	3.206	122,7%
Saldo estero	11.672	11.987	-2,6%

Fonte: elaborazione RIE su dati TERNA

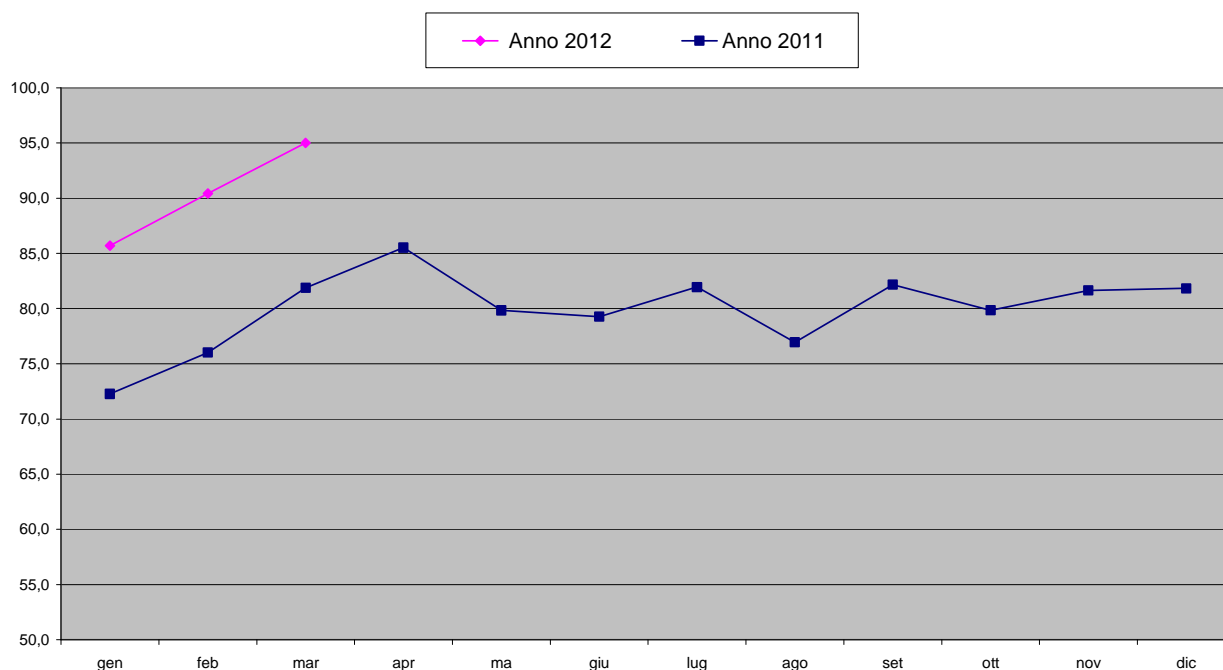
I primi tre mesi del 2012 hanno visto complessivamente una riduzione della domanda elettrica rispetto al pari trimestre dell'anno precedente (- 1,9%). La domanda ritorna in negativo dopo due anni di primi trimestri positivi rispetto alla caduta del 2009, che a sua volta aveva visto una riduzione del - 6,9% rispetto ai primi tre mesi del 2008. La riduzione della domanda nel 2009 rispetto all'anno precedente era stata di circa - 6 TWh, nel biennio 2010 e 2011 si era assistito ad un recupero di circa + 4 TWh, dopo il primo trimestre di quest'anno, tale incremento torna a scendere e vede una riduzione di circa -1 TWh. I decrementi percentuali sono negativi in tutte le zone del Paese, i maggiori si registrano nelle isole (-5,1%) e nella zona Nord (-1,9%).

Il 2012 si è aperto all'insegna di un Brent in mercato rialzo, con quotazioni medie mensili che si portano dai 111 doll./bbl di gennaio ai 119,6 di febbraio, sino ai 125,3 di marzo, il livello più alto dal picco 2008. Il prezzo medio del I trimestre si attesta a 118,5 doll./bbl, +13% rispetto al pari periodo del 2011. Il cambio \$/€ si attesta, per il periodo gennaio-marzo 2012, a 1,31, inferiore di 0,06 cents al valore medio del I trimestre 2011. Nonostante il lieve deprezzamento della valuta europea rispetto a quella americana, risultante dal confronto tra il I trimestre 2011 e 2012, l'alto livello delle quotazioni del greggio ha determinato un nuovo record assoluto del barile espresso in euro: 90,4 euro in media trimestrale, con picco mensile di 95 euro nel mese di marzo.

In questo inizio d'anno, a sostenere le quotazioni sono principalmente i rischi lato offerta, reali e potenziali. Tra quelli reali si rilevano gli ammanchi di greggio non-OPEC per circa 1 mil. bbl/g - ascrivibili a ragioni tecniche (Canada, UK) e geopolitiche (Yemen, Siria, Sud Sudan) - cui si aggiungono i circa 200.000 bbl/g di libico ancora da recuperare. Per il momento, rimane invece un rischio potenziale il calo dell'export iraniano per via delle sanzioni internazionali, atteso oscillare tra 800.000 e 1 mil. bbl/g con l'entrata in vigore delle misure sanzionatorie a partire dal 1° luglio. Sicuramente, le crescenti tensioni tra Occidente e Iran, culminate nella minaccia di chiusura dello Stretto di Hormuz da parte di Teheran a seguito dell'inseverimento delle sanzioni USA e dell'approvazione dell'embargo petrolifero da parte dell'UE, hanno rappresentato il principale fattore bullish del I trimestre dell'anno. Pur trattandosi di un rischio potenziale, il mercato ha reagito al rialzo ai timori di possibili interruzioni delle forniture.

Pur riconoscendo la presenza di elementi di criticità lato offerta, correnti o attesi, e il basso livello di spare capacity effettivamente disponibile (appena il 3% della domanda mondiale), occorre ricordare che la domanda mondiale è attesa crescere di appena 800.000 bbl./g nel 2012, la produzione OPEC è ai massimi da trent'anni - con l'offerta saudita a 10 mil. bbl./g.- e l'economia mondiale è attesa in complessivo rallentamento (crescita del PIL 2012 al +3,5% vs 3,9% del 2011).

Andamento del Brent (€/bbl)



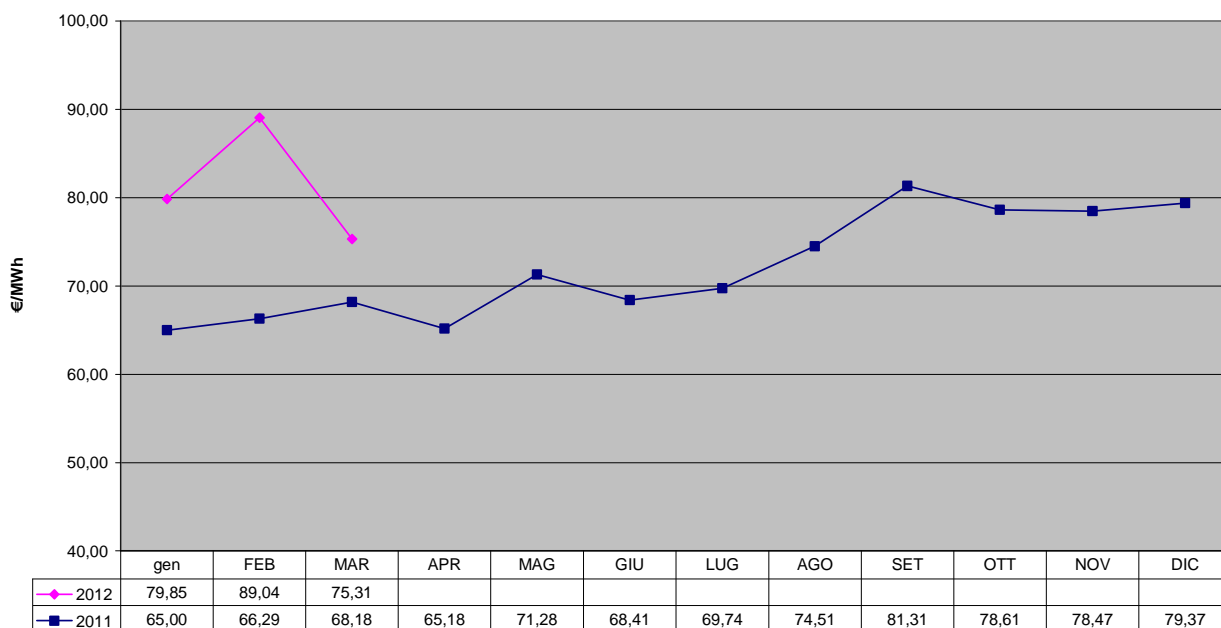
Il primo trimestre del 2012 ha evidenziato un prezzo medio sulla Borsa Elettrica in rialzo sia rispetto al pari trimestre dell'anno precedente sia rispetto all'ultimo trimestre del 2011. In particolare il PUN è risultato in media pari a 81,2 €/MWh con un aumento del + 22,4% rispetto al I trimestre del 2011 e + 3,3% rispetto al IV trimestre dell'anno passato. In riduzione le quantità domandate (- 1,9%) rispetto al I trimestre 2011 mentre risultano in aumento dell'+1,5% rispetto al IV trimestre.

Nel trimestre si sottolinea, rispetto al trend dei prezzi, la specificità del mese di Febbraio dove le basse temperature che si sono verificate in tutta Europa hanno portato ad un forte rialzo dei prezzi sulle principali piattaforme continentali.

Il fenomeno è ravvisabile anche nell'inversione del flusso di energia elettrica che a Febbraio, contrariamente agli altri due mesi del trimestre ha visto le nostre importazioni in netto calo. Infatti dai

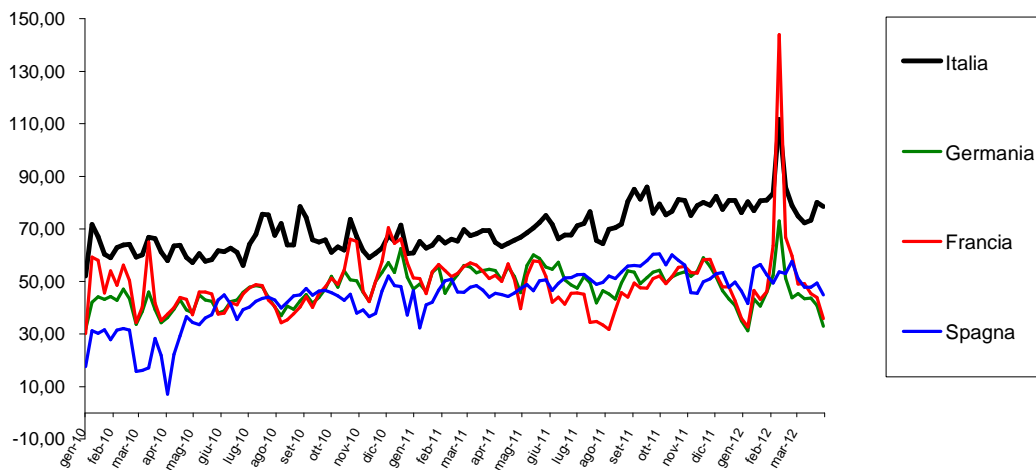
4,4 TWh del mese di gennaio (+7,3% vs 2011), queste si sono ridotte a 3,3 TWh (- 22% vs 2011), per ritornare in crescita a 4,7 TWh nel mese di Marzo (+11,6% vs 2011). Si consideri che il rialzo del prezzo a Febbraio sul mese precedente è stato di circa +11,5% e sul mese di Marzo di circa +18,2%.

Prezzo medio di acquisto in borsa (MGP) Prezzo Unico Nazionale (PUN)



Per quanto riguarda i prezzi zionali si rileva come la zona a più basso prezzo si confermi nel primo trimestre, al pari del 2011, il Sud con 75,8 €/MWh (- 6,8% rispetto al PUN) e quella a prezzo più elevato la Sicilia con 95,30 €/MWh (+ 17,3% rispetto al PUN). Rispetto al 2011 la zona Sud amplia il proprio differenziale rispetto al PUN, risultava infatti del - 4,4% nell'anno passato, mentre si riduce il differenziale della Sicilia che era del 28,9% lo scorso anno.

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



Nel primo trimestre si amplia il differenziale con le altre principali borse continentali passando dai circa 16,2 €/MWh del 2011 ai 30,7 €/MWh del 2012.

Nella tabella seguente l'indicazione ed il confronto tra i prezzi medi mensili dei futures nel primo trimestre. Da Gennaio a Marzo si registrano variazioni in aumento sulle scadenze più lontane che testimoniano un sentimento bullish delle quotazioni sul più lungo termine. Il futuro annuale Dicembre 2013 che quotava 76,12 €/MWh a Gennaio si è portato a 77,55 €/MWh nel mese di Marzo.

gen-12		feb-12		mar-12	
Futures		Futures		Futures	
mensili	€/MWh	mensili	€/MWh	mensili	€/MWh
feb-12	79,84	mar-12	78,79	apr-12	75,07
mar-12	79,30	apr-12	76,27	mag-12	76,25
apr-12	76,13	mag-12	76,84	giu-12	76,97
trimestrali		trimestrali		trimestrali	
giu-12	76,51	giu-12	77,02	giu-12	76,71
set-12	79,15	set-12	80,54	set-12	80,78
dic-12	80,43	dic-12	81,13	dic-12	82,70
mar-13	79,36	mar-13	80,39	mar-13	80,69
annuali		annuali		annuali	
dic-13	76,12	dic-13	77,05	dic-13	77,55

Fonte: elaborazioni RIE su dati IDEX

Il Mercato del Gas Naturale

Sulla base dei dati resi disponibili da Snam Rete Gas, nei primi tre mesi dell'anno i consumi complessivi di gas (27,4 md mc), risultano inferiori di -2,2% (-3,2% escludendo il 29 febbraio) rispetto al 2011. In particolare: i prelievi delle reti di distribuzione (destinati per l'85% circa ai consumi civili) sono cresciuti di +0,6%, risultato di due mesi molto miti (gennaio e marzo) e dell'impennata di febbraio (+25,3%) conseguente all'eccezionale ondata di gelo della prima metà del mese; domanda elettrica debole (-1,9% nei primi tre mesi rispetto allo stesso trimestre 2011) e concorrenza delle fonti rinnovabili hanno influito sui consumi per usi termoelettrici che hanno segnato un calo del 9,1% (-0,7 md mc) e risultano inferiori di ben il 21,6% rispetto al 2008; i consumi industriali registrano +0,7%, ma restano abbondantemente al di sotto dei livelli pre-crisi (-12,1% rispetto al 2008). Queste cifre, unite al calo dei consumi registrato nel 2011 (-5,2 md mc rispetto al 2010, pari a -6,2%), testimoniano la difficoltà del sistema gas a riprendere un trend di crescita.

Lato offerta si osserva, in confronto al 2011, una diminuzione delle importazioni (-5,6%), un incremento delle immissioni in rete da produzione nazionale (+7,9%) e un aumento dei prelievi da stoccaggi (9,7%) dovuto al massiccio ricorso alle riserve durante il freddo di febbraio.

Impieghi/fonti di gas naturale nel I trimestre 2012 e confronto con gli anni precedenti

Gennaio - Marzo	2012	2011	2010	2009	2008	Var. % '12/'11	Var. % '12/'10	Var. % '12/'09	Var. % '12/'08
GAS PRELEVATO (Mld mc)									
Impianti di distribuzione	15,9	15,8	16,6	15,7	14,7	0,6%	-3,9%	1,3%	8,5%
Usi industriali	3,7	3,7	3,6	3,1	4,2	0,7%	5,0%	18,8%	-12,1%
Usi termoelettrici	6,9	7,6	7,7	6,9	8,9	-9,1%	-9,8%	0,3%	-21,6%
Rete Terzi e consumi di sistema (*)	0,8	0,9	1,0	0,9	1,0	-5,8%	-18,9%	-10,1%	-18,3%
Totale prelevato	27,4	28,1	28,8	26,7	28,8	-2,2%	-4,9%	2,7%	-4,7%
GAS IMMESSO (Mld mc)									
Produzione nazionale	2,1	1,9	2,0	2,1	2,3	7,9%	1,4%	-0,9%	-11,3%
Importazioni	20,4	21,6	21,9	18,2	23,0	-5,6%	-6,9%	12,2%	-11,2%
Stoccaggi	4,9	4,5	4,9	6,4	3,5	9,7%	1,5%	-23,2%	42,8%
Totale immesso	27,4	28,1	28,8	26,7	28,8	-2,2%	-4,9%	2,7%	-4,7%

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

Fonte: elaborazioni su dati Snam Rete Gas. Dati provvisori per marzo 2012, consuntivi non definitivi per gennaio e febbraio 2012; consuntivi definitivi per gli anni precedenti.

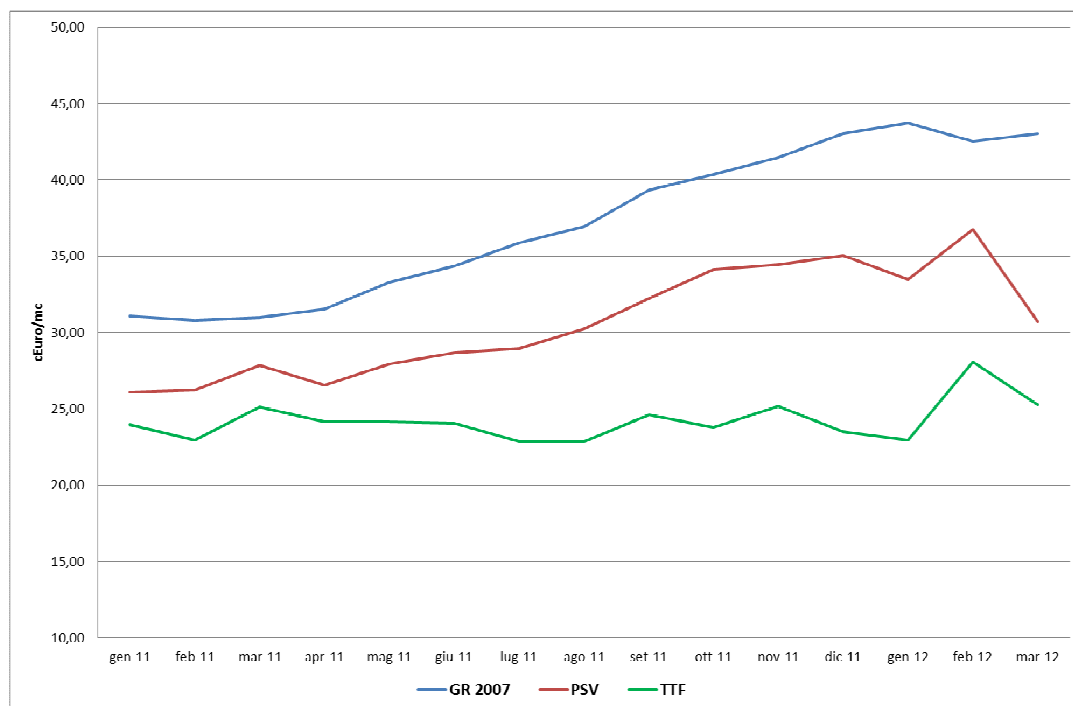
In un contesto di elevate quotazioni del petrolio sono continuati a crescere i prezzi del gas indicizzati con formule oil linked, mentre quelli spot, a parte l'impennata dei giorni di febbraio condizionati dal freddo eccezionale, sono rimasti sostanzialmente stabili durante il periodo invernale a causa della debolezza della domanda. Sui mercati europei le quotazioni spot hanno così espresso mediamente valori inferiori del 30% rispetto alle formule oil linked.

Relativamente ai prezzi italiani, nei primi tre mesi dell'anno il valore medio della "Gas Release 2007", formula indicizzata ai prodotti petroliferi, è stato di 43,12 cEuro/mc rispetto a 30,96 cEuro/mc dello stesso trimestre dell'anno scorso e a 41,63 cEuro/mc medio degli ultimi tre mesi del 2011. La CCI (Componente di Commercializzazione all'Ingrosso) fissata dall'AEEG per il mercato tutelato è stata di 38,47 cEuro/mc in crescita del 4,5% in confronto all'ultimo trimestre 2011.

Al Punto di Scambio Virtuale (PSV) il prezzo medio del I trimestre è stato di 33,66 cEuro/mc, inferiore di circa il 22% (9,5 cEuro/mc) rispetto a quello della Gas Release. Il mercato del bilanciamento (PB-Gas), partito lo scorso 1° dicembre, ha espresso nel I trimestre un valore medio di 32,86 cEuro/mc; la differenza (0,8 cEuro/mc) con il prezzo delle contrattazioni al PSV è stata determinata dai differenti valori della prima metà di febbraio, mentre per il restante periodo il prezzo del bilanciamento ha espresso valori sostanzialmente allineati alle quotazioni dell'hub. La M-Gas (Borsa Gas) si è confermato un mercato ancora poco utilizzato con scambi residuali.

I prezzi spot italiani sono restati significativamente più elevati rispetto all'Europa: nei primi tre mesi dell'anno il prezzo medio al TTF olandese, che è considerato l'hub più rappresentativo dell'Europa continentale, è stato di 25,4 cEuro/mc, mediamente inferiore di circa 8,2 cEuro/mc (-24%) rispetto al PSV, anche se lo spread sembra mostrare una tendenza alla riduzione passando dai circa 10,5 cEuro/mc di inizio anno ai 5,5 cEuro/mc di marzo.

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



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

Fonte: Elaborazioni RIE; GME; APX-Endex

Intensa è l'attività dei regolatori europei in materia di nuove regole per l'allocazione di capacità di trasporto sui gasdotti. L'ACER (Agenzia per la cooperazione dei regolatori europei dell'energia) ha emanato nella seconda metà del 2011 due linee guida che sono state tradotte a marzo 2012 in una proposta di codice di rete europeo da parte di Entso-G (European Network of Transmission System Operators for Gas), l'organizzazione europea dei gestori dei sistemi di trasporto del gas. I principali obiettivi sono: superare le congestioni contrattuali (non fisiche) sui gasdotti transfrontalieri relative a capacità di trasporto assegnata sulla base di contratti di lungo periodo ma non utilizzata; sviluppare il trasporto di gas tra i diversi hub europei attraverso meccanismi che unifichino in unico processo l'allocazione della capacità tra i diversi sistemi confinanti, favorendo così uno scambio diretto tra gli hubs e collegando i mercati di bilanciamento nazionali. L'implementazione delle nuove norme dovrebbe determinare gradualmente un sempre maggior allineamento dei prezzi tra i vari hubs europei e quindi anche una riduzione del differenziale tra prezzi al PSV italiano e quotazioni agli altri hubs.

QUADRO NORMATIVO

Elettricità

Delibera ARG/elt 181/11 “Aggiornamento dei provvedimenti dell’Autorità per l’energia elettrica e il gas, correlati alla deliberazione n. 42/02 in materia di cogenerazione, a seguito dell’emanazione dei decreti ministeriali 4 agosto 2011 e 5 settembre 2011” pubblicata il 15 dicembre 2011

In materia di cogenerazione il Legislatore italiano, con il decreto legislativo n. 20/07, ha recepito la direttiva europea 2004/8/CE disciplinante la cogenerazione ad alto rendimento, precisando, tra l’altro, che fino al 31 dicembre 2010 è da considerarsi “cogenerazione ad alto rendimento” la produzione in cogenerazione rispondente alla definizione di cui all’articolo 2, comma 8, del decreto legislativo n. 79/99, cioè quella corrispondente a quanto già previsto dalla deliberazione AEEG n. 42/02.

In seguito, il Ministero dello Sviluppo Economico ha emanato il decreto ministeriale 4 agosto 2011 (recante recepimento delle decisioni della Commissione europea del 21 dicembre 2006 e del 19 novembre 2008 in materia di cogenerazione ad alto rendimento) e il decreto ministeriale 5 settembre 2011 in materia di definizione del regime regolatorio di sostegno alla cogenerazione ad alto rendimento.

In base a tale ultimo, ai fini dell’ottenimento dei certificati bianchi, continuano a trovare applicazione le disposizioni poste dalla deliberazione AEEG n. 42/02, limitatamente alle unità entrate in esercizio fino al 31 dicembre 2010.

Si riporta che tra i vantaggi riconosciuti alla cogenerazione ad alto rendimento, definiti dal citato decreto legislativo n. 20/07 e tuttora vigenti, rientrano:

- la priorità di dispacciamento, peraltro già precedentemente prevista dal decreto legislativo n. 79/99;
- lo scambio sul posto nel caso di impianti di potenza fino a 200 kW;
- semplificazioni in materia di erogazione del servizio di connessione degli impianti di produzione alle reti con obbligo di connessione di terzi. Facendo riferimento alla richiamata deliberazione n. 42/02, detti vantaggi sono rispettivamente previsti nelle deliberazioni AEEG n. 111/06, ARG/elt 74/08 e ARG/elt 99/08.

Al fine di recepire la nuova definizione di “cogenerazione ad alto rendimento”, posta dai recenti decreti ministeriali 4 agosto 2011 e 5 settembre 2011, con la deliberazione in oggetto, il Regolatore aggiorna i tre provvedimenti sopra richiamati oltre che gli altri provvedimenti dell’Autorità ancora oggi vigenti nei quali viene richiamata la deliberazione n. 42/02.

Con puntuale riferimento al beneficio derivante dalla priorità di dispacciamento, si segnala che la nuova definizione di cogenerazione ad alto rendimento consente che un impianto di cogenerazione, o una sezione dello stesso, possa risultare anche solo parzialmente ad alto rendimento, con conseguenti complicazioni per le modalità applicative delle agevolazioni per tali impianti: la priorità di dispacciamento, infatti, non può essere riconosciuta solo ad una parte di un impianto o a una sezione parziale dello stesso.

Al fine di risolvere tale problematica l’Autorità, aggiornando con il presente provvedimento le relative disposizioni della deliberazione n. 111/06, prevede che per beneficiare dell’applicazione della priorità di dispacciamento, l’impianto (o la sezione) che soddisfa la qualifica di cogenerazione ad alto rendimento - nel rispetto dei criteri di cui al decreto ministeriale 4 agosto 2011 - è quella per cui la grandezza ECHP, definita nel medesimo decreto, risulti superiore, o almeno pari, alla metà della produzione totale lorda di energia elettrica generata dal medesimo impianto (o sezione) in assetto cogenerativo.

Delibera EEN 13/11 “Determinazione degli obiettivi specifici di risparmio di energia primaria nell’anno 2012, in capo ai distributori di energia elettrica e di gas naturale, soggetti agli

obblighi di cui ai decreti ministeriali 20 luglio 2004, come modificati e integrati dal decreto ministeriale 21 dicembre 2007" pubblicata il 27 dicembre 2011

Il Decreto ministeriale 21 dicembre 2007 - recante revisione ed aggiornamento dei decreti ministeriali 20 luglio 2004 - fissa all'articolo 2, comma 3, lettera h), a 3,5 milioni di tonnellate equivalenti di petrolio (tep) il livello dell'obiettivo quantitativo nazionale di incremento dell'efficienza energetica a carico dei distributori di energia elettrica per il 2012. Specularmente, il medesimo articolo, al successivo comma 4, lettera h), fissa a 2,5 milioni di tep il livello dell'obiettivo di risparmio energetico a carico dei distributori di gas naturale per il 2012.

In attuazione della normativa primaria sopra richiamata, l'AEEG, con la presente deliberazione, quantifica e pubblica la ripartizione degli obiettivi specifici di risparmio di energia primaria a carico dei singoli distributori obbligati per l'anno 2012.

In particolare in Allegato al provvedimento in oggetto, il Regolatore comunica la lista, per l'anno 2012, dei distributori di energia elettrica (Tabella A) e dei distributori di gas naturale (Tabella B), chiamati a concorrere al raggiungimento del complessivo obiettivo nazionale annuale, dettagliando la ripartizione quantitativa obbligatoria per il singolo distributore obbligato. Per completezza si ricorda che il decreto ministeriale 21 dicembre 2007 ha espressamente previsto che, per ciascuno degli anni successivi al 2007, risultano soggetti al raggiungimento dell'obiettivo complessivo nazionale, tutti i distributori di energia elettrica e i distributori di gas naturale che, alla data del 31 dicembre dei due anni antecedenti a ciascun anno di competenza – in questo caso per il 2012, al 31 dicembre 2010 – risultavano avere connessi alla propria rete di distribuzione almeno un quantitativo pari a 50.000 clienti finali.

Con riferimento al criterio di ripartizione dell'obiettivo annuale, l'Autorità inoltre conferma che, in analogia a quanto effettuato nei precedenti anni di applicazione del meccanismo dei certificati bianchi, la singola quota dell'obiettivo complessivo assegnata ad ogni impresa di distribuzione soggetta all'obbligo, è stata determinata mediante il criterio di ripartizione pro quota secondo il rapporto tra l'energia elettrica, o il gas naturale, distribuito dalla medesima impresa ai clienti finali connessi alla propria rete di distribuzione e l'energia elettrica, o il gas naturale, complessivamente distribuito sul territorio nazionale dall'insieme dei soggetti chiamati ex lege agli obblighi di risparmio energetico.

Delibera 26 gennaio 2012 11/2012/R/EFR "Determinazione del valore medio del prezzo di cessione dell'energia elettrica dell'anno 2011, ai fini della quantificazione del prezzo di collocamento sul mercato dei certificati verdi, per l'anno 2012" pubblicata il 26 gennaio 2012

Con la delibera in oggetto, in continuità con quanto deliberato negli esercizi precedenti, l'AEEG quantifica e pubblica per il 2012 ai fini della definizione del prezzo di collocamento sul mercato dei certificati verdi emessi dal GSE, il valore medio annuo del prezzo di cessione dell'energia elettrica definito in attuazione dell'articolo 13, comma 3, del decreto legislativo n. 387/03.

Con riferimento al quadro regolatorio vigente in materia, si segnala che, l'articolo 2, comma 148, della legge n. 244/07 (Legge Finanziaria 2008), prevede che, a partire dal 2008, i certificati verdi emessi dal GSE - ai sensi dell'articolo 11, comma 3, del decreto legislativo n. 79/99 - siano collocati, da parte del medesimo Gestore sul relativo mercato, ad un prezzo fisso pari alla differenza tra:

- il valore convenzionale di 180 €/MWh;

e

- il valore medio annuo del prezzo di cessione dell'energia elettrica registrato nell'anno precedente, come definito e pubblicato dal Regolatore entro il 31 gennaio di ogni anno in attuazione dell'articolo 13, comma 3, del decreto legislativo n. 387/03.

Riguardo al secondo dei valori di cui sopra, con deliberazione ARG/elt 24/08 del 26 febbraio 2008, il Regolatore ha definito i criteri e le modalità per la determinazione del valore medio annuo del prezzo di cessione dell'energia elettrica di cui all'articolo 13, comma 3, del decreto legislativo n. 387/03, prevedendo che, ai fini della definizione del prezzo di collocamento sul mercato dei certificati verdi, tale valore sia posto pari alla media aritmetica, su base nazionale, dei prezzi zionali orari, di cui

all'articolo 6 dell'Allegato A alla deliberazione n. 280/07 recante "Modalità e condizioni tecnico-economiche per il ritiro dell'energia elettrica ai sensi dell'articolo 13, commi 3 e 4, del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387/03, e del comma 41 della legge 23 agosto 2004, n. 239/04".

Per quanto premesso, con il provvedimento de quo, l'Autorità delibera che, ai fini della definizione del prezzo di collocamento sul mercato dei certificati verdi per il 2012, il valore medio annuo del prezzo di cessione 2011 dell'energia elettrica - calcolato in base ai criteri stabili dalla citata delibera ARG/elt 24/08 e da sottrarre al valore convenzionale di 180 €/MWh - sia pari a 74,72 €/MWh; conseguentemente il prezzo dei certificati verdi emessi e collocati sul relativo mercato da parte del GSE, risulterà, nell'anno in corso, pari a 105,28 €/MWh.

Gas

Decreto legge 24 gennaio 2012, n. 1 – Disposizioni urgenti per la concorrenza, lo sviluppo delle infrastrutture e la competitività.

L' art.13 dispone che AEEG, a partire dal 1 aprile 2012, introduca nei criteri di calcolo della materia prima anche il riferimento ai prezzi di mercato del gas, in maniera progressiva e gradualmente crescente. Tali prezzi, fino al consolidamento del mercato nazionale, saranno quelli rilevati sui mercati europei.

Il DL 1/12 prevede inoltre: la separazione proprietaria di Snam (e quindi della rete di trasporto e degli stoccaggi) da ENI (Art.15); il monitoraggio da parte del Ministero dello Sviluppo Economico e dell'AEEG del grado di utilizzo dei gasdotti esteri, al fine di promuovere il loro utilizzo ottimale e un'allocatione coordinata delle capacità di tali gasdotti (art. 14 comma 5); l'introduzione di servizi integrati di stoccaggio e trasporto/rigassificazione destinati a consentire l'approvvigionamento diretto all'estero delle imprese che consumano gas; tali servizi saranno offerti da parte dei gestori della rigassificazione e del trasporto in regime regolato in base a modalità definite dall'AEEG (art. 14, commi 1-4).

Le delibere AEEG n. 116/2012/R/Gas ("Prima revisione delle condizioni economiche della materia prima gas e modifiche all'Al. A alla deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 28 maggio 2009, ARG/gas 64/09 (TIVG)") e n. 117/2012/R/Gas ("Aggiornamento, per il trimestre 1 aprile - 30 giugno 2012, delle condizioni economiche di fornitura del gas naturale per il servizio di tutela") pubblicate il 31 marzo hanno definito una nuova formula di calcolo della componente materia prima QE (QEnew) valida per il II e il III trimestre 2012. Si tratta di una prima revisione conseguenza del citato art. 13 del DL 1/12. AEEG ha stabilito che i prezzi europei di mercato cui fare riferimento siano i forward trimestrali OTC (Over The Counter) all'hub olandese TTF. Nella formula di determinazione della QEnew il peso dei prezzi al TTF sarà del 3% per il II trimestre e del 4% per il III trimestre, mentre il 97%-96% sarà relativo alla QE calcolata con metodo tradizionale. La nuova formula ha determinato un valore della QEnew per il secondo trimestre 2012 pari a 35,71, inferiore di 0,31 ceuro/mc (-0,9%) al valore che si sarebbe ottenuto con la precedente formula interamente oil linked.

Per il quarto trimestre dell'anno entrerà in vigore una nuova metodologia di calcolo che dovrà rendere coerente quanto previsto dal citato DL con il processo di riforma della componente che AEEG aveva già intrapreso e proposto nel Documento di consultazione 47/11 (22 dicembre 2011): passare gradualmente da un valore della materia prima che nasce esclusivamente da formule indicizzate ai prezzi dei prodotti petroliferi ad un paniere di prezzi del gas che tenga conto, oltre che dei valori oil linked, anche dei prezzi di mercato che si formano sulle piattaforme di scambio. Secondo le intenzioni espresse da AEEG (riferimento Del. 116/2012/R/Gas), la metodologia che sarà applicata dal 1° ottobre 2012 prenderà in considerazione anche le modifiche di cui sono stati oggetto molti contratti di approvvigionamento di lungo periodo oil linked a seguito delle rinegoziazioni avvenute negli ultimi due anni in conseguenza della crisi della domanda e dei mutamenti strutturali dei mercati internazionali del metano.

L'11 febbraio 2012, con la sua pubblicazione in Gazzetta Ufficiale, è entrato in vigore il **DM 12 novembre 2011 n. 226 (c.d. "Regolamento criteri")**, fondamentale per la completezza del nuovo quadro regolatorio delle gare per la distribuzione gas. Il DM definisce gli aspetti organizzativi fra gli Enti locali e le tempistiche, che decorrono dall'entrata in vigore del DM, con cui devono essere nominate le stazioni appaltanti incaricate di organizzare le procedure per lo svolgimento delle gare per ambito territoriale. Si ricorda che il DM definisce inoltre i criteri di calcolo del valore di rimborso, i contenuti del bando di gara e del disciplinare tipo, i criteri di valutazione delle offerte, gli oneri dovuti dai gestori agli enti locali.

FATTI DI RILIEVO DEL PERIODO

Riassetto del Gruppo Edison

Il 28 gennaio 2012 il Consiglio di Amministrazione di Iren S.p.A. ha approvato all'unanimità i termini dell'accordo sul riassetto di Edison ed Edipower, a seguito delle ulteriori e positive trattative intercorse con A2A successivamente alla seduta del Consiglio di Amministrazione del 25 gennaio scorso e conformemente a quanto comunicato ai mercati in data 27 dicembre 2011 e 29 dicembre 2011.

Il 15 febbraio 2012 sono stati sottoscritti dalle Parti i contratti definitivi, così come previsto nell'intesa preliminare del 26 dicembre 2011.

Il *closing* dovrà avvenire entro 20 giorni lavorativi dall'avverarsi delle condizioni sospensive e comunque non oltre il 30 Giugno 2012.

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 l'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.

CRITERI DI REDAZIONE

CONTENUTO E FORMA

Il resoconto intermedio di gestione su base consolidata al 31 marzo 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.

AREA DI CONSOLIDAMENTO

L'area di consolidamento, invariata rispetto al 31 dicembre 2011, comprende le società nelle quali la Capogruppo esercita, direttamente o indirettamente, il controllo.

Società Capogruppo:

IREN S.p.A.

Società consolidate con il metodo integrale:

Sono consolidate integralmente le cinque Società di Primo Livello (di seguito SPL), e, attraverso il bilancio consolidato di queste, le Società controllate dalle SPL:

1) IREN Energia e le Società da questa controllate:

- Iride Servizi e le controllate:
 - AEM NET
 - Sasternet
- AEM Torino Distribuzione
- CELPI (classificata come attività destinata ad essere ceduta)
- Nichelino Energia

2) IREN Mercato e le Società da questa controllate:

- CAE Amga Energia, e le controllate:
 - O.C. CLIM
 - CLIMATEL
- GEA Commerciale

3) IREN Acqua Gas e le Società da questa controllate:

- Genova Reti Gas
- GEA
- Laboratori Iren Acqua Gas
- Mediterranea delle Acque e le controllate:
 - Idrotigullio
 - Immobiliare delle Fabbriche

4) IREN Emilia, e le Società da questa controllate:

- Enia Parma
- Enia Piacenza
- Enia Reggio Emilia
- Eniatel
- Consorzio GPO (classificato come attività destinata ad essere ceduta)
- AGA
- Undis Servizi
- Tema (classificata come attività destinata ad essere ceduta)
- Zeus

5) IREN Ambiente, e le Società da questa controllate:

- IREN Rinnovabili e la controllata:
 - Enia Solaris
- Tecnoborgo
- Bonifica Autocisterne
- Montequerce

In tali società la Capogruppo detiene, direttamente o tramite sue controllate dirette e indirette, la maggioranza dei voti in assemblea ordinaria.

Società consolidate con il metodo proporzionale:

AES Torino (partecipata al 51% da IREN Energia, ma, a seguito di accordi contrattuali stipulati tra le parti, gestita congiuntamente con l'altro socio Italgas)

Società Acque Potabili (partecipata al 30,86% da IREN Acqua Gas)

Acquedotto Savona (partecipato al 100% da Società Acque Potabili)

Acquedotto Monferrato (partecipato al 100% da Società Acque Potabili)

Acque potabili Crotone (partecipata al 100% da Società Acque Potabili)

OLT Offshore LNG S.p.A. (partecipata al 41,71% da IREN Mercato)

Namtra Investments Ltd (partecipata al 100% da OLT Offshore LNG)

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 (fattori di rischio riconducibili a mercati energetici e/o finanziari quali variabili di mercato o scelte di pricing);
- Rischi Operativi e Reputazionali (fattori di rischio riconducibili alla proprietà degli assets, all'esercizio dell'attività industriale, ai processi, alle procedure ed ai flussi informativi, all'immagine aziendale);

sono state definite specifiche "policy", con l'obiettivo primario di esplicitare le linee guida strategiche, i principi organizzativo/gestionali, i macro processi e le tecniche necessarie alla gestione attiva dei relativi rischi.

Il modello disciplina altresì il ruolo dei vari soggetti coinvolti nel processo di gestione dei rischi, che fa capo al Consiglio di Amministrazione del Gruppo e prevede specifiche Commissioni Rischi, con compiti più operativi relativamente alle specifiche modalità di 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.

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. Al fine di limitare i rischi di cambio e di variazione dei tassi di interesse, seguendo un'ottica non speculativa, il Gruppo utilizza contratti di copertura nell'ambito dell'attività di Risk Management, mentre non vengono utilizzati né detenuti strumenti derivati per puro scopo di negoziazione.

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).

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.

2. RISCHIO DI CREDITO

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

I principali fattori di rischio 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.

3. RISCHIO ENERGETICO

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

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

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

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, in corso di integrazione nell'ambito del Gruppo IREN anche sulla base dei modelli implementati nelle realtà ex IRIDE ed ex Enià, ha come obiettivo la gestione integrata e sinergica dei rischi e segue un processo di gestione che si articola nelle seguenti fasi:

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

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

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, al completamento 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.

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.).

Ad ulteriore tutela 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 primi 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 DEI PRIMI TRE MESI 2012

I dati della situazione patrimoniale riclassificata sono confrontati con i corrispondenti dati al 31 dicembre 2011 del Gruppo IREN, mentre i dati del conto economico e del rendiconto finanziario sono confrontati con i corrispondenti dati del Gruppo IREN relativi ai primi tre mesi dell'esercizio precedente.

SITUAZIONE ECONOMICA

CONTO ECONOMICO CONSOLIDATO GRUPPO IREN

migliaia di euro

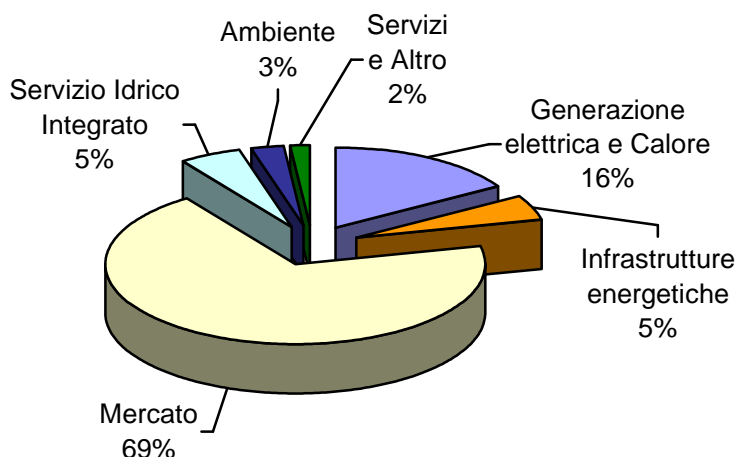
	I Trimestre 2012	I Trimestre 2011	Var. %
Ricavi			
Ricavi per beni e servizi	1.255.798	920.727	36,4
Variazione dei lavori in corso	1.083	620	74,7
Altri proventi	60.458	51.287	17,9
Totale ricavi	1.317.339	972.634	35,4
Costi operativi			
Acquisto materie prime sussidiarie di consumo e merci	(760.937)	(484.474)	57,1
Prestazioni di servizi e godimento beni di terzi	(280.153)	(206.613)	35,6
Oneri diversi di gestione	(21.750)	(16.560)	31,3
Costi per lavori interni capitalizzati	4.833	6.111	(20,9)
Costo del personale	(68.869)	(65.704)	4,8
Totale costi operativi	(1.126.876)	(767.240)	46,9
Margine Operativo Lordo (EBITDA)	190.463	205.394	(7,3)
Ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni			
Ammortamenti	(52.599)	(48.567)	8,3
Accantonamenti e svalutazioni	(13.136)	(9.312)	41,1
Totale ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni	(65.735)	(57.879)	13,6
Risultato Operativo (EBIT)	124.728	147.515	(15,4)
Gestione finanziaria			
Proventi finanziari	9.067	5.701	59,0
Oneri finanziari	(34.009)	(20.278)	67,7
Totale gestione finanziaria	(24.942)	(14.577)	71,1
Risultato di collegate contabilizzate con il metodo del patrimonio netto	6.042	4.028	50,0
Rettifica di valore di partecipazioni	-	-	-
Risultato prima delle imposte	105.828	136.966	(22,7)
Imposte sul reddito	(49.673)	(51.764)	(4,0)
Risultato netto delle attività in continuità	56.155	85.202	(34,1)
Risultato netto da attività operative cessate	331	504	(34,3)
Risultato netto del periodo	56.486	85.706	(34,1)
attribuibile a:			
- Utile (perdita) di pertinenza del Gruppo	55.027	83.711	(34,3)
- Utile (perdita) di pertinenza di terzi	1.459	1.995	(26,9)

Ricavi

Al 31.03.2012 il Gruppo Iren ha conseguito ricavi per 1.317,3 milioni di euro in aumento del 35,4% rispetto ai 972,6 milioni di euro del primo trimestre 2011. Il rilevante incremento dei ricavi è da attribuire sia all'aumento dei quantitativi venduti nei settori energetici (energia elettrica e gas) sia all'incremento dei prezzi delle commodities energetiche.

Il grafico che segue ne visualizza la composizione:

Composizione Ricavi



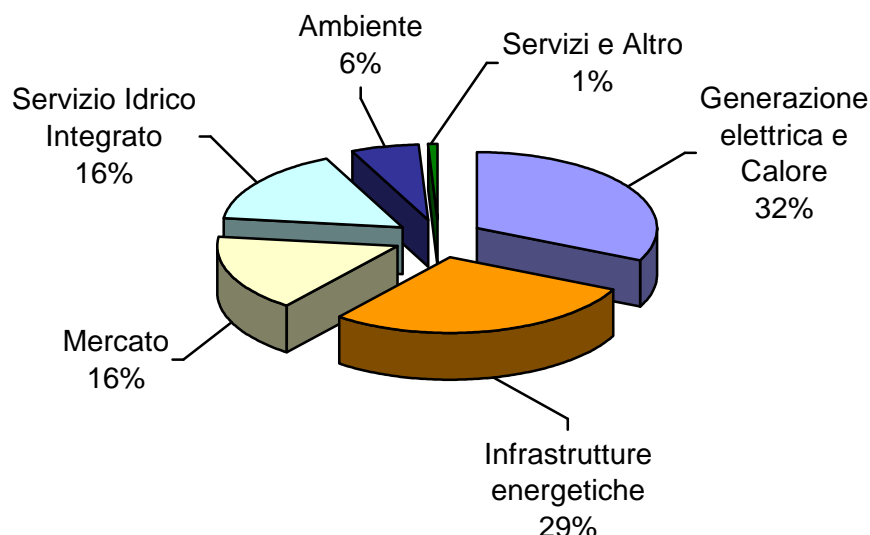
Margine operativo lordo

Il margine operativo lordo (Ebitda) ammonta a 190,5 milioni di euro in flessione del -7,3% rispetto ai 205,4 milioni di euro del 1° trimestre 2011. I settori che maggiormente hanno risentito del perdurante periodo di crisi economica e di scenario sono la Generazione e la Vendita di energia elettrica mentre la flessione del settore Infrastrutture Energetiche è dovuta principalmente a sopravvenienze attive sull'esercizio 2011 non ricorrenti (perequazione e perdite di rete) relative alla distribuzione di energia elettrica in parte compensate dal miglioramento dei risultati delle attività di distribuzione gas e reti di teleriscaldamento.

In particolare i risultati della Generazione e della Vendita di energia elettrica hanno risentito della perdurante situazione di overcapacity produttiva, del rilevante incremento del prezzo del combustibile non riflesso completamente nel prezzo di cessione dell'energia elettrica e della concorrenza della maggior produzione elettrica da fonti rinnovabili che, in una situazione di domanda già debole, ha inciso anche sulla dinamica di formazione dei prezzi di vendita dell'energia elettrica.

Il margine operativo lordo dei settori Ciclo Idrico Integrato e Ambiente è sostanzialmente allineato al periodo dell'anno precedente mentre risulta in rilevante incremento il settore della vendita Gas prevalentemente per un incremento della marginalità unitaria in un contesto di sostanziale stabilità dei volumi venduti.

Composizione Ebitda



Risultato operativo

Il risultato operativo (Ebit) è pari a 124,7 milioni di euro e risulta in peggioramento del -15,4% rispetto ai 147,5 milioni di euro del primo trimestre 2011. Tale variazione riflette la dinamica del margine operativo lordo oltre all'incremento di ammortamenti (circa 4 milioni di euro) ed accantonamenti a fondo svalutazione crediti ed a fondi rischi (circa 3,8 milioni di euro).

Oneri e Proventi finanziari

Gli oneri e proventi finanziari esprimono un saldo negativo per 25 milioni di euro. In particolare gli oneri finanziari ammontano a 34 milioni di euro, in crescita (+67,7%) rispetto allo stesso periodo del 2011 per effetto sia dell'incremento dell'indebitamento medio del periodo, sia dell'aumento del costo medio del debito. I proventi finanziari ammontano a 9 milioni di euro in crescita (+59%) rispetto ai primi tre mesi del 2011. Il risultato di società collegate contabilizzate con il metodo del patrimonio netto è positivo per 6 milioni di euro, in crescita (50%) rispetto al corrispondente periodo del 2011.

Risultato prima delle imposte

Per effetto delle dinamiche sopra indicate il risultato consolidato prima delle imposte ha raggiunto 106 milioni, in diminuzione del 22,7% rispetto ai primi tre mesi del 2011.

Imposte sul reddito

Le imposte sul reddito dei primi tre mesi del 2012 sono pari a 50 milioni di euro, con una diminuzione in termini assoluti del 4% rispetto allo stesso periodo del 2011.

Il tax rate è invece aumentato del 9%.

L'incremento di quest'ultimo è dovuto ai seguenti motivi:

- dal 2011, a seguito dell'approvazione del DL 6 luglio 2011 n.98, l'aliquota IRAP per le società operanti in concessione, quali la maggior parte delle società del gruppo IREN, è incrementata dello 0,30%.
- dal 2011 al 2013, a seguito dell'approvazione del DL 13 agosto 2011 n.138, l'addizionale IRES è stata aumentata del 4%. Inoltre, lo stesso provvedimento ha previsto l'estensione dell'addizionale anche alle società distributrici di energia elettrica e gas naturale. L'aliquota dell'addizionale risulta pertanto essere per il 2012 del 10,5%.

Risultato netto del periodo

Per effetto di quanto indicato in precedenza il risultato netto è pari a 56 milioni di euro, in diminuzione rispetto agli 86 milioni di euro dello stesso periodo del 2011.

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

Generazione energia elettrica e calore

Al 31.3.2012 I ricavi ammontano a 325,2 milioni di euro, in aumento rispetto ai 230,3 milioni di euro del 1° trimestre 2011 (+41,2%).

		I Trim 2012	I Trim 2011	Δ %
Ricavi	€/mil.	325,2	230,3	41,2%
Margine operativo lordo (Ebitda)	€/mil.	60,8	64,9	-6,3%
<i>Ebitda Margin</i>		18,7%	28,2%	
Risultato Operativo	€/mil.	41,7	49,0	-14,9%
Investimenti	€/mil.	4,5	32,4	-86,0%
Energia elettrica prodotta	GWh	2.217	1.701	30,3%
<i>da fonte idroelettrica</i>	GWh	170	141	20,3%
<i>da fonte termoelettrica</i>	GWh	2.043	1.557	31,2%
<i>da fonti rinnovabili</i>	GWh	4	3	36,1%
Calore prodotto	GWh _t	1.387	1.235	12,3%
<i>da fonte cogenerativa</i>	GWh _t	1.066	978	9,0%
<i>da fonte non cogenerativa</i>	GWh _t	321	258	24,7%

Nel periodo l'energia elettrica prodotta è stata pari a 2.217 GWh in aumento del 30,3% rispetto ai 1.701 GWh del 1° trimestre 2011, per effetto della maggiore produzione idroelettrica e della maggiore produzione in cogenerazione.

In particolare la produzione idroelettrica è stata pari a circa 170 GWh, in aumento del +20,3% rispetto ai 141 GWh dello stesso periodo del 2011. Tale andamento è in controtendenza rispetto al dato nazionale della produzione da fonti idroelettriche, che ha visto una riduzione del 35% rispetto al 2011.

La produzione termoelettrica è stata pari a circa 2.043 GWh, in aumento del +31,2% rispetto ai 1.557 GWh del primo trimestre del 2011, essenzialmente per l'entrata in esercizio, a partire dal 1° ottobre 2011, della centrale di Torino Nord.

La produzione di calore è stata 1.387 GWh_t in aumento del 12,3% rispetto ai 1.235 dello stesso periodo del 2011, principalmente per effetto delle maggiori volumetrie servite in incremento di 6,2 milioni di metri cubi pari al 9% (+5,3 milioni mc sull'area Torinese e +0,8 milioni mc sull'area Emiliana). Complessivamente la volumetria teleriscaldata ha superato i 72 milioni di metri cubi.

La quota di calore cogenerato è pari al 77% in calo rispetto al 79% del 1° trimestre 2011. L'andamento climatico è comparabile con quello del primo trimestre 2011 pur con un andamento mensile diverso: mese di febbraio con temperature inferiore mentre il mese di marzo è risultato più mite.

Il margine operativo lordo è stato pari a 60,8 milioni di euro, in flessione del -6,3% rispetto ai 64,9 milioni di euro del primo trimestre 2011. La contrazione del margine è attribuibile principalmente ad una riduzione dei margini sulla produzione di energia da impianti in cogenerazione soltanto in parte compensato dai maggiori volumi prodotti in cogenerazione e da impianti idroelettrici.

Contribuiscono inoltre ad assorbire l'andamento negativo della produzione elettrica i maggiori quantitativi di calore prodotto.

Il risultato operativo (Ebit) ammonta a 41,7 milioni di euro, in flessione del -14,9% rispetto ai 49,0 milioni di euro del corrispondente periodo del 2011, e sconta oltre al negativo andamento del margine operativo lordo anche un aumento degli ammortamenti di periodo per l'entrata in funzione dell'impianto Torino Nord.

Gli investimenti tecnici relativi al settore sono pari a circa 4,5 milioni di euro e riguardano per oltre 3 milioni di euro la cogenerazione (quasi interamente inerenti al progetto Torino Nord) e per circa 1 milione di euro la produzione idroelettrica.

Mercato

Il volume d'affari dell'area mercato ammonta a 1.373,3 milioni di euro in aumento rispetto al corrispondente periodo del 2011.

Di seguito si espone una sintesi dei risultati economici per settore di attività:

		I Trim 2012	I Trim 2011	Δ %
Ricavi	€/mil.	1.373,3	906,6	51,5%
Margine operativo lordo (Ebitda)	€/mil.	31,1	33,9	-8,3%
<i>Ebitda Margin</i>		2,3%	3,7%	
<i>da Energia Elettrica</i>	€/mil.	-8,1	-0,7	(*)
<i>da Gas</i>	€/mil.	35,8	30,2	18,8%
<i>da Calore</i>	€/mil.	3,4	4,4	-24,4%
Risultato Operativo	€/mil.	25,4	30,7	-17,3%
Energia Elettrica Venduta	GWh	4.595	3.536	29,9%
Energia Elettrica Venduta al netto Compravendita in Borsa	GWh	3.874	2.634	47,1%
Gas Acquistato	Mmc	1.438	1.164	23,5%
<i>Gas commercializzato dal Gruppo</i>	Mmc	913	722	26,4%
<i>Gas destinato ad usi interni</i>	Mmc	525	442	18,7%

(*) Variazione superiore al 100%

Commercializzazione energia elettrica

I volumi complessivamente venduti sul mercato libero sono pari a 4.298 GWh a fronte dei 3.210 GWh dei primi tre mesi del 2011 (+34%). L'incremento dei quantitativi venduti è attribuibile sia ad un aumento dei volumi commercializzati in Borsa, che alle vendite a grossisti ed a clienti finali sui quali influiscono le vendite connesse all'acquisizione del ramo commerciale ERG.

Le disponibilità di energia elettrica da produzioni interne al Gruppo Iren, (Iren Energia) ammontano a 2.212 GWh (a fronte dei 1.694 GWh del 2011) mentre i volumi provenienti dalla gestione del tolling di Edipower ammontano a 228 GWh (420 GWh nel 2011).

I volumi venduti ai clienti finali e grossisti ammontano a 2.845 GWh contro i 1.931 del 2011; le vendite in Borsa lorde ammontano a 1.245 GWh contro i 1.203 del 2011 e la parte residuale dei volumi commercializzati si riferisce principalmente alle operazioni infragruppo ed alle perdite di distribuzione.

Il Margine operativo lordo della vendita di energia elettrica ammonta a -8,1 milioni di euro in flessione di circa -7 milioni di euro rispetto al corrispondente periodo del 2011 prevalentemente per la riduzione del margine delle sui volumi venduti a clienti sul mercato libero.

Commercializzazione Gas Naturale

I volumi complessivi di gas naturale approvvigionati nei primi tre mesi del 2012 sono stati pari a circa 1.438 milioni di metri cubi (circa 1.164 milioni di metri cubi per lo stesso periodo del 2011), e si riferiscono al gas venduto sia a clienti esterni al gruppo che a quelli impiegati all'interno del gruppo per la produzione di energia elettrica e calore.

I maggiori volumi venduti rispetto al 2011 (+274 milioni di mc) sono attribuibili essenzialmente all'incremento dell'attività di trading ed all'aumento dei volumi destinati alle produzioni interne (Centrale Torino Nord).

Il margine operativo lordo (Ebitda) pari a 35,8 milioni di euro risulta in miglioramento rispetto ai 30,2 milioni del primo trimestre 2011 prevalentemente per gli effetti derivanti dalle favorevoli condizioni di approvvigionamento connesse all'utilizzo del gas in stoccaggio e per l'ottimizzazione dell'attività di trading.

Infrastrutture energetiche

Al 31.3.2012 il settore di attività Infrastrutture Energetiche, che include i business della distribuzione gas, energia elettrica, calore e rigassificatore, ha registrato ricavi per 104,5 milioni di euro, in flessione del -1,8% rispetto ai 106,4 milioni di euro dell'esercizio 2011.

Il margine operativo lordo è stato pari a 54,6 milioni di euro in riduzione del -8,3% rispetto ai 59,6 milioni di euro del 1° trimestre 2011.

Il risultato operativo è stato pari a 39 milioni di euro, in flessione del -12% milioni di euro rispetto ai 44,3 milioni di euro del corrispondente periodo del 2011.

Di seguito vengono espone le principali dinamiche dei settori interessati.

		I Trim 2012	I Trim 2011	Δ %
Ricavi	€/mil.	104,5	106,4	-1,8%
Margine operativo lordo (Ebitda)	€/mil.	54,6	59,6	-8,4%
<i>Ebitda Margin</i>		52,3%	56,0%	
	<i>da Reti Elettriche</i> €/mil.	18,0	25,3	-28,9%
	<i>da Reti Gas</i> €/mil.	25,0	24,2	3,4%
	<i>da Reti Teleriscaldamento</i> €/mil.	11,6	10,3	12,6%
	<i>da Rigassificatore</i> €/mil.	0,0	-0,2	(*)
Risultato Operativo	€/mil.	39,0	44,3	-12,0%
Investimenti	€/mil.	25,3	36,4	-30,5%
	<i>in Reti Elettriche</i> €/mil.	3,8	3,9	-2,5%
	<i>in Reti Gas</i> €/mil.	8,3	10,7	-22,7%
	<i>in Reti Teleriscaldamento</i> €/mil.	3,9	11,3	-65,4%
	<i>in Rigassificatore</i> €/mil.	9,3	10,5	-11,7%
Energia elettrica distribuita	GWh	1.100	1.090	0,9%
Gas distribuito	Mmc	916	956	-4,1%
Volumetrie teleriscaldare	Mmc	73	66	9,9%

(*) Variazione superiore al 100%

Reti elettriche

Il margine operativo lordo ammonta a 18,0 milioni di euro, in calo del -28,9% rispetto ai 25,3 milioni di euro del 1° trimestre 2011.

La riduzione del margine di circa 7 milioni di euro rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente è attribuibile alla diminuzione del margine di contribuzione e al saldo negativo sopravvenienze (rilascio quota debito per perdite di distribuzione e sopravvenienze perequazione anni precedenti) di cui aveva beneficiato il conto economico del primo trimestre 2011 e non più ripetibili.

Nel corso del 2012 sono stati effettuati investimenti per 3,8 milioni di euro, afferenti alla manutenzione e realizzazione di reti, cabine in MT/BT e stazioni AT/MT.

Reti gas

Il margine operativo lordo della distribuzione reti gas ammonta a 25,0 milioni di euro in aumento del +3,4% rispetto ai 24,2 milioni di euro del 1° trimestre 2011. La variazione positiva del margine è attribuibile a maggiori ricavi per conguagli anni precedenti e ad un contenimento dei costi operativi.

Gli investimenti tecnici realizzati dal settore ammontano a circa 8,3 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 nei principali ambiti serviti dal Gruppo.

Reti Teleriscaldamento

Il margine operativo lordo del teleriscaldamento ammonta a 11,6 milioni di euro in aumento del +12,6% rispetto ai 10,3 milioni di euro del 1° trimestre 2011 principalmente per effetto delle maggiori volumetrie servite.

Gli investimenti tecnici realizzati nel periodo ammontano a 3,9 milioni di euro e sono relativi per circa 3 milioni di euro al progetto Torino Nord e per circa 1 milione di euro a reti e impianti del territorio emiliano.

Rigassificatore

Gli investimenti realizzati dal settore ammontano a circa 9 milioni di euro in linea con il primo trimestre 2011.

A fine esercizio 2011 è stato concluso un accordo preliminare con Saipem per risolvere i problemi emersi in fase di realizzazione del progetto senza ricorrere in arbitrato.

Allo stato attuale si prevede un'entrata in funzione dell'impianto per collaudi entro febbraio 2013 mentre la piena operatività è attesa entro fine 2013.

Servizio idrico integrato

Nel primo trimestre il settore di attività Servizio Idrico Integrato, ha registrato ricavi per 106,7 milioni di euro in aumento del 4,4% rispetto ai 102,2 milioni di euro del primo trimestre 2011.

La variazione in aumento rispetto al 2011 è da attribuire agli aumenti tariffari deliberati dagli ATO serviti soltanto in parte compensati da minori quantitativi venduti e da minori ricavi per variazione di perimetro sull'area servita da Società Acque Potabili.

Si sono inoltre rilevati un incremento dei ricavi conseguenti all'aumento dei costi capitalizzati su beni in concessione che per l'applicazione del principio contabile IFRIC12 vengono contabilizzati alla voce ricavi (+3,5 milioni di euro).

		I Trim 2012	I Trim 2011	Δ %
Ricavi	€/mil.	106,7	102,2	4,4%
Margine operativo lordo (Ebitda)	€/mil.	30,8	31,2	-1,3%
<i>Ebitda Margin</i>		28,9%	30,5%	
Risultato Operativo	€/mil.	13,6	15,4	-11,7%
Investimenti	€/mil.	16,7	14,8	12,6%
Acqua Venduta	Mmc	44	46	-5,3%

Il margine operativo lordo è pari a 30,8 milioni di euro, in calo dell'1,3% rispetto ai 31,2 milioni di euro del 1° trimestre 2011. L'incremento tariffario deliberato da tutti gli ATO delle aree gestite è stato più che compensato dalla riduzione dei quantitativi venduti e dall'aumento dei costi operativi sostenuti per energia elettrica e manutenzione delle reti.

Il risultato operativo è pari a 13,6 milioni di euro, e risulta in flessione del -11,7% rispetto ai 15,4 milioni di euro del 1° trimestre 2011. Oltre all'effetto negativo della contrazione del margine operativo lordo, il risultato operativo risente anche dei maggiori ammortamenti e accantonamenti di periodo.

Gli investimenti tecnici di periodo del settore ammontano a 16,7 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

Nel primo trimestre il volume d'affari del settore ammonta complessivamente a 54,7 milioni di euro a fronte dei 52,6 milioni di euro del corrispondente periodo del 2011 (+4,0%). La variazione positiva dei ricavi è attribuibile all'incremento delle vendite di energia elettrica prodotta dall'impianto di termovalorizzazione Tecnoborgo e all'aumento dei ricavi da servizi collaterali. Gli aumenti tariffari deliberati per il 2012 e nel periodo pari a 1,5 milioni di euro non determinano un incremento del valore complessivo dei ricavi in quanto nel primo trimestre 2011 era stato realizzato un recupero tariffario pregresso e non ricorrente di pari importo.

		I Trim 2012	I Trim 2011	Δ %
Ricavi	€/mil.	54,7	52,6	4,0%
Margine operativo lordo (Ebitda)	€/mil.	11,7	12,2	-4,1%
<i>Ebitda Margin</i>		21,5%	23,2%	
Risultato Operativo	€/mil.	5,2	5,9	-11,9%
Investimenti	€/mil.	8,7	20,5	-57,8%
Rifiuti trattati	Ton	219.769	242.341	-9,3%
<i>Rifiuti urbani</i>	Ton	168.110	182.392	-7,8%
<i>Rifiuti speciali</i>	Ton	51.659	59.949	-13,8%

Il margine operativo lordo (Ebitda) ammonta a 11,7 milioni di euro in flessione del -4,1% rispetto ai 12,2 milioni di euro del 1° trimestre 2011. La flessione del margine è da attribuire principalmente a maggiori costi operativi relativi all'attività di raccolta dei rifiuti parzialmente compensati da maggiori vendite di energia elettrica prodotta dal WTE Tecnoborgo.

Il risultato operativo (Ebit) di periodo ammonta a 5,2 milioni di euro in flessione del -11,9% rispetto ai 5,9 milioni di euro del 1° trimestre 2011. La contrazione del risultato operativo sconta la variazione negativa del margine operativo lordo.

Gli investimenti tecnici di periodo ammontano a 8,7 milioni di euro e si riferiscono prevalentemente alla realizzazione del Polo Ambientale di Parma e in misura residuale a manutenzioni straordinarie di impianti di smaltimento e ad acquisti di mezzi ed attrezzature del servizio di raccolta.

Altri Servizi

I ricavi conseguiti ammontano complessivamente a 32,4 milioni di euro, in flessione rispetto ai 33,4 milioni di euro del 1° trimestre 2011 (-3,0%).

Il margine operativo lordo ammonta a 1,5 milioni di euro e risulta in riduzione rispetto ai 3,6 milioni di euro del 1° trimestre 2011.

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

		I Trim 2012	I Trim 2011	Δ %
Ricavi	€/mil.	32,4	33,4	-3,0%
Margine operativo lordo (Ebitda)	€/mil.	1,5	3,6	-58,3%
<i>Ebitda Margin</i>		4,2%	10,9%	
Risultato Operativo	€/mil.	-0,2	2,2	(*)
Investimenti	€/mil.	2,3	2,9	-19,3%

(*) Variazione superiore al 100%

SITUAZIONE PATRIMONIALE

STATO PATRIMONIALE RICLASSIFICATO GRUPPO IREN

migliaia di euro

	31.03.2012	31.12.2011	Var. %
Attivo immobilizzato	4.656.930	4.652.774	0,1
Altre attività (Passività) non correnti	(117.454)	(118.297)	(0,7)
Capitale circolante netto	572.838	287.974	98,9
Attività (Passività) per imposte differite	61.475	60.412	1,8
Fondi e Benefici ai dipendenti	(402.995)	(416.909)	(3,3)
Attività (Passività) destinate a essere cedute	23.781	31.427	(24,3)
Capitale investito netto	4.794.575	4.497.381	6,6
Patrimonio netto	1.901.929	1.844.706	3,1
<i>Attività finanziarie a lungo termine</i>	<i>(164.616)</i>	<i>(132.299)</i>	<i>24,4</i>
<i>Indebitamento finanziario a medio e lungo termine</i>	<i>2.231.274</i>	<i>2.051.413</i>	<i>8,8</i>
Indebitamento finanziario netto a medio lungo termine	2.066.658	1.919.114	7,7
<i>Attività finanziarie a breve termine</i>	<i>(404.670)</i>	<i>(421.993)</i>	<i>(4,1)</i>
<i>Indebitamento finanziario a breve termine</i>	<i>1.230.658</i>	<i>1.155.554</i>	<i>6,5</i>
Indebitamento finanziario netto a breve termine	825.988	733.561	12,6
Indebitamento finanziario netto	2.892.646	2.652.675	9,0
Mezzi propri ed indebitamento finanziario netto	4.794.575	4.497.381	6,6

Nel seguito sono commentate le principali dinamiche patrimoniali dei primi 3 mesi del 2012.

L'attivo immobilizzato rimane sostanzialmente invariato rispetto al 31 dicembre 2011. Per quanto riguarda gli investimenti dei primi tre mesi del 2012 tra i principali si segnalano 25,3 milioni di euro per infrastrutture energetiche (reti gas per 8,3 milioni di euro, reti di teleriscaldamento per 3,9 milioni di euro, reti elettriche per 3,8 milioni di euro e progetto OLT per 9,3 milioni di euro), 16,7 milioni di euro sul ciclo idrico integrato e 8,7 milioni di euro sull'ambiente principalmente riferibili al progetto PAI di Parma.

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

La riduzione delle attività destinate ad essere cedute è dovuta principalmente alla cessione della società collegata Gesam Gas.

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

Il maggior indebitamento finanziario netto deriva principalmente dall'incremento del capitale circolante netto dovuto alle dinamiche tariffarie e stagionali.

SITUAZIONE FINANZIARIA

RENDICONTO FINANZIARIO DEL GRUPPO IREN

migliaia di euro

	I Trimestre 2012	I Trimestre 2011	Var. %
A. Disponibilità liquide iniziali	44.758	144.112	(68,9)
Flusso finanziario generato dall'attività operativa			
Risultato del periodo	56.486	85.706	(34,1)
Rettifiche per:			
Ammortamenti attività materiali e immateriali	52.599	48.567	8,3
(Plusvalenze) Minusvalenze e altre variazioni patrimoniali	(280)	(97)	(*)
Variazione netta TFR e altri benefici ai dipendenti	(155)	(232)	(33,2)
Variazione netta fondo rischi e altri oneri	9.292	5.379	72,7
Utili dalla vendita di attività operative cessate al netto degli effetti fiscali	(330)	(719)	(54,1)
Variazione imposte anticipate e differite	(1.108)	(1.529)	(27,5)
Variazione altre attività/passività non correnti	(843)	3.878	(*)
Quota del risultato di collegate	(6.042)	(4.028)	50,0
B. Cash flow operativo prima delle variazioni di CCN	109.619	136.925	(19,9)
Variazione rimanenze	14.939	(1.149)	(*)
Variazione crediti commerciali	(375.911)	(129.329)	(*)
Variazione crediti tributari e altre attività correnti	46	(44.435)	(*)
Variazione debiti commerciali	(16.089)	(50.076)	(67,9)
Variazione debiti tributari e altre passività correnti	92.151	91.651	0,5
C. Flusso finanziario derivante da variazioni di CCN	(284.864)	(133.338)	(*)
D. Cash flow operativo (B+C)	(175.245)	3.587	(*)
Flusso finanziario da (per) attività di investimento			
Investimenti in attività materiali e immateriali	(72.291)	(111.901)	(35,4)
Investimenti in attività finanziarie	(525)	-	(*)
Realizzo investimenti e variazione attività destinate ad essere cedute	1.355	(29)	(*)
Cessione di attività operative cessate al netto della liquidità ceduta	7.100	2.100	(*)
E. Totale flusso finanziario da attività di investimento	(64.361)	(109.830)	(41,4)
F. Free cash flow (D+E)	(239.606)	(106.243)	(*)
Flusso finanziario da attività di finanziamento			
Nuovi finanziamenti a lungo termine	190.000	-	(*)
Rimborsi di finanziamenti a lungo termine	(30.548)	(13.208)	(*)
Variazione crediti finanziari	(20.211)	7.883	(*)
Variazione debiti finanziari	95.148	43.039	(*)
G. Totale flusso finanziario da attività di finanziamento	234.389	37.714	(*)
H. Flusso monetario del periodo (F+G)	(5.217)	(68.529)	(92,4)
I. Disponibilità liquide finali (A+H)	39.541	75.583	(47,7)

(*) Variazione superiore al 100%

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

migliaia di euro

	I Trimestre 2012	I Trimestre 2011	Var. %
Free cash flow	(239.606)	(106.243)	(*)
Variazione fair value strumenti derivati di copertura	(365)	16.175	(*)
Variazione posizione finanziaria netta	(239.971)	(90.068)	(*)

(*) Variazione superiore al 100%

L'indebitamento finanziario netto al 31 marzo 2012 è pari a 2.893 milioni di euro, in aumento del 9% rispetto al 31 dicembre 2011, per effetto di un free cash flow negativo per 240 milioni di euro.

In particolare il free cash flow, negativo per 240 milioni di euro, deriva dall'effetto congiunto dei seguenti flussi monetari:

- il cash flow operativo è negativo per 175 milioni e si compone per +110 milioni da cash flow operativo prima delle variazioni di capitale circolante netto e per -285 milioni dal flusso finanziario derivante da variazioni di capitale circolante netto;
- il flusso monetario da attività di investimento, negativo per 64 milioni, è generato da investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali per 72 milioni (comprensivi degli investimenti effettuati per la costruzione delle infrastrutture in regime di concessione secondo quanto stabilito dall'IFRIC 12), da realizzo di investimenti in attività materiali e immateriali per 1 milione di euro e dalla cessione della collegata Gesam Gas per 7 milioni di euro.

Si specifica che i 190 milioni di euro della voce "Nuovi finanziamenti a lungo termine" sono relativi a erogazioni sui finanziamenti stipulati con BEI.

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

FATTI DI RILIEVO AVVENUTI DOPO LA CHIUSURA

Distribuzione dividendi

Il Consiglio di Amministrazione riunitosi il 3 aprile 2012, nell'approvare il progetto di Bilancio dell'esercizio 2011 e in considerazione dell'obiettivo prioritario di ridurre il rapporto di indebitamento, ha proposto all'Assemblea degli Azionisti 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.

Riassetto del Gruppo Edison

Il 4 aprile 2012 la Consob ha comunicato che un prezzo per le azioni Edison compreso nell'intervallo tra euro 0,84 e 0,95, il cui valore medio può rappresentare un utile punto di riferimento per esprimere un equilibrio tra gli interessi delle Parti, risulterebbe, coerente con la nozione di prezzo pagato di cui all'art. 106, comma 2, del TUF.

A seguito della comunicazione Consob, le Parti hanno definito nuovi accordi, modificativi dei contratti sottoscritti il 15 febbraio 2012, volti a dare seguito ai rilievi espressi dalla Consob. In sintesi è stato previsto un incremento del prezzo offerto a Delmi per l'acquisto della partecipazione in Transalpina di Energia, tale da implicare un prezzo per azione Edison di Euro 0,89, e di promuovere l'OPA ad un prezzo per azione Edison pari a Euro 0,89. E' stato inoltre previsto che Delmi riconoscesse ad Edison un prezzo per la partecipazione del 50% detenuta da quest'ultima in Edipower incrementato per un importo complessivo di Euro 79.376.300 e che venga condiviso in misura paritaria con EDF l'incremento del prezzo complessivo da corrispondersi in relazione all'OPA, consistente nella differenza tra il nuovo prezzo di Euro 0,89 ed Euro 0,84, fino ad un impegno massimo complessivo per la Società di Euro 25.100.000.

I nuovi accordi sono stati deliberati dagli organi societari delle Parti il 6 e il 7 maggio.

A ciò si aggiunga che l'Autorità Garante della concorrenza e del mercato ha comunicato nei giorni scorsi il proprio nulla osta alla conclusione dell'operazione di trasferimento delle azioni Edipower da Transalpina di Energia a Delmi. A breve è previsto il pronunciamento dell'Autorità Antitrust europea con riferimento al trasferimento delle azioni di Transalpina di Energia da Delmi a EDF.

Risultano pertanto, allo stato, realizzate due delle tre condizioni previste negli accordi sottoscritti da Delmi e EDF per dare efficacia al closing dell'intera operazione.

Polo Ambientale Integrato di Parma (PAI)

In data 4 aprile 2012 è passata in giudicato la sentenza emessa dal TAR, dato che il Comune di Parma non ha proposto appello al Consiglio di Stato.

EVOLUZIONE PREVEDIBILE DELLA GESTIONE

Sulla base delle informazioni ad oggi disponibili e delle previsioni per l'esercizio in corso, si prevede anche per la restante parte del 2012 uno scenario macroeconomico ancora sostanzialmente caratterizzato dal perdurare della debolezza registrata nel corso del 2011 che ha condizionato la domanda di energia elettrica e di gas ed in generale la capacità di spesa dei soggetti nazionali. Il Gruppo IREN prevede per il 2012 un consolidamento nella crescita delle attività e dei ricavi per effetto della progressiva contribuzione degli investimenti realizzati.

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

Nel 2012 proseguiranno gli investimenti previsti dal piano industriale del Gruppo IREN tra i quali si segnala, dopo l'entrata in funzione a fine 2011 della nuova centrale di cogenerazione "Torino Nord" da 390 MW, la sostanziale ultimazione del terminale di rigassificazione di Livorno e l'entrata in funzione per la fine dell'anno del Polo Ambientale Integrato di Parma.

PROSPETTI CONTABILI CONSOLIDATI AL 31 MARZO 2012

SITUAZIONE PATRIMONIALE-FINANZIARIA CONSOLIDATA

migliaia di euro

	31.03.2012	31.12.2011
ATTIVITA'		
Attività materiali	2.842.720	2.837.578
Investimenti immobiliari	1.871	1.943
Attività immateriali a vita definita	1.268.226	1.280.769
Avviamento	134.951	131.651
Partecipazioni valutate con il metodo del Patrimonio Netto	239.147	230.818
Altre partecipazioni	170.015	170.015
Attività finanziarie non correnti	164.616	132.299
Altre attività non correnti	26.611	27.826
Attività per imposte anticipate	177.631	174.850
Totale attività non correnti	5.025.788	4.987.749
Rimanenze	52.992	67.931
Crediti commerciali	1.615.641	1.239.730
Crediti per imposte correnti	9.707	4.400
Crediti vari e altre attività correnti	264.534	269.887
Attività finanziarie correnti	365.129	377.235
Cassa e altre disponibilità liquide equivalenti	39.541	44.758
Totale attività correnti	2.347.544	2.003.941
Attività destinate ad essere cedute	23.810	31.622
TOTALE ATTIVITA'	7.397.142	7.023.312

migliaia di euro

	31.03.2012	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	355.953	462.995
Risultato netto del periodo	55.027	(107.890)
Totale patrimonio netto di pertinenza della Capogruppo	1.687.206	1.631.331
Patrimonio netto di pertinenza dei Terzi	214.723	213.375
TOTALE PATRIMONIO NETTO	1.901.929	1.844.706
PASSIVITA'		
Passività finanziarie non correnti	2.231.274	2.051.413
Benefici ai dipendenti	86.636	86.791
Fondi per rischi ed oneri	239.168	231.057
Passività per imposte differite	116.156	114.438
Debiti vari e altre passività non correnti	144.065	146.123
Totale passività non correnti	2.817.299	2.629.822
Passività finanziarie correnti	1.230.658	1.155.554
Debiti commerciali	1.023.925	1.040.014
Debiti vari e altre passività correnti	257.523	216.220
Debiti per imposte correnti	88.588	37.740
Fondi per rischi ed oneri quota corrente	77.191	99.061
Totale passività correnti	2.677.885	2.548.589
Passività correlate ad attività destinate ad essere cedute	29	195
TOTALE PASSIVITA'	5.495.213	5.178.606
TOTALE PATRIMONIO NETTO E PASSIVITA'	7.397.142	7.023.312

CONTO ECONOMICO CONSOLIDATO

migliaia di euro

	I Trimestre 2012	I Trimestre 2011
Ricavi		
Ricavi per beni e servizi	1.255.798	920.727
Variazione dei lavori in corso	1.083	620
Altri proventi	60.458	51.287
Totale ricavi	1.317.339	972.634
Costi operativi		
Costi materie prime sussidiarie di consumo e merci	(760.937)	(484.474)
Prestazioni di servizi e godimento beni di terzi	(280.153)	(206.613)
Oneri diversi di gestione	(21.750)	(16.560)
Costi per lavori interni capitalizzati	4.833	6.111
Costo del personale	(68.869)	(65.704)
Totale costi operativi	(1.126.876)	(767.240)
Margine Operativo Lordo	190.463	205.394
Ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni		
Ammortamenti	(52.599)	(48.567)
Accantonamenti e svalutazioni	(13.136)	(9.312)
Totale ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni	(65.735)	(57.879)
Risultato Operativo	124.728	147.515
Gestione finanziaria		
Proventi finanziari	9.067	5.701
Oneri finanziari	(34.009)	(20.278)
Totale gestione finanziaria	(24.942)	(14.577)
Risultato di collegate contabilizzate con il metodo del patrimonio netto	6.042	4.028
Rettifica di valore di partecipazioni	-	-
Risultato prima delle imposte	105.828	136.966
Imposte sul reddito	(49.673)	(51.764)
Risultato netto delle attività in continuità	56.155	85.202
Risultato netto da attività operative cessate	331	504
Risultato netto del periodo	56.486	85.706
attribuibile a:		
- Utile (perdita) di pertinenza del Gruppo	55.027	83.711
- Utile (perdita) di pertinenza di terzi	1.459	1.995

ALTRE COMPONENTI DI CONTO ECONOMICO COMPLESSIVO

	migliaia di euro	
	I Trimestre 2012	I Trimestre 2011
Utile/(perdita) del periodo - Gruppo e Terzi (A)	56.486	85.706
Altre componenti di conto economico complessivo		
- quota efficace delle variazioni di fair value della copertura di flussi finanziari	(365)	16.672
- 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	2.221	(4)
Effetto fiscale delle altre componenti di conto economico complessivo	(45)	(5.263)
Totale altre componenti di conto economico complessivo al netto dell'effetto fiscale (B)	1.811	10.908
Totale Utile/(perdita) complessiva (A)+(B)	58.297	96.614
attribuibile a:		
- Utile (perdita) di pertinenza del Gruppo	56.852	94.498
- Utile (perdita) di pertinenza di terzi	1.445	2.116

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
Allocazione risultato			
Cambio interessenze			
Altri movimenti			
Utile complessivo rilevato nel periodo			
di cui:			
- Utile netto del periodo			
- Altre componenti di Conto Economico complessivo			
31/03/2011	1.276.226	105.102	23.862
31/12/2011	1.276.226	105.102	28.996
Allocazione risultato			
Altri movimenti			
Utile complessivo rilevato nel periodo			
di cui:			
- Utile netto del periodo			
- Altre componenti di Conto Economico complessivo			
31/03/2012	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	Utile d'esercizio	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
		143.104	143.104	(143.104)	-		-
		(87)				87	
		(49)	(49)		(49)	(1)	(50)
11.115	(328)		10.787	83.711	94.498	2.116	96.614
				83.711	83.711	1.995	85.706
11.115	(328)		10.787		10.787	121	10.908
(5.914)	(8.447)	471.852	586.455	83.711	1.946.392	231.792	2.178.184
(30.737)	-	359.634	462.995	(107.890)	1.631.331	213.375	1.844.706
		(107.890)	(107.890)	107.890	-		-
		(975)	(975)		(975)	(99)	(1.074)
1.823			1.823	55.027	56.850	1.447	58.297
				55.027	55.027	1.459	56.486
1.823	-		1.823		1.823	(12)	1.811
(28.914)	-	250.769	355.953	55.027	1.687.206	214.723	1.901.929

RENDICONTO FINANZIARIO CONSOLIDATO

migliaia di euro

	I Trimestre 2012	I Trimestre 2011
A. Disponibilità liquide iniziali	44.758	144.112
Flusso finanziario generato dall'attività operativa		
Risultato del periodo	56.486	85.706
Rettifiche per:		
Ammortamenti attività materiali e immateriali	52.599	48.567
(Plusvalenze) Minusvalenze e altre variazioni patrimoniali	(280)	(97)
Variazione netta TFR e altri benefici ai dipendenti	(155)	(232)
Variazione netta fondo rischi e altri oneri	9.292	5.379
Utili dalla vendita di attività operative cessate al netto degli effetti fiscali	(330)	(719)
Variazione imposte anticipate e differite	(1.108)	(1.529)
Variazione altre attività/passività non correnti	(843)	3.878
Quota del risultato di collegate	(6.042)	(4.028)
B. Cash flow operativo prima delle variazioni di CCN	109.619	136.925
Variazione rimanenze	14.939	(1.149)
Variazione crediti commerciali	(375.911)	(129.329)
Variazione crediti tributari e altre attività correnti	46	(44.435)
Variazione debiti commerciali	(16.089)	(50.076)
Variazione debiti tributari e altre passività correnti	92.151	91.651
C. Flusso finanziario derivante da variazioni di CCN	(284.864)	(133.338)
D. Cash flow operativo (B+C)	(175.245)	3.587
Flusso finanziario da (per) attività di investimento		
Investimenti in attività materiali e immateriali	(72.291)	(111.901)
Investimenti in attività finanziarie	(525)	-
Realizzo investimenti e variazione attività destinate ad essere cedute	1.355	(29)
Cessione di attività operative cessate al netto della liquidità ceduta	7.100	2.100
E. Totale flusso finanziario da attività di investimento	(64.361)	(109.830)
F. Free cash flow (D+E)	(239.606)	(106.243)
Flusso finanziario da attività di finanziamento		
Nuovi mutui e finanziamenti a lungo termine	190.000	-
Rimborsi di mutui e finanziamenti a lungo termine	(30.548)	(13.208)
Variazione crediti finanziari	(20.211)	7.883
Variazione debiti finanziari	95.148	43.039
G. Totale flusso finanziario da attività di finanziamento	234.389	37.714
H. Flusso monetario del periodo (F+G)	(5.217)	(68.529)
I. Disponibilità liquide finali (A+H)	39.541	75.583

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

14 maggio 2012

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

dr. Massimo Levrino