



**Resoconto intermedio
di gestione**
al 31 marzo 2014

Consiglio di Amministrazione
del 14 maggio 2014


iren

Sommario

Premessa.....	3
Gruppo Iren in cifre.....	4
Cariche sociali	6
Missione e valori del Gruppo Iren.....	7
Il Gruppo Iren: l'assetto societario.....	8
Organico del Gruppo Iren	13
Informazioni sul titolo Iren nei primi tre mesi del 2014.....	14
Dati operativi.....	17
Scenario di mercato	20
Quadro normativo.....	25
Fatti di rilievo del periodo	28
Criteri di redazione.....	29
Variazione area di consolidamento rispetto al 31 dicembre 2013	31
Risk Management	32
Situazione economica, patrimoniale e finanziaria del Gruppo Iren.....	37
Situazione economica.....	37
Analisi per settori di attività	40
Situazione patrimoniale.....	47
Situazione Finanziaria	48
Fatti di rilievo intervenuti dopo la chiusura del periodo ed evoluzione prevedibile della gestione.....	50
Prospetti contabili consolidati al 31 marzo 2014.....	53
Situazione patrimoniale-finanziaria consolidata	54
Conto economico consolidato	56
Altre componenti di conto economico complessivo	57
Prospetto delle variazioni delle voci di patrimonio netto consolidato.....	58
Rendiconto finanziario consolidato.....	60
Dichiarazione del Dirigente Preposto alla redazione dei documenti contabili societari a norma delle disposizioni dell'art. 154-bis comma 2 del d. lgs. 58/1998 (Testo Unico della Finanza).....	61

PREMESSA

Come diffusamente esplicitato nel successivo paragrafo relativo ai Principi contabili applicati, dal primo gennaio 2014 risulta applicabile il nuovo IFRS 11 che disciplina il trattamento contabile delle Joint Venture. Il principio non consente più il mantenimento del consolidamento proporzionale per le Joint Venture applicato dal Gruppo Iren fino al 31 dicembre 2013. La conseguenza di quanto esposto si manifesta attraverso l'uscita dal perimetro di consolidamento delle società: Olt, SAP, AES ed Iren Rinnovabili che vengono contabilizzate con il metodo del Patrimonio Netto.

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

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

Per le ragioni sopra esposte i commenti sull'andamento patrimoniale, economico e finanziario del Gruppo Iren relativi al primo trimestre 2014, fanno riferimento a tali prospetti rideterminati.

GRUPPO IREN IN CIFRE

	Primi 3 mesi 2014 rideterminato	Primi 3 mesi 2013 rideterminato	Variaz. %
Dati Economici (milioni di euro)			
Ricavi	903	1.106	(18,3)
Margine operativo lordo	203	246	(17,3)
Risultato operativo	129	176	(26,8)
Risultato prima delle imposte	100	150	(33,4)
Risultato netto di Gruppo e di Terzi	55	85	(35,8)
Dati Patrimoniali (milioni di euro)			
	<i>Al 31/03/2014</i>	<i>Al 31/12/2013</i>	
Capitale investito netto	4.222	4.191	0,7
Patrimonio netto	2.048	1.999	2,4
Posizione finanziaria netta	2.175	2.192	(0,8)
Indicatori economico-finanziari			
	<i>Primi 3 mesi 2014</i>	<i>Primi 3 mesi 2013</i>	
MOL/Ricavi	22,5%	22,2%	
	<i>Al 31/03/2014</i>	<i>Al 31/12/2013</i>	
Debt/Equity	1,06	1,10	
Dati tecnici e commerciali			
	<i>Primi 3 mesi 2014</i>	<i>Primi 3 mesi 2013</i>	
Energia elettrica venduta (GWh)	3.387	3.648	(7,1)
Energia termica prodotta (GWh _t)	1.256	1.526	(17,7)
Volumetria teleriscaldato (mln m ³)	79	77	3,1
Gas venduto (mln m ³)	901	1.208	(25,4)
Acqua distribuita (mln m ³)	37	38	(3,0)
Rifiuti trattati (ton)	255.017	226.817	(12,4)

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Vendita gas, energia elettrica e termica: il Gruppo commercializza annualmente più di 3 miliardi di metri cubi di gas, circa 13.230 GWh di energia elettrica e 3.072 GWh_t di calore per teleriscaldamento.

CARICHE SOCIALI

Consiglio di Amministrazione

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

Collegio Sindacale

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

Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili e societari

Massimo Levrino

Società di Revisione

PricewaterhouseCoopers S.p.A. ⁽⁸⁾

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

⁽²⁾ Componente del Comitato Remunerazioni.

⁽³⁾ Componente del Comitato Controllo e Rischi.

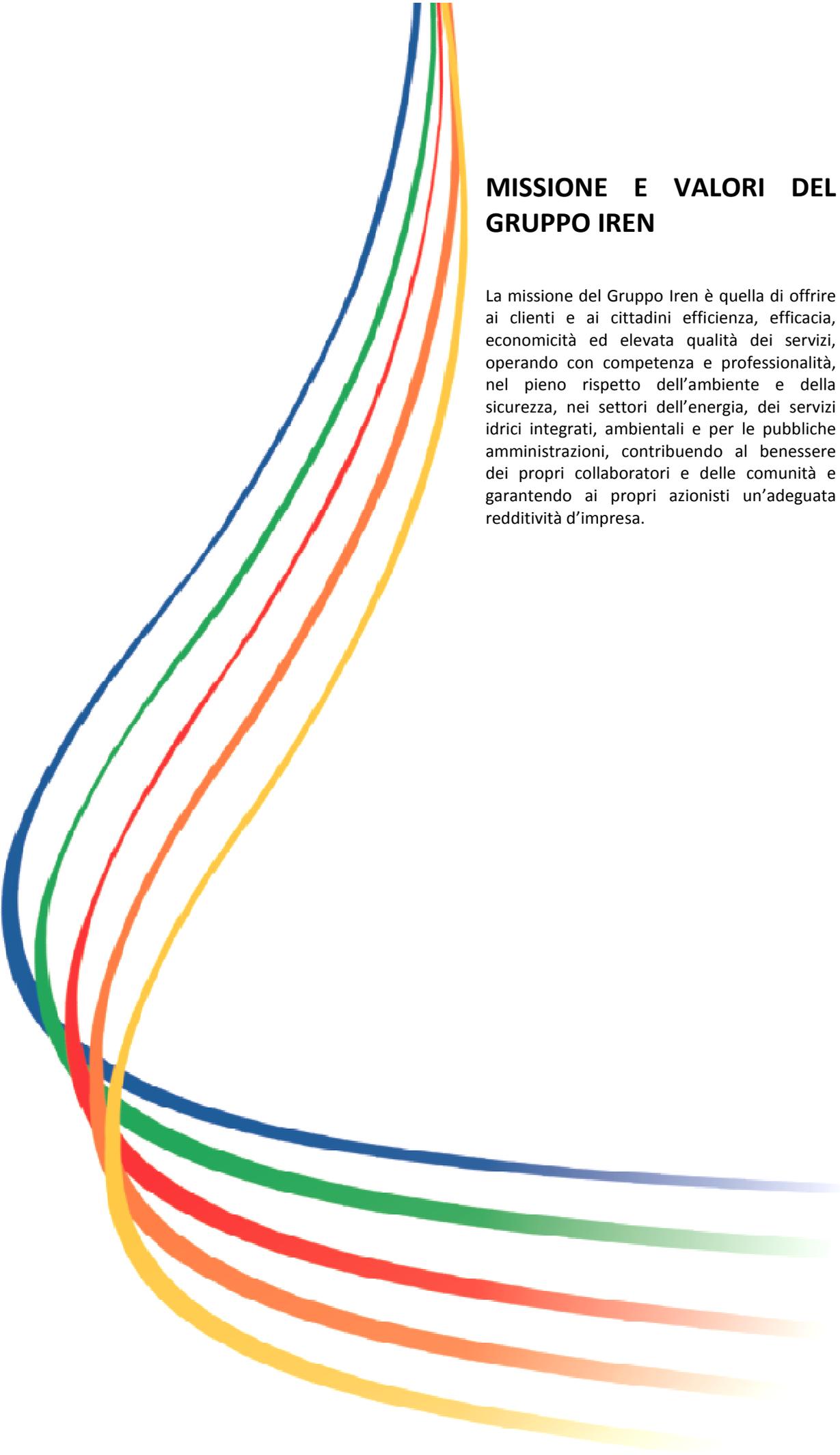
⁽⁴⁾ Presidente del Comitato Remunerazioni e componente del Comitato Operazioni Parti Correlate.

⁽⁵⁾ Componente del Comitato Remunerazioni.

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

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

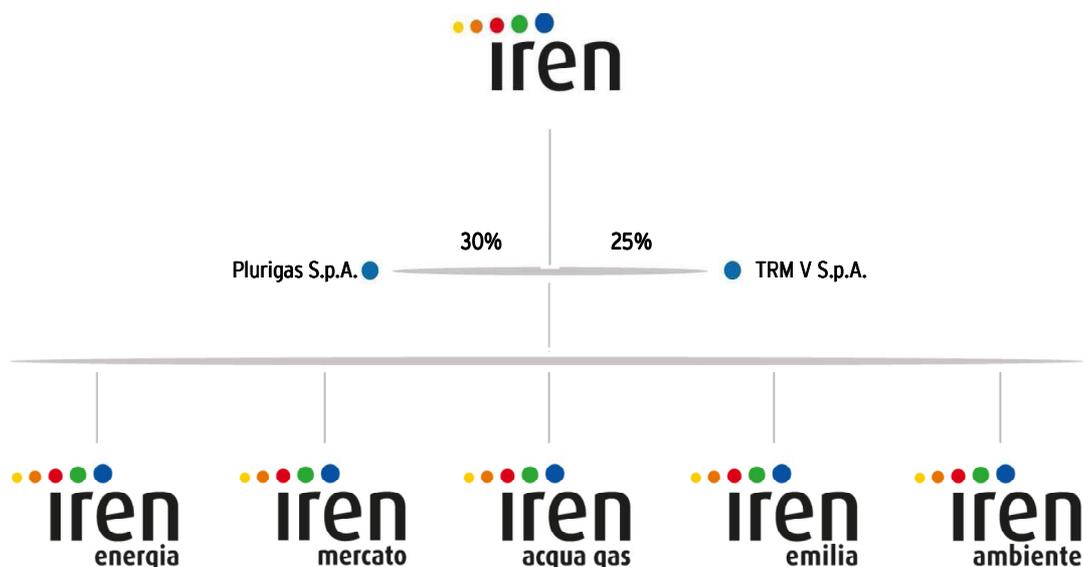
⁽⁸⁾ Incarico affidato dall'Assemblea Ordinaria del 14 maggio 2012 per il novennio 2012-2020.



MISSIONE E VALORI DEL GRUPPO IREN

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

IL GRUPPO IREN: L'ASSETTO SOCIETARIO



Nota: la struttura organizzativa sopra riportata è presentata a fini gestionali.

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

IREN ENERGIA

Produzione di energia elettrica e termica cogenerativa

Iren Energia dispone complessivamente di circa 3.000 MW di potenza installata, di cui circa 2.800 MW direttamente e circa 200 MW tramite la partecipata Energia Italiana. In particolare, Iren Energia ha la disponibilità di 25 impianti di produzione di energia elettrica: 19 idroelettrici e 5 termoelettrici in cogenerazione e 1 termoelettrico, per una potenza complessiva di circa 2.200 MW in assetto elettrico e 2.300 MW termici, di cui 900 MW in cogenerazione. Le fonti di energia primaria utilizzate sono totalmente eco-compatibili in quanto idroelettriche e cogenerative. In particolare, il sistema idroelettrico di produzione svolge un ruolo importante in tema di salvaguardia ambientale, in quanto utilizza una risorsa rinnovabile e pulita, senza emissione di sostanze inquinanti; l'energia idroelettrica consente di ridurre il ricorso ad altre forme di produzione a più elevato impatto ambientale. Iren Energia considera il rispetto dell'ambiente un valore aziendale e da sempre ritiene che lo sviluppo del sistema di produzione idroelettrico, in cui investe annualmente notevoli risorse, sia uno degli strumenti principali per la salvaguardia del territorio. La potenza termica complessiva di Iren Energia è di 2.300 MWt, di cui il 40% proviene dagli impianti di cogenerazione di proprietà e la parte restante è relativa a generatori di calore convenzionali. La produzione di calore nel primo trimestre 2014 è stata pari a circa 1.256 GWh_t, con una volumetria teleriscaldata pari a circa 79 milioni di metri cubi.

Distribuzione di energia elettrica

Iren Energia, tramite la controllata AEM Torino Distribuzione, svolge l'attività di distribuzione di energia elettrica su tutto il territorio delle città di Torino e di Parma (circa 1.094.000 abitanti); nel primo trimestre 2014 l'energia elettrica complessiva distribuita è stata pari a 996 GWh, di cui 769 GWh nella Città di Torino e 227 GWh nella città di Parma.

Distribuzione Gas e Teleriscaldamento

Iren Energia gestisce l'attività di teleriscaldamento nel capoluogo piemontese e possiede una delle reti più estese a livello nazionale con circa 520 km di doppia tubazione al 31 dicembre 2013.

Iren Energia detiene anche la rete di teleriscaldamento di Reggio Emilia con un'estensione di circa 217 Km, di Parma con circa 89 Km e di Piacenza con circa 20 Km.

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

Servizi agli Enti Locali e Global Service

Iren Servizi e Innovazione è attiva nel campo dell'illuminazione pubblica e monumentale, degli impianti semaforici, della gestione in global service tecnologico di edifici e delle energie rinnovabili ed alternative. Inoltre, Iren Servizi e Innovazione realizza impianti per la produzione di energia elettrica mediante fonti rinnovabili, quali fotovoltaico, solare termico e biomasse (cippato di legno e pellets), o assimilate, come ad esempio gli impianti di trigenerazione (energia elettrica, "caldo" e "freddo").

IREN MERCATO

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

Iren Mercato è presente su tutto il territorio nazionale con una maggiore concentrazione di clientela servita nella zona del centro nord dell'Italia. L'azienda colloca l'energia elettrica direttamente, attraverso le società collegate, dove presenti territorialmente, e tramite contratti di agenzia con le società intermedie per i clienti associati ad alcune categorie di settore e per grandi clienti legati ad alcune Associazioni Industriali.

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

Iren Mercato agisce altresì come esercente il servizio di "maggior tutela" per la clientela retail del mercato elettrico relativamente alla provincia di Torino ed al territorio di Parma.

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

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

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

Commercializzazione Gas Naturale

I volumi complessivi di gas naturale approvvigionati nel corso del primo trimestre 2014 sono stati pari a 901 Mmc di cui circa 444 Mmc commercializzati a clienti finali esterni al Gruppo, e 457 Mmc impiegati all'interno del Gruppo IREN sia per la produzione di energia elettrica e termica sia per la fornitura di servizi calore.

Commercializzazione energia elettrica

I volumi commercializzati nel primo trimestre 2014 sono stati pari a 3.387 GWh.

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

Mercato libero e borsa

I volumi complessivamente venduti a clienti finali e grossisti sono pari a 1.514 GWh, mentre i volumi impiegati sulla borsa al lordo dell'energia compravenduta sono pari a 1.674 GWh.

Nei corso del primo trimestre 2014 le disponibilità interne al Gruppo Iren sono influenzate dal break up di Edipower avvenuto a fine ottobre e dal passaggio degli impianti di Tusciano (idroelettrico) e Turbigio

(termoelettrico) sotto la proprietà di Iren Energia; i volumi di produzione interni al gruppo ammontano a 2.308 Gwh. Alle disponibilità interne si aggiungono la borsa (al lordo dell'energia compravenduta) per 477 GWh ed i grossisti per 513 GWh. La parte residuale dei volumi commercializzati si riferisce principalmente alle operazioni infragruppo ed alle perdite di distribuzione.

Mercato ex vincolato

I clienti complessivamente gestiti in regime di maggior tutela da Iren Mercato nei corso del primo trimestre 2014 sono pari a circa 323.000. I volumi complessivamente venduti ammontano a 204 GWh in calo rispetto allo scorso anno 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 al 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, del Comune di Torino, di Nichelino e delle province di Reggio Emilia, Piacenza e Parma.

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

Nel 2014 la volumetria teleriscaldata sul territorio piemontese è pari a oltre 54 milioni di metri cubi, per la parte emiliana la volumetria teleriscaldata è di circa 19 Mmc e per la parte genovese è di circa 3 Mmc.

Gestione servizi calore

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

IREN ACQUA GAS

Servizi Idrici Integrati

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

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

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

Iren Acqua Gas direttamente e tramite le sue controllate, nel corso del primo trimestre 2014, ha venduto circa 37 Mmc di acqua nelle aree gestite, attraverso una rete di distribuzione di oltre 14.100 km. Per quanto riguarda le acque reflue gestisce una rete fognaria complessiva di circa 8.000 Km.

Distribuzione Gas

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

Iren Acqua Gas tramite la sua controllata Genova Reti Gas ha distribuito gas, nel corso del primo trimestre 2014, per complessivi 196 milioni di metri cubi.

Servizi tecnologici specialistici / ricerca

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

IREN EMILIA

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

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

Iren Emilia svolge la sua attività nell'ambito dei servizi di Igiene Ambientale nelle province di Piacenza, Parma e Reggio Emilia per un totale di 116 comuni del territorio, servendo un bacino di 1.135.000 abitanti. Sensibile alla salvaguardia ambientale ed allo sviluppo sostenibile, Iren Emilia ha attivato sistemi di raccolta differenziata capillarizzata dei rifiuti che, anche grazie alla gestione di 123 stazioni ecologiche attrezzate, hanno consentito al bacino servito di ottenere risultati superiori al 62,1%.

La società, in particolare, effettua la raccolta dei rifiuti urbani, la pulizia delle strade e dei marciapiedi, lo sgombero della neve; compie la pulizia e la manutenzione dei parchi e delle aree verdi della città e avvia i rifiuti riciclabili alle corrette filiere per trasformarli in materia prima o energia rinnovabile. Attraverso Iren Ambiente, società del gruppo Iren, assicura che lo smaltimento dei rifiuti avvenga in modo da preservare e tutelare l'ambiente e studia gli aspetti del problema di smaltimento dei rifiuti, approfondendo la conoscenza delle tecnologie più innovative e ambientalmente sicure attualmente esistenti.

Iren Emilia svolge altresì la gestione operativa del ciclo idrico integrato (acquedotto, depurazione e fognatura) sulle province di Parma, Piacenza e Reggio Emilia. Tale attività riguarda una rete complessiva di 12.250 km di rete di acquedotto, 6.900 km di reti fognarie e 489 impianti di sollevamento delle acque reflue e 794 impianti di trattamento tra depuratori biologici e fosse imhoff distribuiti sul territorio di 110 Comuni.

L'attività di gestione operativa della rete di teleriscaldamento è attiva nelle città di Reggio Emilia, Parma e Piacenza e riguarda una rete complessiva di 325 km con una volumetria complessiva servita pari a 19,3 milioni di metri cubi.

Iren Emilia svolge inoltre l'attività di conduzione degli impianti di teleriscaldamento attraverso la gestione, manutenzione straordinaria e realizzazione di centrali termiche e impianti di cogenerazione di proprietà di Iren Energia nelle tre province emiliane di Parma, Reggio Emilia e Piacenza.

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

IREN AMBIENTE

Settore ambiente

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

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

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

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

ORGANICO DEL GRUPPO IREN

Al 31 marzo 2014 risultavano in forza al Gruppo Iren 4.529 dipendenti, in riduzione del 3,6% rispetto al 31 dicembre 2013, quando erano 4.696. Nella tabella seguente si riporta la consistenza degli addetti al 31 marzo 2014, suddivisa per Holding e Società di Primo Livello (con relative controllate).

Società	Organico al 31.03.2014	Organico al 31.12.2013
Iren S.p.A.	256	261
Iren Acqua Gas e controllate	902	977
Iren Ambiente e controllate	199	208
Iren Emilia e controllate	1.662	1.667
Iren Energia e controllate	1.067	1.133
Iren Mercato e controllate	443	450
Totale	4.529	4.696

La riduzione, avvenuta nel 2014, pari a 167 unità, è correlata principalmente al deconsolidamento delle società Iren Rinnovabili, Società Acque Potabili e OLT ed all'effetto congiunto del deconsolidamento di AES e dell'acquisizione del relativo ramo teleriscaldamento commentata alla premessa della presente relazione. (Per ulteriori informazioni si faccia anche riferimento al paragrafo "Fatti di rilievo intervenuti dopo la chiusura del periodo"). Si evidenzia che dalla nascita del Gruppo Iren (01/07/2010) l'organico si è ridotto complessivamente di 343 unità (-166 per saldo assunzioni/cessazioni; -177 per operazioni di variazione di perimetro).

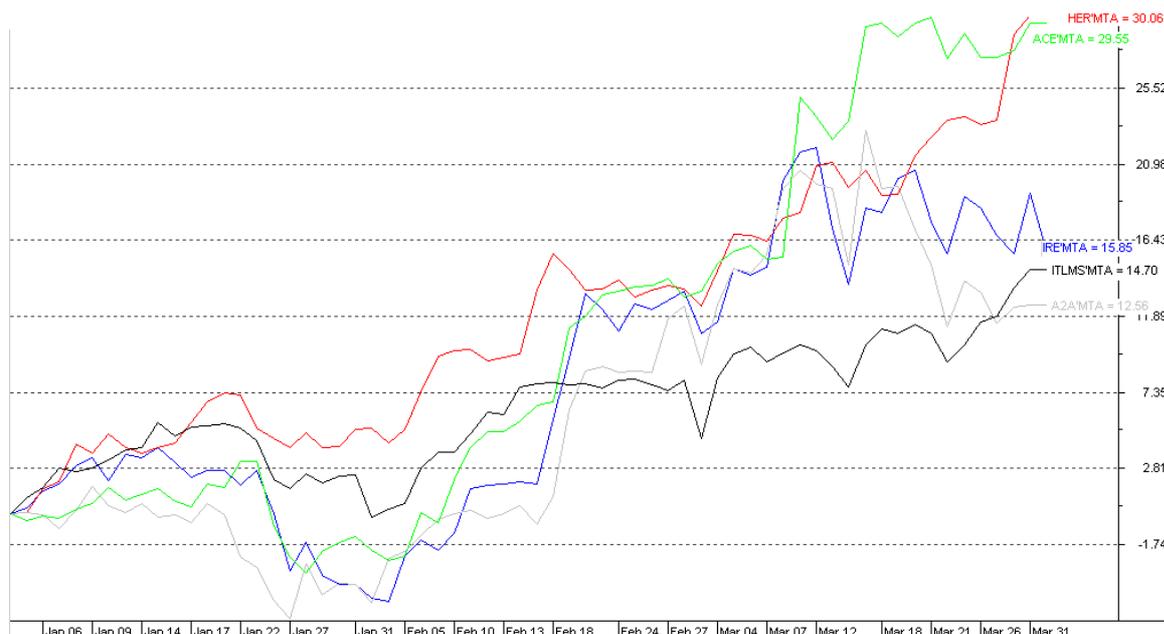
INFORMAZIONI SUL TITOLO IREN NEI PRIMI TRE MESI DEL 2014

Andamento del titolo IREN in Borsa

Nel corso del primo trimestre del 2014 il mercato borsistico italiano ha mantenuto un trend positivo, legato soprattutto ad un allentamento delle tensioni finanziarie.

In questo contesto il titolo Iren ha realizzato una crescita di circa il 16%, qualche punto percentuale meglio dell'indice di Borsa MTA (in crescita del 14,7%) e di A2A (in crescita del 12,6%) che ha un portafoglio di attività simile ad Iren: entrambe hanno un'esposizione alle attività libere (generazione e vendita energia) superiore a quella di Hera ed Acea che, in un contesto di persistente debolezza dello scenario energetico, hanno registrato migliori performance.

ANDAMENTO TITOLO IREN VS COMPETITORS



Il titolo Iren a fine marzo 2014 si è attestato a 1,31 euro per azione con volumi medi da inizio anno che si sono attestati intorno ai 2 milioni di pezzi giornalieri.

Nello stesso periodo il prezzo medio è stato di 1,18 euro per azione avendo toccato il massimo di 1,34 euro per azione l'11 marzo ed il minimo di 1,04 il 4 febbraio.

DATI DI BORSA

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

euro/azione nei primi 3 mesi del 2014	
Prezzo medio	1,18
Prezzo massimo	1,34
Prezzo minimo	1,04
N. azioni ('000)	1.276.226

ANDAMENTO PREZZO E VOLUMI DEL TITOLO IREN

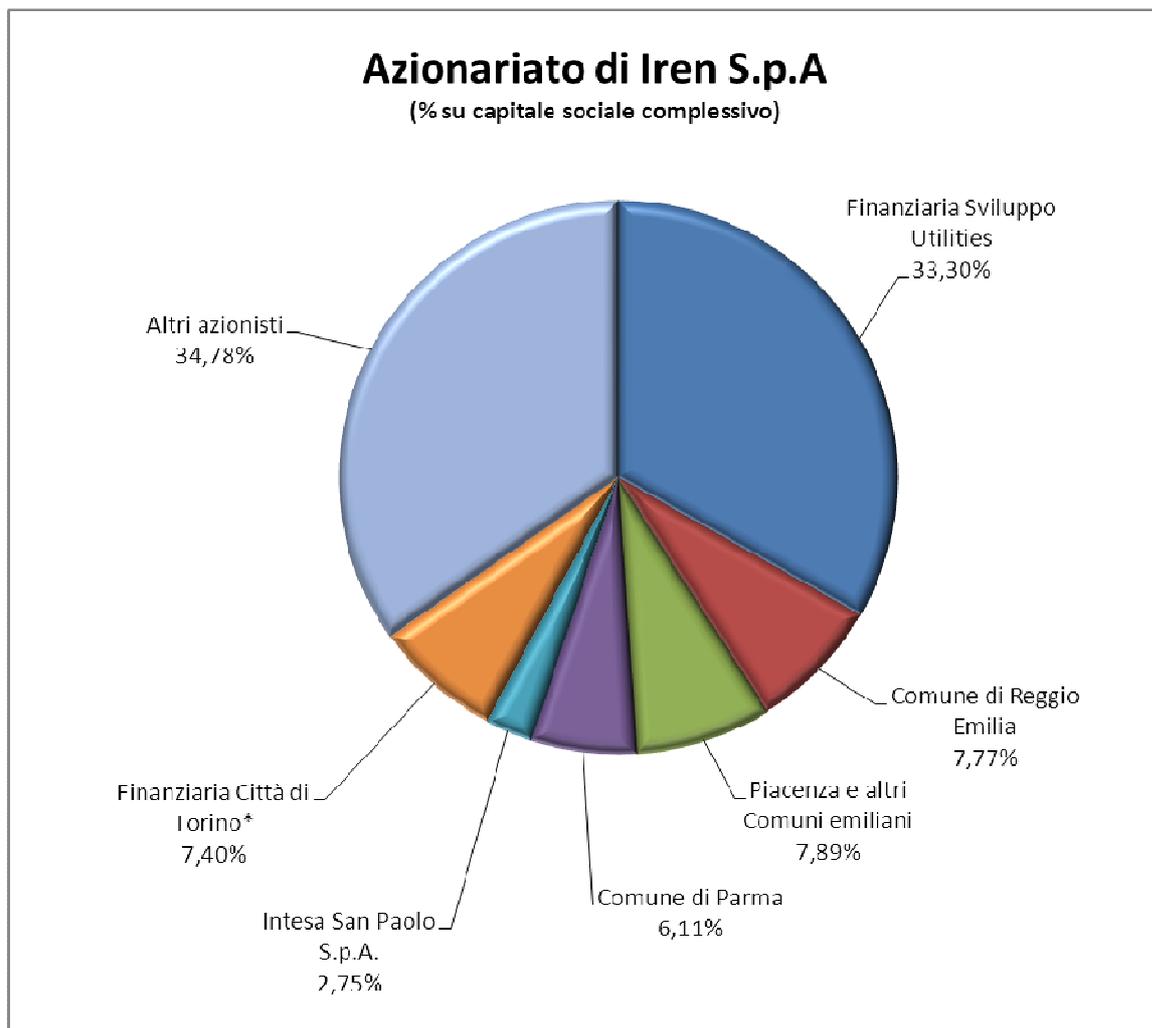


Il *coverage* del titolo

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

Azionariato

Al 31 marzo 2014, sulla base delle informazioni disponibili alla società, l'azionariato di IREN era il seguente:



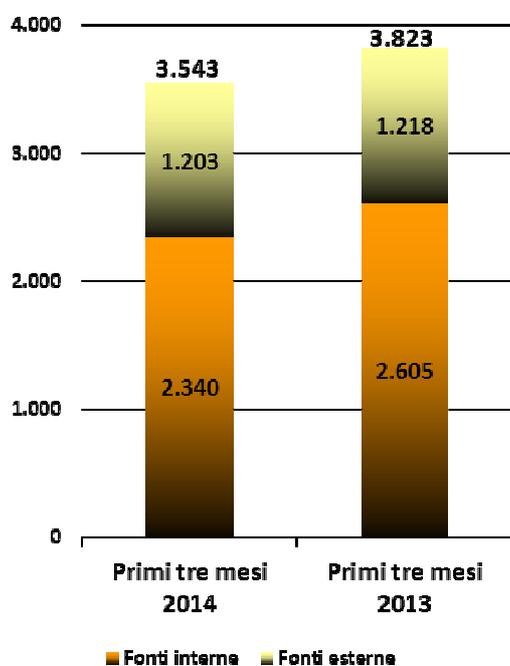
(*) azioni di risparmio prive di diritto di voto

DATI OPERATIVI

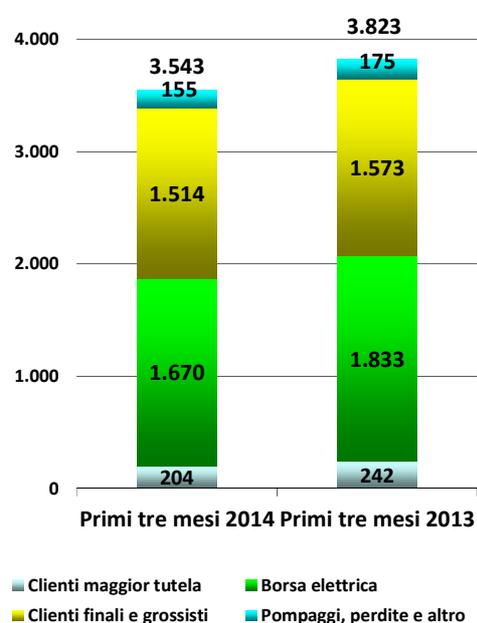
GWh	Primi 3 mesi 2014	Primi 3 mesi 2013	Variaz. %
FONTI			
Produzione lorda	2.340	2.605	-11,3
<i>a) da fonte cogenerativa</i>	1.721	2.122	-18,9
<i>b) da fonte idroelettrica</i>	245	156	57,1
<i>c) da fonte termoelettrica</i>	292	0	n.s.
<i>d) da WTE</i>	82	24	(*)
<i>e) da impianti Edipower</i>	0	303	(*)
Acquisto da Acquirente Unico	214	254	-15,6
Acquisto energia in Borsa Elettrica	477	422	13
Acquisto energia da grossisti	513	542	-5,4
Totale Fonti	3.543	3.823	-7,3
IMPIEGHI			
Vendite a clienti di maggior tutela	204	242	-15,6
Vendite in Borsa Elettrica	1.670	1.833	-8,9
Vendite a clienti finali e grossisti	1.514	1.573	-3,8
Pompaggi, perdite di distribuzione e altro	155	175	-11,4
Totale Impieghi	3.543	3.823	-7,3

(*) Variazione superiore al 100%

Composizione Fonti



Composizione Impieghi

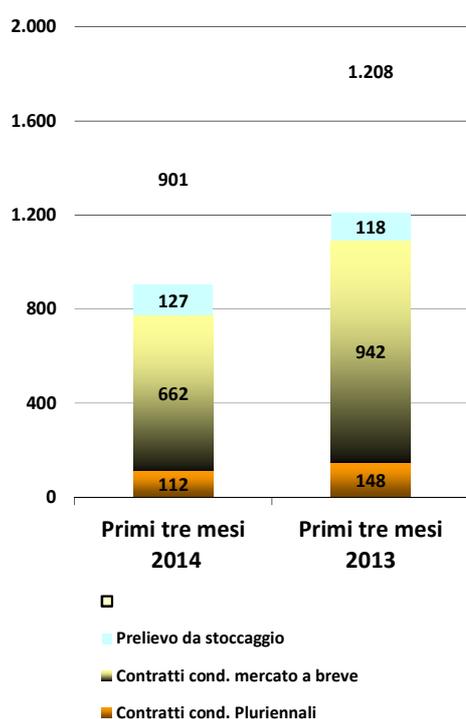


Bilancio del gas

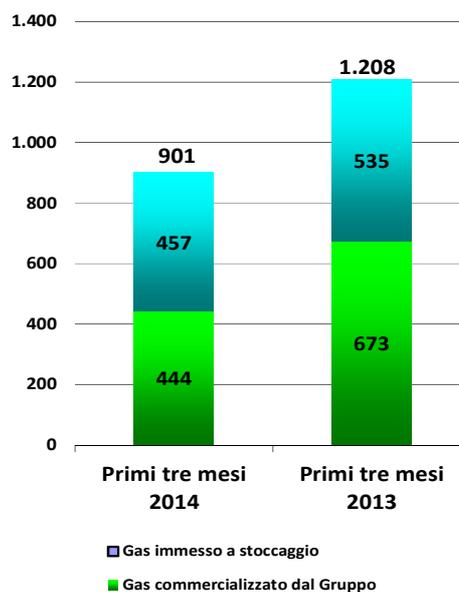
Milioni di metri cubi	Primi 3 mesi 2014	Primi 3 mesi 2013	Variaz. %
FONTI			
Contratti con condizioni pluriennali	112	148	(24,3)
Contratti con condizioni mercato a breve (annuali e spot)	662	942	(29,7)
Prelievo da stoccaggio	127	118	7,6
Totale Fonti	901	1.208	(25,4)
IMPIEGHI			
Gas commercializzato dal Gruppo	444	673	(34,0)
Gas in stoccaggio	0	0	-
Gas destinato ad usi interni ⁽¹⁾	457	535	(14,6)
Totale Impieghi	901	1.208	(25,4)

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

Composizione Fonti



Composizione Impieghi



Servizi a rete

	Primi 3 mesi 2014	Primi 3 mesi 2013	Variaz. %
DISTRIBUZIONE ENERGIA ELETTRICA			
Energia elettrica distribuita (GWh)	996	1.067	(6,7)
DISTRIBUZIONE GAS			
<i>Gas distribuito da Iren Acqua Gas (mln mc)</i>	196	204	(3,9)
<i>Gas distribuito da Iren Emilia (mln mc)</i>	352	468	(24,8)
Totale Gas distribuito	548	672	(18,4)
TELERISCALDAMENTO			
Volumetria teleriscaldata (mln mc)	79	77	3,1
Rete Teleriscaldamento (Km)	858	825	4,0
SERVIZIO IDRICO INTEGRATO			
Volumi Acqua (mln mc)	37	38	(2,6)

SCENARIO DI MERCATO

Scenario energetico nazionale

Nel periodo Gennaio - Marzo 2014 la produzione netta di energia elettrica in Italia è stata pari a 65.485 GWh in riduzione (-5,9%) rispetto allo stesso periodo del 2013. La richiesta di energia elettrica, pari a 78.141 GWh (-3,7%) è stata soddisfatta per l'84,7% dalla produzione nazionale (-1,6%) e per il restante 15,3% dal saldo con l'estero. A livello nazionale, la produzione termoelettrica tradizionale è stata pari a 42.413 GWh, con una riduzione del 15,3% rispetto al 2013 ed ha rappresentato il 64,8% dell'offerta produttiva; la produzione di fonte idroelettrica è stata pari a 12.989 GWh (+33,7% rispetto al 2013) rappresentandone il 19,8% mentre la produzione da fonte geotermica, eolica e fotovoltaica è stata pari a 10.083 GWh (+2,6%) coprendo il 15,4% dell'offerta.

Domanda e offerta di energia elettrica cumulata

	(GWh e variazioni tendenziali)		
	fino al 31 marzo 2014	fino al 31 marzo 2013	Var. %
Domanda	78.141	81.166	(3,7)
- Nord	36.710	37.964	(3,3)
- Centro	22.499	23.565	(4,5)
- Sud	11.721	12.048	(2,7)
- Isole	7.211	7.589	(5,0)
Produzione netta	65.485	69.592	(5,9)
- Idroelettrico	12.989	9.714	33,7
- Termoelettrico	42.413	50.047	(15,3)
- Geotermoelettrico	1.339	1.273	5,2
- Eolico e fotovoltaico	8.744	8.558	2,2
Saldo estero	13.392	12.085	10,8

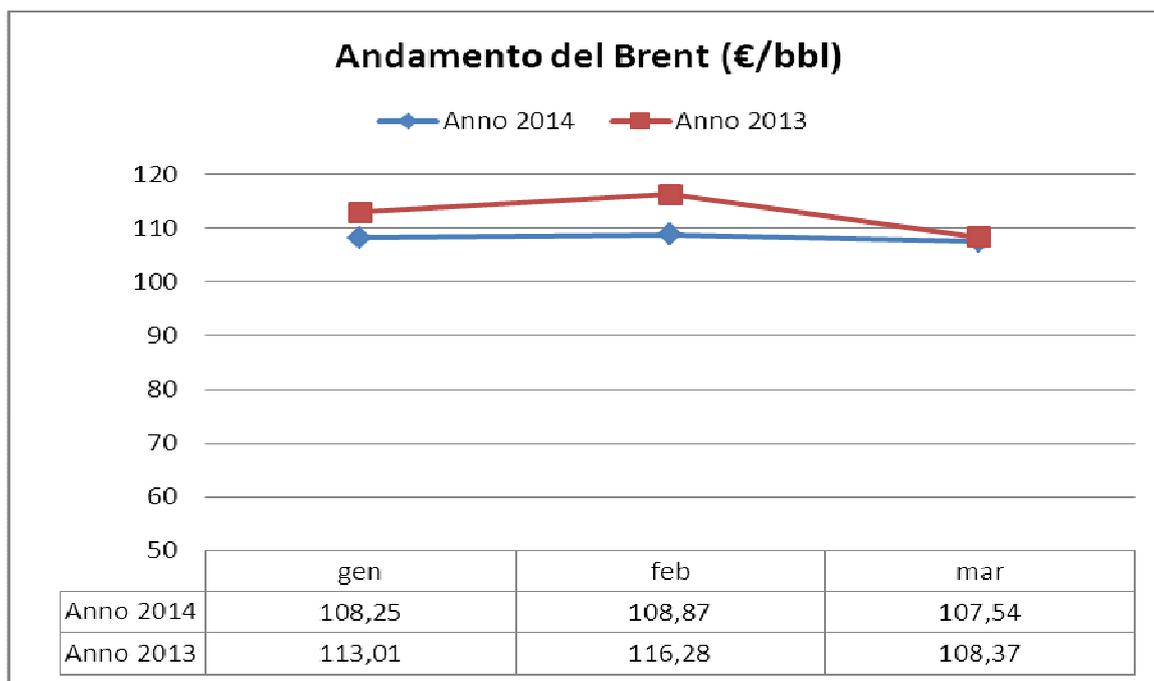
Fonte: elaborazione RIE su dati TERNA

I primi tre mesi del 2014 hanno visto complessivamente una riduzione del 3,7% della domanda elettrica rispetto al pari periodo dell'anno precedente, corrispondente a circa -3,0 TWh, mentre la stessa risulta praticamente invariata rispetto al trimestre precedente (-0,1%). I decrementi percentuali si verificano in tutte le zone del Paese; i maggiori decrementi si registrano in Sicilia (-6,0%) ed a seguire nelle zone del Nord Ovest (-5,1%).

Nei primi tre mesi del 2014 il prezzo medio del greggio è stato pari a 108,2 \$/bbl, in riduzione rispetto allo stesso periodo del 2013 (-3,9%). Il cambio \$/€ medio è stato 1,37 con un apprezzamento della nostra moneta rispetto alla media dello stesso periodo del 2013 (1,32). Per effetto della precedente dinamica, la quotazione media del greggio in euro è stata 79 €/bbl nel 2014 in riduzione rispetto al valore medio del 2013 (-7,3%).

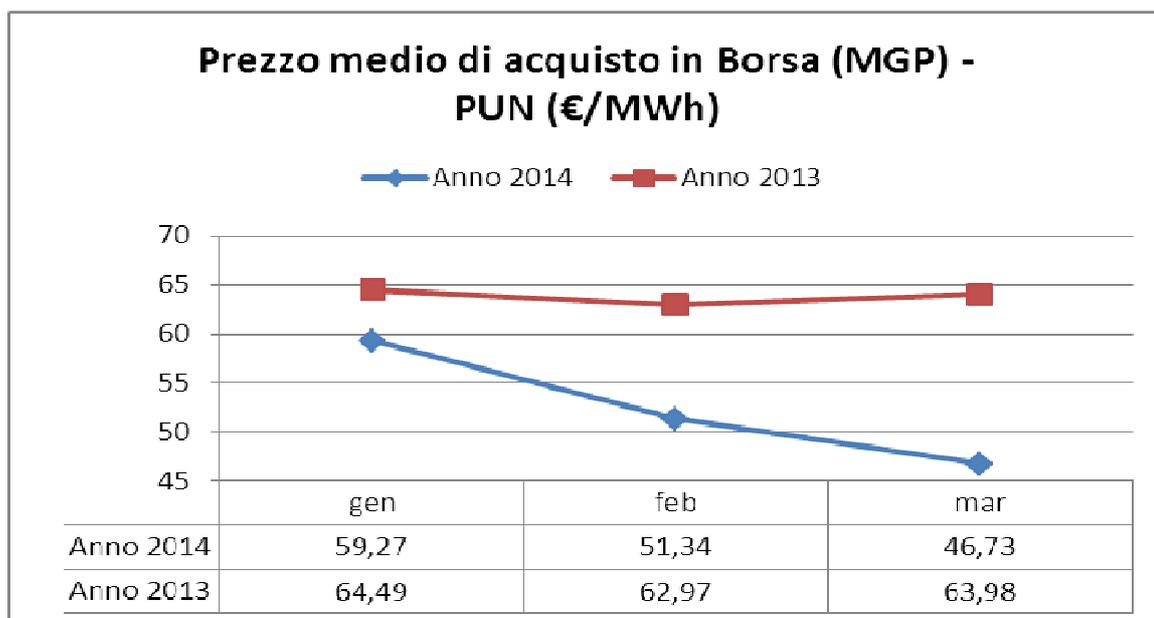
Nel primo trimestre 2014, le quotazioni in dollari del Brent Dated hanno visto una dinamica ribassista rispetto al trimestre precedente. Le quotazioni di Gennaio e Febbraio si sono in media mantenute stabili sui 108,5 \$/bbl rispetto alla quotazione di 110 \$/bbl di Dicembre per poi ripiegare sui 107 \$/bbl nel mese di Marzo. Le oscillazioni giornaliere maggiori si sono avute in Marzo, mese in cui si riscontrano il valore massimo raggiunto dalle quotazioni (111,3 \$/bbl) e il minimo (105,7 \$/bbl).

Il contesto attuale presenta un'evidente spaccatura tra il tranquillizzante stato dei fondamentali reali da un lato, e le forti tensioni geopolitiche dall'altro. Tanto più se si considera che queste ultime, oltre a perdurare in Medio Oriente e Nord Africa, ora interessano anche l'area del Mar Nero, esponendo il breve-medio termine a possibili instabilità di rilievo. Continua a confermarsi il livello-soglia dei 100 \$/bbl che il Brent fatica ad abbandonare se non per brevissimi lassi di tempo.

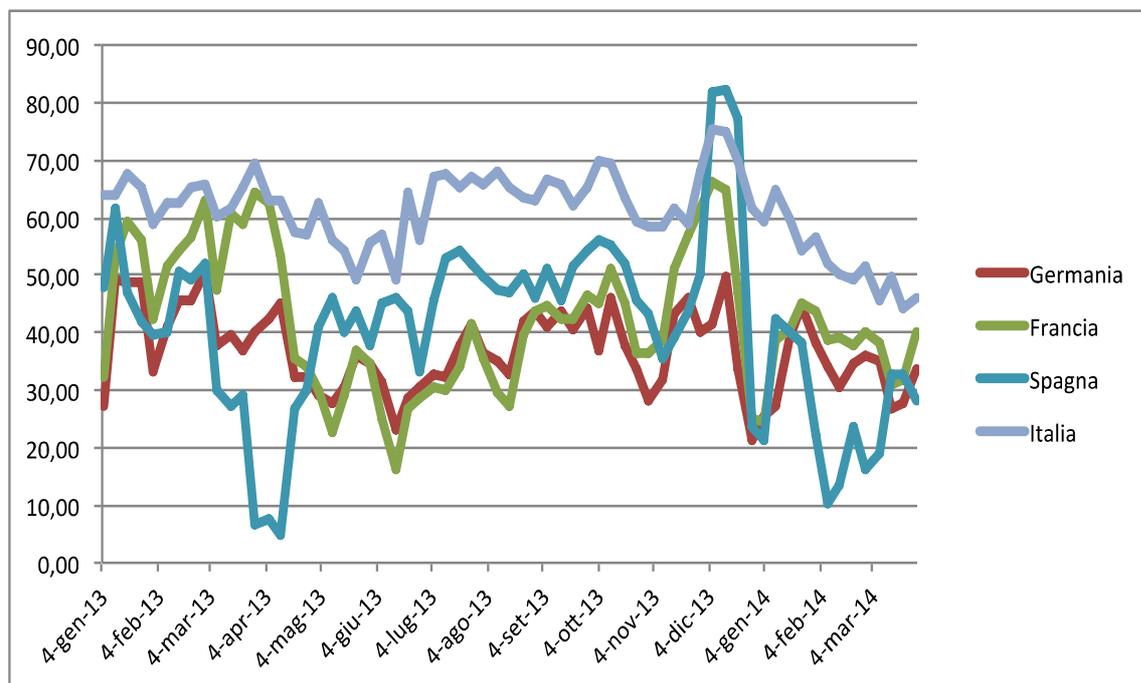


Il primo trimestre del 2014 sulla borsa elettrica si chiude con un prezzo medio di 52,5 €/MWh, che risulta, per il periodo considerato, il più basso dall'avvio della piattaforma informatica. Il valore è in drastica riduzione, di oltre 11 €/MWh, rispetto al pari trimestre del 2013 con una percentuale di decremento del 17,8%. Ancora più marcata la differenza se confrontata con il quarto trimestre 2013: diminuzione di circa 12,7 €/MWh corrispondente al -19,2%.

In relazione ai prezzi zonal, l'inizio del 2014 conferma come per l'anno passato la zona Sud l'area di minimo, la Sicilia la zona di massimo, rispettivamente con 47,4 €/MWh e 74,6 €/MWh. La Sicilia conferma l'offtrend rispetto al PUN passando dal +36,9% del primo trimestre 2013 al 42,1% di quest'anno.



Le principali borse elettriche europee hanno espresso, nel primo trimestre, un prezzo medio di 32,4 €/MWh con un differenziale rispetto al PUN medio di circa 20 €/MWh. Differenziale che rimane pressochè stabile rispetto al trimestre precedente (20,8 €/MWh) e che risulta in aumento rispetto al trimestre dell'anno precedente (18,9 €/MWh).



Relativamente al mercato dei futures nella tabella seguente l'indicazione ed il confronto tra i prezzi medi mensili espressi dall'IDEX. Nei tre mesi da Gennaio a Marzo si registrano variazioni in riduzione continua per tutte le quotazioni. Il futuro annuale (Dicembre 2015) che quotava 58,1 €/MWh a Gennaio si è portato a 55,0 €/MWh in Marzo (-3,1 €/MWh).

Gennaio 2014 futures		Febbraio 2014 futures		Marzo 2014 futures	
mensili	€/MWh	mensili	€/MWh	mensili	€/MWh
febb-14	63,8	mar-14	53,6	apr-14	47,5
mar-14	61,3	apr-14	52,1	mag-14	46,4
apr-14	58,1	mag-14	50,6	giu-14	50,9
trimestrali	€/MWh	trimestrali	€/MWh	Trimestrali	€/MWh
giu-14	56,9	giu-14	52,2	giu-14	48,6
sett-14	62,9	sett-14	59,2	sett-14	57,2
dic-14	62,5	dic-14	60,1	dic-14	59,3
mar-15	61,6	mar-15	58,8	mar-15	57,8
annuali	€/MWh	annuali	€/MWh	annuali	€/MWh
dic-15	58,1	dic-15	56,2	dic-15	55,0

Fonte: elaborazioni RIE su dati IDEX

Il Mercato del Gas Naturale

Dopo la forte contrazione annua di 4,8 md mc (-6,5%) del 2013 rispetto al 2012, i primi tre mesi del 2014 registrano un nuovo pesante calo della domanda di gas naturale. Le cifre rese disponibili da Snam Rete Gas indicano una riduzione dei consumi complessivi di ben 4,8 md mc (-18,3%) rispetto allo stesso periodo 2013. La diminuzione è imputabile per il 70% ai minori prelievi delle reti di distribuzione che segnano -20,9% (-3,4 md mc) a causa di una stagione invernale estremamente mite e per il 30% circa agli usi termoelettrici -23,7% (-1,4 md mc) in conseguenza dell'andamento della domanda elettrica (-3,7% per -3 TWh) e dell'incremento dell'apporto delle fonti rinnovabili (+18% per circa +3,5 TWh) sostenuto in particolare dalla produzione idroelettrica (+33,7%). Rispetto al primo trimestre 2008 la diminuzione dei consumi delle centrali è di quasi il 50%. In lievissima crescita in confronto al 2013 i consumi industriali che segnano +0,9%.

Lato immissioni nel sistema, le importazioni complessive da inizio anno sono diminuite del 13,4% rispetto al 2013: circa il 59% del gas è provenuto da Tarvisio (prevalentemente Russia), il 15,3% da Mazara del Vallo (Algeria), il 9,7% da Gela (Libia), ancora il 9,7% da Passo Gries (Nord-Europa) e il 6,5% dal rigassificatore di Rovigo. La produzione nazionale si è ridotta del 7,4%.

Inverno mite e domanda debole hanno indotto una riduzione del ricorso agli stoccaggi: dati Stogit indicano al 31 marzo, conclusione formale del periodo di erogazione, giacenze degli utenti nei siti ancora di 3 md mc, pari al 31,4% dei volumi presenti al 1° novembre 2013 (9,6 md mc); le giacenze al 31 marzo del 2013 erano invece di 1,4 md mc.

Impieghi/fonti di gas naturale nel periodo gennaio- marzo 2014 e confronto con gli anni precedenti

gennaio – marzo	2014	2013	2012	2011	Var. % '14/'13	Var. % '14/'12	Var. % '14/'11	2008	Var. % '14/'08
GAS PRELEVATO (Mld mc)									
Impianti di distribuzione	12,7	16,1	15,9	15,8	(20,9)	(19,9)	(19,6)	14,7	(13,3)
Usi industriali	3,6	3,5	3,7	3,7	0,9	(4,6)	(4,0)	4,2	(16,2)
Usi termoelettrici	4,5	5,9	6,9	7,6	(23,7)	(35,3)	(41,4)	8,9	(49,4)
Rete Terzi e consumi di sistema (*)	0,6	0,7	0,9	0,9	(10,2)	(27,7)	(29,4)	1,0	(38,8)
Totale prelevato	21,4	26,2	27,4	28,1	(18,3)	(22,0)	(23,8)	28,8	(25,8)
GAS IMMESSO (Mld mc)									
Produzione nazionale	1,7	1,9	2,0	1,9	(7,4)	(15,0)	(9,6)	2,3	(25,7)
Importazioni	14,5	16,8	20,4	21,6	(13,4)	(28,8)	(32,8)	23,0	(36,8)
Stoccaggi	5,1	7,5	4,9	4,5	(32,0)	3,2	13,2	3,5	47,4
Totale immesso	21,4	26,2	27,4	28,1	(18,3)	(22,0)	(23,8)	28,8	(25,8)

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

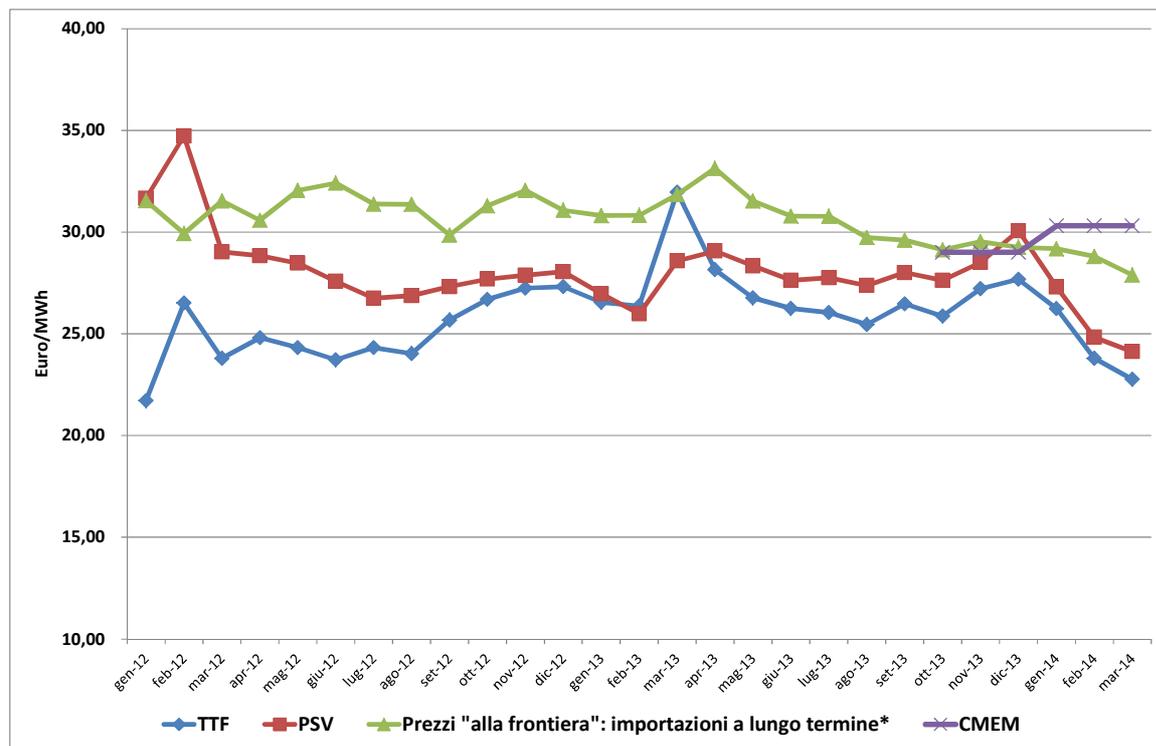
Fonte: elaborazioni su dati Snam Rete Gas; provvisori per il periodo gennaio – marzo 2013

In un contesto di domanda debole per usi termoelettrici ed industriali, un inverno più mite della media in tutta Europa ha contribuito ad una riduzione dei prezzi all'ingrosso a pronti e a termine su tutti i principali hubs del gas, sia rispetto a fine 2013 sia in confronto al primo trimestre dell'anno scorso. Le quotazioni a pronti del TTF olandese, hub di riferimento per l'Europa continentale, sono scese da 27,7 Euro/MWh di dicembre 2013 a 22,8 Euro/MWh di marzo 2014 (-18%); il prezzo medio del I trimestre 2014 è stato di 24,3 Euro/MWh inferiore dell'8% rispetto allo stesso periodo dello scorso anno (26,9 Euro/MWh). Al PSV italiano i valori sono scesi da 30,1 Euro/MWh di fine anno a 24,1 di marzo (-20%); il trimestre in esame registra in media un prezzo di 25,4 Euro/MWh in calo del 6% rispetto ai primi tre mesi del 2013 (27,2 Euro/MWh). Quotazioni al PSV e mercato del bilanciamento (Pb-Gas) sono risultati mediamente allineati. La differenza tra PSV e TTF è stata nel trimestre di circa +1,2 Euro/MWh con un leggero aumento in marzo a +1,4 Euro/MWh. Complessivamente i prezzi nel primo trimestre non hanno mostrato ancora riflessi significativi della crisi russo-ucraina.

La c.d. componente C_{MEM} intesa a riflettere il costo di approvvigionamento del gas nel prezzo al mercato tutelato e definita da AEEG dal 1° ottobre 2014 sulla base delle quotazioni forward del TTF ("riportate" al PSV tramite addizione di apposite componenti di trasporto) è risultata di 32,43 cEuro/mc corrispondenti a 30,3 Euro/MWh.

Confrontando i primi due trimestri degli ultimi due anni, indicativamente i prezzi spot hanno incrementato la loro differenza rispetto ai prezzi "alla frontiera" dei contratti di importazione a lungo termine passando da -9% a -15%, ciò in conseguenza della sensibile riduzione delle quotazioni agli hubs registratasi nei mesi invernali del 2014 per i citati motivi, a fronte di prezzi "alla frontiera" pressoché stabili nel 2013 e ora in calo. Sono intanto continuate o concluse alcune rinegoziazioni internazionali dei contratti a lungo termine intese ad un maggior riallineamento dei due livelli di prezzo con effetti anche retroattivi.

Dinamiche dei prezzi del gas sui mercati all'ingrosso



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

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

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

Facendo un rapido riferimento ai prezzi internazionali del gas per un confronto tra le tre principali macro-aree di mercato, i prezzi USA, pur salendo a 5,2 \$/MBtu (dai 3,4 dello scorso anno) a causa dell'eccezionale gelo che ha caratterizzato l'inverno nord-americano, rimangono la metà circa dei prezzi europei (10-11,5 \$/MBtu), mentre nel nord-est asiatico la stagione invernale e la domanda elevata hanno portato nuovamente i prezzi spot su valori di 18 \$ MBtu.

QUADRO NORMATIVO

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

Electricità

Delibera AEEGSI 16 gennaio 2014 n. 6/2014/R/eel "Avvio di procedimento per l'integrazione della disciplina dei meccanismi di remunerazione della capacità produttiva"

L'AEEGSI avvia un procedimento finalizzato alla formulazione di una proposta che preveda: a) la costituzione di un segmento del mercato della capacità dedicato alla negoziazione di capacità produttiva idonea a fornire i servizi di flessibilità necessari a coprire i fabbisogni di lungo termine stimati da Terna, ad integrazione dello Schema di nuovo mercato della capacità già trasmesso da Terna al Ministro dello Sviluppo Economico; b) di rimodulare il meccanismo transitorio, di cui all'art. 5, del decreto legislativo 379/03, al fine di renderlo coerente con gli obiettivi del meccanismo di regime, ossia la fornitura anche di "adeguati servizi di flessibilità, nella misura strettamente necessaria a garantire la sicurezza del sistema elettrico"

Delibera 23 gennaio 2014 13/2014/R/efr "Definizione del contributo tariffario a copertura dei costi sostenuti dai distributori soggetti agli obblighi in materia di titoli di efficienza energetica a decorrere dall'anno d'obbligo 2013"

L'AEEGSI - in attuazione dell'Art. 9 del DM 28 dicembre 2012 del MiSE - ha definito i nuovi criteri per la quantificazione del contributo tariffario per i titoli di efficienza energetica (nel seguito: TEE) da riconoscere ai distributori obbligati a partire dall'anno d'obbligo 2013.

I nuovi criteri per il calcolo del contributo tariffario unitario prevedono che tale contributo venga calcolato, ed opportunamente aggiornato, in modo tale da riflettere l'andamento del prezzo dei certificati bianchi riscontrato sul relativo mercato. In precedenza, il contributo tariffario veniva definito ex ante, prima dell'inizio dell'anno d'obbligo, tenendo conto esclusivamente della variazione percentuale media delle bollette di energia elettrica, gas e gasolio per riscaldamento, senza alcun riferimento ai prezzi registrati sul mercato TEE.

Il nuovo meccanismo prevede che all'inizio di ogni anno d'obbligo il Regolatore definisca e pubblichi il valore del contributo preventivo, che tuttavia non viene immediatamente riconosciuto ai distributori soggetti agli obblighi, ma costituisce il segnale di riferimento per il mercato TEE. Solo al termine di ogni anno d'obbligo, l'Autorità calcola, secondo la formula indicata nel provvedimento in oggetto, il contributo tariffario definitivo che verrà effettivamente erogato ai distributori obbligati.

In prima applicazione, per il 2013, non essendoci valori di riferimento precedenti, il contributo preventivo è stato fissato a 96,43 €/TEE, sulla base dei valori di scambio registrati sul mercato TEE negli ultimi due anni, anche al fine di ridurre il precedente disequilibrio accumulato tra contributi sinora riconosciuti ai distributori e prezzi medi registrati sul mercato TEE. A partire dal prossimo anno, e fino all'anno d'obbligo 2016, il contributo preventivo verrà quantificato sulla base del contributo definitivo riconosciuto l'anno precedente, corretto in funzione delle variazioni percentuali delle bollette energetiche dei clienti domestici.

Legge n. 9 del 21 febbraio 2014 di conversione con modifiche del Testo del decreto-legge 23 dicembre 2013, n. 145 recante: «Interventi urgenti di avvio del piano "Destinazione Italia", per il contenimento delle tariffe elettriche e del gas, per l'internazionalizzazione, lo sviluppo e la digitalizzazione delle imprese, nonché misure per la realizzazione di opere pubbliche ed EXPO 2015.»

L'articolo 1, dispone che "l'AEEGSI aggiorna entro 90 giorni dalla data di entrata in vigore del presente decreto i criteri per la determinazione dei prezzi di riferimento per le forniture destinate ai clienti finali non riforniti sul mercato libero, tenendo conto delle mutazioni intervenute nell'effettivo andamento orario dei prezzi dell'energia elettrica sul mercato"; aspetto su cui l'AEEGSI è intervenuta con delibera 170/2014/R/eel del 10 aprile 2014 ribadendo il meccanismo attualmente in vigore in mancanza di un quadro chiaro e definitivo dei mutamenti intercorsi;

- "a decorrere dal 1° gennaio 2014, i prezzi minimi garantiti, definiti dall'Autorità ai fini dell'applicazione dell'articolo 13, commi 3 e 4, del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387, e dell'articolo 1, comma 41, della legge 23 agosto 2004, n. 239, sono pari, per ciascun impianto, al prezzo zonale orario nel caso in cui

l'energia ritirata sia prodotta da impianti che accedono a incentivazioni a carico delle tariffe elettriche sull'energia prodotta ad eccezione dell'energia elettrica immessa da impianti fotovoltaici di potenza nominale fino a 100 kW e da impianti idroelettrici di potenza elettrica fino a 500 kW”;

- che i produttori di energia da fonti rinnovabili titolari di impianti che beneficiano di incentivi sotto forma di certificati verdi, tariffe omnicomprendenti o tariffe premio possono:

a. continuare a godere del predetto regime incentivante spettante per il periodo di diritto residuo;
b. optare per una rimodulazione dell'incentivo spettante, volta a valorizzare la vita utile dell'impianto. Simile opzione dà diritto a un aumento del periodo di incentivazione pari a 7 anni, a fronte di una riduzione immediata dell'incentivo stesso, la cui entità sarà definita con successivo decreto del Ministero dello Sviluppo Economico, previo parere dell'Autorità in relazione al periodo residuo spettante, al tipo di fonte rinnovabile, al tipo di incentivo e ai costi per la rimodulazione;

- che la Regione Sardegna possa bandire, entro il 30 giugno 2016, una gara per la realizzazione nel territorio del Sulcis iglesiente di una centrale termoelettrica a carbone dotata di una sezione per la cattura e lo stoccaggio dell'anidride carbonica e che a tale centrale siano riconosciuti degli incentivi economici commisurati all'energia elettrica prodotta immessa in rete, i cui relativi oneri saranno coperti attraverso le tariffe elettriche;

- L'AEEGSI, entro sei mesi dalla data di entrata in vigore della legge di conversione del decreto, al fine di rendere più facilmente confrontabili le offerte contrattuali rivolte ai clienti finali per l'acquisto di gas o energia elettrica, identifica le componenti di base di costo da esplicitare obbligatoriamente nelle stesse offerte e determina le sanzioni a carico dei soggetti venditori in caso di inottemperanza.

Gas

Con **delibera n. 95/2014/R/Gas del 6 marzo 2014 (“Criteri per la definizione delle condizioni economiche del servizio di tutela per l'anno termico 2014-2015”)** l'Autorità ha stabilito le regole per il prossimo anno termico dirette al riconoscimento nel prezzo per il servizio di tutela¹ del costo di approvvigionamento del gas e dei costi di commercializzazione all'ingrosso sostenuti dalle società di vendita. Di seguito i principali contenuti dell'intervento:

- per il calcolo della componente “C_{MEM}” relativa al costo di approvvigionamento (55% circa del prezzo ante imposte), l'Autorità ha confermato il riferimento alle quotazioni forward trimestrali dell'hub olandese TTF;
- relativamente alla componente di gradualità c.d. “GRAD” riconosciuta a tutte le società di vendita per rendere gradualmente gli effetti del passaggio al nuovo sistema di indicizzazione ai prezzi spot, l'Autorità, diversamente da quanto previsto nella delibera 196/2013/R/Gas, ha stabilito che tale componente per il prossimo anno termico non aumenterà a 1,25 cEuro/mc, ma resterà sui livelli di quello corrente pari a 0,5 cEuro/mc; tuttavia i restanti 0,75 cEuro/mc verranno “recuperati” nell'anno 2016-2017, per cui la componente si applicherà per quattro anni invece dei tre previsti;
- quanto alla c.d. componente “CCR” a copertura delle attività di approvvigionamento all'ingrosso e di rischi ad essa connessi, viene confermato il valore corrispondente al riconoscimento dei costi operativi e della remunerazione (60% circa del valore totale di CCR), ma sono rivisti livelli e metodologia di valorizzazione di alcuni profili di rischio; la delibera rimanda a successivo provvedimento la nuova quantificazione complessiva della componente poiché la valorizzazione delle specifiche quote a copertura dei c.d. rischi “profilo” ed “eventi climatici” viene legata all'esito dell'asta di assegnazione del servizio di stoccaggio di punta svoltasi nel mese di marzo.

La successiva delibera 162/2014/R/Gas del 3 aprile 2014 (“Condizioni economiche del servizio di tutela del gas naturale: definizione della componente CCR per l'anno termico 2014-2015, individuazione della fonte delle quotazioni ai fini della determinazione della componente CMEM e modifiche al TIVG) ha conseguentemente definito la quantificazione della CCR per l'a.t. 2014-2015 con una riduzione del valore complessivo precedente di 0,36 cEuro/mc (-11,6%) per il semestre invernale e di 0,29 cEuro/mc (-9,6%) per il semestre estivo².

¹ Clienti domestici e condomini con consumo inferiore ai 200 mila mc/anno.

² Con un potere calorifico di 38,52 MJ/mc, la nuova componente CCR risulta pari a 2,78 cEuro/mc per il semestre invernale e a 2,72 cEuro/mc per il semestre estivo.

La delibera 134/2014/R/Gas del 27 marzo 2014 (“Aggiornamento per il trimestre 1° aprile-30 giugno 2014, delle condizioni economiche di fornitura del gas naturale per il servizio di tutela”) ha stabilito a partire dal 1° aprile 2014 l’aumento da 0,35 cEuro/mc a 1,55 cEuro/mc della componente di gradualità C_{PR} , da applicarsi sul prezzo al cliente finale a copertura del meccanismo per la rinegoziazione dei contratti pluriennali di approvvigionamento.

Il DM 19 febbraio 2014 emanato dal Ministero dello sviluppo economico ha stabilito quantitativi e regole generali per l’allocazione delle capacità di stoccaggio per l’anno contrattuale 2014-2015: 6.950 mil mc sono riservati al servizio di punta stagionale per la modulazione dei consumi civili e 1.610 mil mc per il servizio “uniforme” per industrie e centrali elettriche. La quantità per il servizio di punta da assegnare tramite asta è fissato a 3.474 mil mc (in aumento rispetto ai 2.500 mil mc dello scorso anno). Il DM stabilisce inoltre (art. 1) che una capacità di stoccaggio di 500 mil mc di quella resasi disponibile a seguito della rideterminazione del volume di stoccaggio strategico è assegnata per l’offerta di servizi integrati di rigassificazione, comprensivi dello stoccaggio di gas riservato a clienti industriali. Il DM stabilisce altresì i profili delle prestazioni di erogazione dai siti in modo da garantire la massima prestazione in gennaio e febbraio.

Con **delibera 85/2014/R/Gas del 27 febbraio 2014 (“Disposizioni per il conferimento delle capacità di stoccaggio per l’anno termico dello stoccaggio 2014 – 2015”)** l’Autorità a seguito del Decreto Ministeriale del 19 febbraio di cui sopra, ha disciplinato le modalità di organizzazione delle procedure d’asta per il conferimento di capacità di stoccaggio prevedendo che venga applicato il criterio del prezzo marginale alle prime aste per il servizio di punta e il pay as bid per tutte le altre.

In attuazione delle delibere di autunno e fine anno dell’Autorità (446/2013/R/Gas, 520/2013/R/Gas, 552/2013/R/Gas e 645/2013/R/Gas) il Gestore dei Mercati Energetici a partire dal 4 febbraio 2014 ha **modificato il regolamento del mercato del bilanciamento** con riferimento al nuovo comparto G-1. Tale comparto è finalizzato a consentire al gestore della rete nazionale di attivare il giorno prima (G-1), sulla base del merito economico, diverse risorse flessibili di gas, limitando così le situazioni in cui le risorse di stoccaggio possono essere messe in condizioni critiche. Le nuove regole definiscono più zone nelle quali collocare offerte corrispondenti a una o più risorse flessibili anche in aggiunta a stoccaggio e import quali, per esempio, disponibilità presso i terminali di rigassificazione e linepack.

FATTI DI RILIEVO DEL PERIODO

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

CRITERI DI REDAZIONE

CONTENUTO E FORMA

Il resoconto intermedio di gestione su base consolidata al 31 marzo 2014 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 2013, ai quali si rimanda per completezza di trattazione, con l'eccezione di quanto riportato nel successivo paragrafo "Principi contabili, emendamenti ed interpretazioni efficaci dal 1° gennaio 2014".

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 quali 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.

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

I nuovi IFRS o emendamenti applicabili al Gruppo a partire dal primo gennaio 2014 sono quelli previsti dal cosiddetto 'Pacchetto di Consolidamento', che comprende i principi e gli emendamenti di seguito elencati, omologati dalla Commissione Europea il 29 dicembre 2012:

IFRS 10 – Bilancio consolidato

IFRS 11 – Accordi a controllo congiunto

IFRS 12 – Informativa sulle partecipazioni in altre entità

Amended IAS 27 – Bilancio separato

Amended IAS 28 – Partecipazioni in società collegate e joint venture

Le principali novità introdotte dai principi in questione sono le seguenti:

- i. il principio IFRS 10 – Bilancio Consolidato sostituisce il SIC-12 Consolidamento – Società a destinazione specifica (società veicolo) e parti dello IAS 27 – Bilancio consolidato e separato. Il nuovo principio muove dai principi esistenti, individuando nel concetto di controllo il fattore determinante ai fini del consolidamento di una società nel bilancio consolidato della controllante. Il controllo si manifesta se e solo se l'investitore ha contemporaneamente: a) il potere di dirigere le attività rilevanti della partecipata, attraverso diritti di voto e/o accordi contrattuali; b)

- l'esposizione ai futuri rendimenti della partecipata (dividendi, benefici di natura fiscale,...); c) la capacità di utilizzare il potere sulla società partecipata per influire sui rendimenti della stessa.
- ii. il principio IFRS 11 – Accordi a controllo congiunto stabilisce che due o più parti detengono il controllo in via congiunta se le decisioni riguardanti le attività rilevanti richiedono il consenso unanime delle parti.

Gli accordi a controllo congiunto si distinguono in 2 tipologie:

- una Joint venture (JV) è un accordo nel quale le parti vantano diritti sulle attività nette dell'accordo. Le joint ventures sono valutate con il metodo del patrimonio netto;
- una Joint Operation (JO) è un accordo in base al quale i soci non si limitano esclusivamente a partecipare al risultato netto della società, ma esercitano diritti sulle sue attività e hanno obbligazioni per le sue passività. In questo caso si procede al consolidamento integrale delle attività/ricavi su cui il socio esercita tali diritti e delle passività/costi di cui il socio si assume gli obblighi.

A seguito dell'emanazione del principio, lo IAS 28 – Partecipazioni in imprese collegate è stato emendato per comprendere nel suo ambito di applicazione, dalla data di efficacia del principio, anche le partecipazioni in imprese a controllo congiunto.

- iii. il principio IFRS 12 – Informazioni aggiuntive su partecipazioni in altre imprese un nuovo principio che esplicita le informazioni aggiuntive da fornire su ogni tipologia di partecipazione, ivi incluse quelle su imprese controllate, accordi a controllo congiunto, collegate, società a destinazione specifica ed altre società veicolo non consolidate.

I principali effetti per Iren derivano dall'applicazione dell'IFRS 11. Il principio, infatti, non consente più il mantenimento del consolidamento proporzionale per le Joint Venture applicato dal Gruppo fino al 31 dicembre 2013. La conseguenza di quanto esposto si manifesta attraverso l'uscita dal perimetro di consolidamento delle società: Olt, SAP, AES ed Iren Rinnovabili che vengono contabilizzate con il metodo del Patrimonio Netto.

L'applicazione dell'IFRS 11 non produce effetti sul risultato economico netto, né sul patrimonio netto esposti nei prospetti contabili consolidati. Dagli stessi vengono a mancare, oltre al contributo dell'Ebitda delle società uscite dal perimetro di consolidamento per un importo pari a circa 20 milioni di euro sul primo trimestre 2013, l'indebitamento netto pari a circa 520 milioni di euro al 31 dicembre 2013.

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

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

Per le ragioni sopra esposte i commenti sull'andamento patrimoniale, economico e finanziario del Gruppo Iren relativi al primo trimestre 2014, fanno riferimento a tali prospetti rideterminati.

VARIAZIONE AREA DI CONSOLIDAMENTO RISPETTO AL 31 DICEMBRE 2013

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

Si fa riferimento a quanto indicato nel paragrafo "Principi contabili, emendamenti ed interpretazioni efficaci dal 1° gennaio 2014".

RISK MANAGEMENT

La gestione dei rischi aziendali rappresenta una componente essenziale del Sistema di Controllo Interno della corporate governance di una Società quotata e il Codice di Autodisciplina di Borsa Italiana attribuisce su tale aspetto specifiche responsabilità. Il modello di Enterprise Risk Management operativo nell'ambito del Gruppo contiene l'approccio metodologico alla identificazione, valutazione e gestione integrata dei rischi del Gruppo.

Per ciascuna delle seguenti tipologie di rischio:

- rischi finanziari (tasso di interesse, tasso di cambio, spread);
- rischi di credito;
- rischi energetici, riconducibili a mercati energetici e/o finanziari quali variabili di mercato o scelte di pricing;
- rischi operativi, riconducibili alla proprietà degli asset, all'esercizio dell'attività industriale, ai processi, alle procedure ed ai flussi informativi

sono state definite specifiche "policy", con l'obiettivo primario di esplicitare le linee guida strategiche, i principi organizzativo/gestionali, i macro processi e le tecniche necessarie alla gestione attiva dei relativi rischi. Il modello di Enterprise Risk Management del Gruppo disciplina, inoltre, il ruolo dei vari soggetti coinvolti nel processo di gestione dei rischi, che fa capo al Consiglio di Amministrazione, e prevede specifiche Commissioni per la gestione di ciascuna tipologia di rischio.

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

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

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

È inoltre attivo un processo di valutazione periodica della sinistrosità nei diversi settori e su tutte le aree del Gruppo al fine di circoscriverne le cause e rendere operative le più idonee azioni di trattamento per prevenire e/o contenere gli impatti dei sinistri.

Di seguito si riporta, per le diverse tipologie di rischio, un dettaglio delle modalità di gestione attive nell'ambito del Gruppo.

1. RISCHI FINANZIARI

L'attività del Gruppo Iren è esposta a diverse tipologie di rischi finanziari, in particolare i rischi di liquidità, di cambio e di variazione nei tassi di interesse.

a) Rischio di liquidità

La gestione del rischio di liquidità ha la funzione di garantire l'adeguatezza delle risorse finanziarie dell'azienda rispetto 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. L'assetto organizzativo prevede 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; tale gestione consente di allocare i fondi disponibili a livello di Gruppo secondo le necessità che di volta in volta si manifestano nelle 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.

Alcune 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.

La situazione finanziaria attuale e prospettica e la disponibilità di adeguati affidamenti bancari sono costantemente monitorate.

Attraverso i rapporti che IREN intrattiene con i principali Istituti di Credito Italiani e Internazionali vengono ricercate le forme di finanziamento più adatte alle proprie esigenze e le migliori condizioni di mercato.

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

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

b) Rischio di cambio

Nell'ambito del Gruppo, il rischio di cambio è legato all'acquisto di commodity energetiche. Si rimanda per la specifica trattazione al successivo paragrafo "Rischio Energetico".

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 finalizzata a limitare l'esposizione al rischio di crescita del tasso di interesse, mantenendo al contempo un costo della provvista contenuto.

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

Nell'ambito della Commissione preposta alla gestione del Financial Risk, si verifica il rispetto dei limiti imposti dalla policy per quanto riguarda le principali metriche e si analizzano la situazione di mercato, l'andamento dei tassi di interesse, il valore delle coperture stipulate e la rispondenza alle condizioni imposte dai covenant.

2. RISCHIO DI CREDITO

Il rischio di credito del Gruppo è legato essenzialmente all'ammontare dei crediti commerciali derivanti dalla vendita di energia elettrica, teleriscaldamento, gas e all'erogazione dei servizi idrico ed ambientale. I crediti non presentano una particolare concentrazione, essendo suddivisi su un largo numero di controparti, appartenenti a categorie di clienti eterogenee (clientela retail, business, enti pubblici).

Il Gruppo, nello svolgimento della propria attività, è esposto al rischio che i crediti possano non essere onorati alla scadenza con conseguente aumento dell'anzianità e dell'insolvibilità sino all'aumento dei crediti sottoposti a procedure concorsuali o inesigibili. Tale rischio risente della situazione economico-finanziaria congiunturale non favorevole.

Per limitare l'esposizione al rischio di credito, la cui gestione operativa è demandata alle singole funzioni territoriali, sono stati introdotti e individuati strumenti, tra i quali l'analisi di solvibilità dei Clienti in fase di acquisizione attraverso un'accurata valutazione del merito creditizio, l'affidamento dei crediti di Clienti cessati e/o attivi a società di recupero crediti esterne e l'introduzione di nuove modalità di recupero per la gestione del contenzioso legale.

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

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 alcune tipologie di servizio (settore 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 addebito sul conto corrente.

Le condizioni di pagamento generalmente applicate alla clientela sono riconducibili alla normativa o ai regolamenti vigenti o in linea con gli standard del mercato libero; in caso di mancato pagamento, è prevista l'applicazione di interessi di mora nella misura indicata nei contratti o dalla normativa.

Gli accantonamenti ai fondi svalutazione crediti riflettono, in maniera accurata, i rischi di credito effettivi attraverso valutazioni basate sull'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 e alla determinazione del tasso medio di morosità.

A seguito del perdurare della situazione economica non favorevole, è stato migliorato il controllo sui rischi di credito attraverso il rafforzamento delle procedure di monitoraggio e reportistica sia a livello di Gruppo sia nell'ambito delle Società controllate, al fine di individuare in modo tempestivo possibili contromisure.

Inoltre, su base trimestrale la Direzione Risk Management si occupa di raccogliere ed integrare i principali dati sui crediti commerciali erogati dalle società del Gruppo, in termini di clientela, filiera di business e fascia di ageing. Si presta particolare attenzione alla clientela che presenta la maggior quota di credito scaduto, sia per le singole Società di primo livello sia per il Gruppo nel suo complesso. Alcune delle suddette valutazioni sono effettuate a intervalli inferiori al trimestre o su specifica esigenza.

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

3. RISCHIO ENERGETICO

Il rischio energetico è riconducibile ai fattori legati ai mercati energetici e/o finanziari che hanno un impatto diretto sulla variabilità dei risultati economici e finanziari del Gruppo. Alcuni di questi fattori sono di natura esogena, cioè riconducibili al prezzo dei combustibili e ai ricavi di vendita dell'energia, mentre altri hanno natura endogena e derivano dalle strutture di pricing adottate.

Tra i fattori di rischio di maggior impatto per il Gruppo, rilevano:

- il rischio di cambio, implicito nelle scelte di pricing e di approvvigionamento, caratterizzato da una forte stagionalità dell'esposizione, dovuta alla presenza di differenti lag temporali tra gli indici a cui sono legati i contratti di approvvigionamento e i contratti di vendita;
- il rischio di prezzo delle commodity petrolifere e del gas naturale, legati alle scelte di approvvigionamento;
- il rischio di prezzo legato al Mercato Elettrico italiano, che in relazione dell'esposizione del Gruppo Iren, assume elevata rilevanza per la volatilità che caratterizza tale Mercato e gli impatti che questa può avere sui risultati aziendali.

Nell'ambito del Gruppo la valutazione dell'impatto di ciascun fattore di rischio sui risultati aziendali avviene tramite analisi stocastiche parametriche in base alla volatilità; l'aggregazione dei risultati dà luogo alla valutazione complessiva del rischio in esame. La policy Energy Risk fissa dei limiti quantitativi al valore a rischio del portafoglio; in caso di superamento di tali limiti, il rischio è gestito mediante specifiche operazioni di copertura.

Nel corso delle Commissioni Energy Risk, si verifica inoltre l'andamento delle principali metriche di rischio, si analizzano la situazione di mercato, i volumi di vendita, l'esposizione ai rischi legati al tasso di cambio e ai prezzi delle materie prime energetiche e l'andamento delle coperture stipulate.

4. RISCHI OPERATIVI

Rientrano in questa categoria tutti i rischi che, in aggiunta a quelli già evidenziati nei paragrafi precedenti, possono impattare sul conseguimento degli obiettivi, relativi all'efficacia e all'efficienza delle operazioni aziendali, ai livelli di performance, di redditività e di protezione delle risorse da eventuali perdite.

Il modello di Enterprise Risk Management del Gruppo ha come obiettivo la gestione integrata e sinergica dei rischi.

Il processo di gestione dei rischi di Gruppo prevede che, per ciascuna filiera di business e ambito operativo, si analizzino le attività svolte e si identifichino i principali fattori di rischio connessi al raggiungimento degli obiettivi. In seguito all'attività di individuazione, i rischi sono valutati quali-quantitativamente (in termini di magnitudo e probabilità di accadimento), consentendo così l'identificazione dei rischi più rilevanti; l'analisi prevede altresì una valutazione del livello di controllo attuale e prospettico del rischio, monitorato mediante specifici key risk indicator.

Le fasi di cui sopra consentono di strutturare piani di trattamento specifici per ciascun fattore di rischio.

Lungo tutte le fasi di gestione, ciascun rischio è sottoposto su base continuativa a un processo di controllo e monitoraggio, durante il quale si verifica la corretta ed efficace messa in atto delle attività di trattamento approvate e pianificate e l'insorgenza di eventuali nuovi rischi operativi. Al processo di gestione dei rischi operativi è associato un sistema organico e strutturato di reportistica per la rappresentazione dei risultati dell'attività di misura e di gestione dei rischi.

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

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

La reportistica sul rischio è trasmessa al top management e ai risk owner, che sono coinvolti nelle attività di gestione.

L'analisi di rischio supporta altresì la redazione degli strumenti di pianificazione.

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

a. Rischi normativi e regolatori

Il quadro normativo e regolatorio è soggetto a possibili variazioni nel tempo, costituendo pertanto una potenziale fonte di rischio. In merito esistono strutture interne al Gruppo IREN, dedicate al continuo monitoraggio della legislazione di riferimento al fine di valutarne le implicazioni e garantirne la corretta applicazione.

b. Rischi strategici

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

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

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

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

c. Rischio impianti

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

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

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

d. Rischi informatici

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

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

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

SITUAZIONE ECONOMICA, PATRIMONIALE E FINANZIARIA DEL GRUPPO IREN

Nel seguito sono presentati lo schema di conto economico, quello patrimoniale ed il rendiconto finanziario del Gruppo IREN, a cui si riferiscono i commenti relativi all'andamento gestionale. Per le ragioni in precedenza esposte, i commenti sull'andamento del Gruppo Iren relativi al primo trimestre 2014, fanno riferimento ai prospetti rideterminati.

Situazione economica

CONTO ECONOMICO RIDETERMINATO CONSOLIDATO GRUPPO IREN PRIMI TRE MESI DEL 2014

migliaia di euro

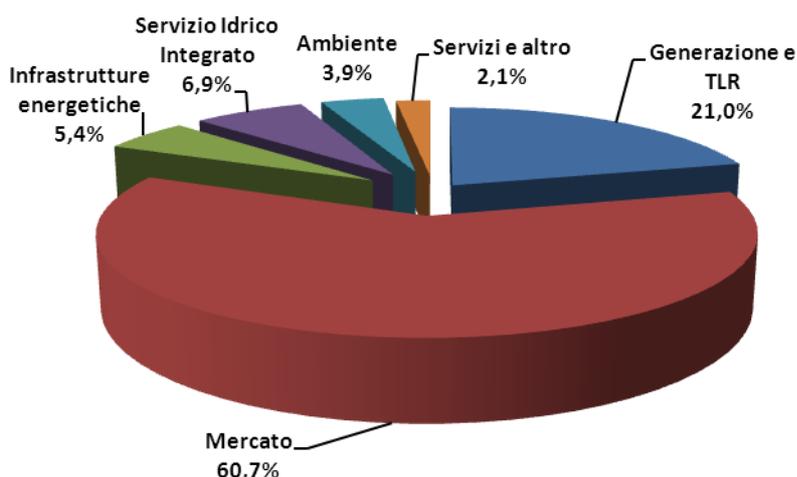
	Primi tre mesi 2014 rideterminato	Primi tre mesi 2013 rideterminato	Var. %
Ricavi			
Ricavi per beni e servizi	837.486	1.044.781	(19,8)
Variazione dei lavori in corso	471	(415)	(*)
Altri proventi	65.176	61.271	6,4
Totale ricavi	903.133	1.105.637	(18,3)
Costi operativi			
Costi materie prime sussidiarie di consumo e merci	(433.627)	(544.696)	(20,4)
Prestazioni di servizi e godimento beni di terzi	(181.429)	(241.246)	(24,8)
Oneri diversi di gestione	(17.828)	(14.126)	26,2
Costi per lavori interni capitalizzati	4.482	5.208	(13,9)
Costo del personale	(71.460)	(65.057)	9,8
Totale costi operativi	(699.862)	(859.917)	(18,6)
Margine Operativo Lordo (EBITDA)	203.271	245.720	(17,3)
Ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni			
Ammortamenti	(57.176)	(50.254)	13,8
Accantonamenti e svalutazioni	(17.361)	(19.533)	(11,1)
Totale ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni	(74.537)	(69.787)	6,8
Risultato Operativo (EBIT)	128.734	175.933	(26,8)
Gestione finanziaria			
Proventi finanziari	6.749	7.752	(12,9)
Oneri finanziari	(32.463)	(32.972)	(1,5)
Totale gestione finanziaria	(25.714)	(25.220)	2,0
Risultato di collegate contabilizzate con il metodo del patrimonio netto	(2.804)	(320)	(*)
Rettifica di valore di partecipazioni	-	-	-
Risultato prima delle imposte	100.216	150.393	(33,4)
Imposte sul reddito	(45.406)	(64.964)	(30,1)
Risultato netto delle attività in continuità	54.810	85.429	(35,8)
Risultato netto da attività operative cessate	-	-	-
Risultato netto del periodo	54.810	85.429	(35,8)
attribuibile a:			
- Utile (perdita) di pertinenza del Gruppo	51.321	82.714	(38,0)
- Utile (perdita) di pertinenza di terzi	3.489	2.715	28,5

(*) Variazione superiore al 100%

Ricavi

Nel corso del primo trimestre 2014 il Gruppo Iren ha conseguito ricavi per 903 milioni di euro in diminuzione del 18,3% rispetto ai 1.106 milioni di euro del primo trimestre 2013. La flessione dei ricavi è riconducibile in primo luogo ad una stagione termica particolarmente mite che ha fortemente inciso sui volumi di vendita dei settori gas (-307 Mmc pari al -25%) e calore (-263 GWh termici di calore distribuito, -17%). La perdurante situazione di overcapacity della produzione termoelettrica, correlata ad una riduzione della domanda di energia elettrica (-3,7% su base nazionale rispetto al primo trimestre 2013) oltre che ad un incremento delle produzioni da fonti rinnovabili ha comportato una riduzione dei prezzi (PUN in riduzione di circa il 18%) e della marginalità. Tale dinamica combinata con una riduzione dei volumi di energia elettrica venduta ha comportato una riduzione dei ricavi anche nel settore vendita energia elettrica.

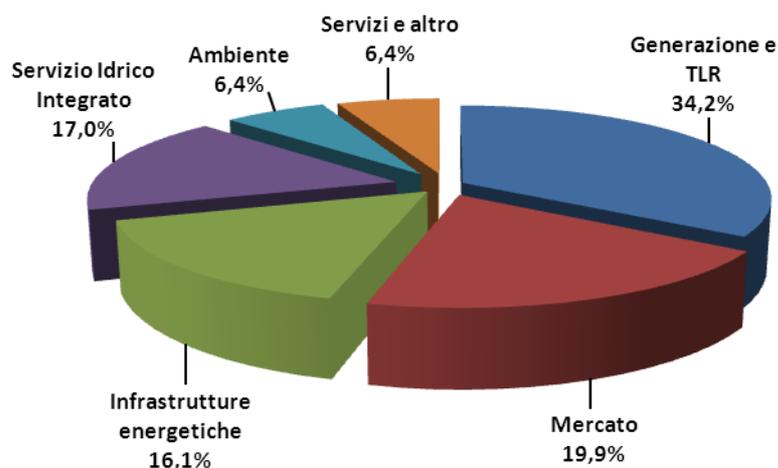
COMPOSIZIONE RICAVI



Margine Operativo Lordo

Il margine operativo lordo (Ebitda) ammonta a 203 milioni di euro in contrazione del -17,3% rispetto ai 246 milioni di euro del primo trimestre 2013. Tale riduzione di marginalità è riconducibile alla filiera energetica ed a fattori regolatori: revisione da parte dell'AEEGSI della tariffa di vendita del gas (delibera n. 196/13 e conseguente rideterminazione della tariffa di teleriscaldamento), cessazione di incentivi sulla produzione cogenerazione di calore (certificati verdi teleriscaldamento) oltre che un andamento climatico straordinariamente mite. La dinamica delle temperature in particolare ha determinato una riduzione delle vendite di gas pari circa al -26% e dell'energia termica pari al -17%. Il primo trimestre oltre a come sopra descritto si è caratterizzato per una riduzione straordinaria dei prezzi e della marginalità sulla produzione di energia elettrica. Tali fattori negativi sono stati parzialmente compensati da una maggiore produzione idroelettrica (+85 GWh pari al 54% contro una media nazionale di +33,7%) e da un maggior contributo del mercato del dispacciamento (MSD). In flessione risulta essere anche il settore delle infrastrutture energetiche (reti energia elettrica e reti gas) per effetto del venir meno di sopravvenienze attive che avevano caratterizzato il primo trimestre 2013. In crescita il settore dell'Ambiente ed il Sistema Idrico Integrato. Nel periodo è stata inoltre realizzata una plusvalenza, seconda tranche, relativa alla cessione di quote del fondo immobiliare costituito nell'esercizio 2012.

COMPOSIZIONE EBITDA



Risultato operativo

Il risultato operativo (Ebit) è pari a 129 milioni di euro in flessione del -26,8% rispetto ai 176 milioni di euro del primo trimestre 2013. Il risultato riflette sostanzialmente la dinamica del margine operativo lordo, anche se si registra un incremento degli ammortamenti per -6,9 milioni di euro e di altri accantonamenti per -2,1 milioni di euro in parte compensati da un effetto positivo delle svalutazioni per +4,2 milioni di euro correlati alla svalutazioni dei diritti di emissione ETS registrati nel 2013 e non ripetibili nel 2014.

Oneri e Proventi finanziari

Gli oneri e proventi finanziari esprimono un saldo negativo per 26 milioni di euro. In particolare gli oneri finanziari ammontano a 32 milioni, sostanzialmente invariati rispetto allo stesso periodo del 2013. I proventi finanziari ammontano a circa 7 milioni di euro (-12,9%).

Risultato di collegate contabilizzate con il metodo del patrimonio netto

Il risultato di società collegate contabilizzate con il metodo del patrimonio netto è negativo per circa 3 milioni di euro, in riduzione rispetto al corrispondente periodo del 2013, principalmente a causa della perdita di Olt, parzialmente compensata dagli utili di Amiat.

Rettifica di valore di partecipazioni

Non presente nel primo trimestre 2014.

Risultato prima delle imposte

Per effetto delle dinamiche sopra indicate il risultato consolidato prima delle imposte ha raggiunto 100 milioni di euro, in diminuzione del 33,4% rispetto ai 150 milioni di euro dei primi tre mesi 2013.

Imposte sul reddito

Le imposte sul reddito dei primi tre mesi 2014 sono pari a 45 milioni, con un incremento del 30,1% rispetto allo stesso periodo del 2013. Il Tax rate nominale è del 45,0% e rappresenta, ad oggi, una stima prudenziale dell'incidenza del costo per imposte dell'anno 2014.

Risultato netto del periodo

Il risultato netto è positivo per 55 milioni di euro, in diminuzione del 35,8% rispetto allo stesso periodo del 2013.

Analisi per settori di attività

Il Gruppo Iren opera nei seguenti settori di attività:

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

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

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

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

Nel seguito sono presentate le principali grandezze economiche con i relativi commenti suddivisi per settore di attività raffrontate ai dati dei primi tre mesi del 2013 rideterminati al fine di tener conto del deconsolidamento delle attività relative alle società OLT, SAP, Iren Rinnovabili e del nuovo assetto, post scissione, che avrà la gestione delle attività gestite da AES Torino (consolidamento integrale della distribuzione di teleriscaldamento e deconsolidamento delle attività di distribuzione gas).

Generazione e Teleriscaldamento

I ricavi di periodo ammontano a 302 milioni di euro in diminuzione del -10,8% rispetto ai 338 milioni di euro del primo trimestre 2013.

		Primi 3 mesi 2014 rideterminato	Primi 3 mesi 2013 rideterminato	Δ %
Ricavi	€/mil.	302	338	-10,8%
Margine operativo lordo (Ebitda)	€/mil.	69	100	-30,2%
<i>Ebitda Margin</i>		23,0%	29,4%	
Risultato Operativo (Ebit)	€/mil.	42	73	-42,3%
Investimenti	€/mil.	5	5	8,0%
Energia elettrica prodotta	GWh	2.258	2.278	-0,9%
<i>da fonte idroelettrica</i>	GWh	245	156	56,7%
<i>da fonte cogenerativa</i>	GWh	1.721	2.122	-18,9%
<i>da fonte termoelettrica</i>	GWh	292	0	(*)
Calore prodotto	GWh _t	1.256	1.526	-17,7%
<i>da fonte cogenerativa</i>	GWh _t	1.119	1.291	-13,3%
<i>da fonte non cogenerativa</i>	GWh _t	137	235	-41,7%
Volumetrie teleriscaldate	Mmc	79	77	3,1%

Al 31 marzo 2014 l'energia elettrica prodotta è stata pari a 2.258 GWh in diminuzione del -0,9% rispetto ai 2.278 GWh dell'esercizio 2013, per effetto sia della minore produzione in assetto cogenerativo quasi interamente compensata dalla produzione termoelettrica dell'impianto di Turbigio, sia della maggior produzione idroelettrica +56,7%.

In particolare la produzione termoelettrica è stata pari a 2.013 GWh, di cui 1.721 GWh da fonte cogenerativa, in flessione del -18,9% rispetto ai 2.122 del 2013, e di 292 GWh da fonte termoelettrica in senso stretto, grazie all'apporto dell'impianto di Turbigio entrato nel perimetro di gruppo a partire dall'ultimo bimestre 2013.

La produzione idroelettrica è stata pari a 245 GWh in aumento del +56,7% rispetto ai 156 GWh del 2013 per effetto della maggior produzione di Pont Ventoux e in particolare grazie alla produzione del Nucleo ex-Edipower di Tuscano entrato nel perimetro di gruppo soltanto a partire dall'ultimo bimestre 2013.

La produzione di calore di periodo è stata pari a 1.256 GWh_t in diminuzione del -17,7% rispetto ai 1.526 GWh_t del 2013, per effetto principalmente di una stagione termica particolarmente mite (-16% gradi giorno nell'area torinese, -22% nell'area genovese e -25% nell'area emiliana).

La volumetria teleriscaldata è pari a circa 79 milioni di metri cubi, di cui 56 milioni su Torino, facendone la città più teleriscaldata d'Italia, 3 milioni di metri cubi su Genova e oltre 19 milioni di metri cubi nelle città di Reggio Emilia, Parma e Piacenza. La quota di calore cogenerato è pari al 89%, in aumento rispetto al 85% del 2013, grazie all'utilizzo degli accumulatori che hanno così consentito di ottimizzare la produzione in assetto cogenerativo.

Il margine operativo lordo (Ebitda) è stato pari a 69 milioni di euro, in flessione del 30,2% rispetto ai 100 milioni di euro dell'esercizio 2013.

La flessione del margine operativo lordo è stata influenzata in modo negativo da diversi fattori a partire dalla stagione termica, particolarmente mite, che ha fortemente penalizzato la produzione di calore e i correlati certificati energetici. Inoltre il perdurare dello stato di crisi economica non solo ha ridotto i consumi di energia elettrica e di conseguenza anche la produzione stessa ma ha eroso la marginalità unitaria della produzione elettrica. A parziale compensazione di detti effetti, si registra l'impatto positivo dell'impianto di Tuscano, entrato nel perimetro del gruppo dall'ultimo bimestre 2013.

Il risultato operativo del settore Generazione e Teleriscaldamento ammonta a 42 milioni di euro ed è in flessione del -42,3% rispetto ai 73 milioni di euro del 2013. Oltre alla contrazione registrata sul margine operativo lordo, il risultato operativo risente dei maggiori ammortamenti connessi agli impianti del Nucleo idroelettrico di Tuscano e alla centrale di Turbigo parzialmente compensati dai minori accantonamenti.

Gli investimenti tecnici realizzati nel corso del primo trimestre sono pari a 5 milioni di euro e riguardano principalmente il settore della cogenerazione e le reti di teleriscaldamento.

Mercato

Il volume d'affari dell'area mercato ammonta a 873 milioni di euro in diminuzione del -21,0% rispetto ai 1.105 milioni di euro del primo trimestre 2013. Il margine operativo lordo (Ebitda) pari a 40 milioni di euro è in calo del -39,1% rispetto ai 67 milioni del corrispondente periodo del 2013.

		Primi 3 mesi 2014 rideterminato	Primi 3 mesi 2013 rideterminato	Δ %
Ricavi	€/mil.	873	1.105	-21,0%
Margine operativo lordo (Ebitda)	€/mil.	40	67	-39,1%
<i>Ebitda Margin</i>		4,6%	6,0%	
	<i>da Energia Elettrica</i> €/mil.	8	6	47,4%
	<i>da Gas</i> €/mil.	30	56	-46,2%
	<i>da Calore</i> €/mil.	2	5	-58,9%
Risultato Operativo (Ebit)	€/mil.	29	56	-48,2%
Investimenti		2	2	35,4%
Energia Elettrica Venduta	GWh	3.387	3.648	-7,1%
Energia Elettrica Venduta al netto Compravendita in Borsa	GWh	3.030	3.352	-9,6%
Gas Acquistato	Mmc	901	1.208	-25,4%
	<i>Gas commercializzato dal Gruppo</i> Mmc	444	673	-34,0%
	<i>Gas destinato ad usi interni</i> Mmc	457	535	-14,6%

Commercializzazione Energia Elettrica

I volumi di energia elettrica complessivamente venduti nel corso del primo trimestre 2014 sono pari a 3.387 GWh con una riduzione del -7,1% rispetto ai 3.648 GWh del primo trimestre 2013.

Mercato libero e borsa:

I volumi venduti a clienti finali e grossisti sono pari a 1.514 GWh in calo del -4,4% rispetto ai 1.583 GWh del primo trimestre 2013 mentre i volumi impiegati sulla borsa al lordo dell'energia compravenduta in borsa ammontano a 1.670 in diminuzione del -9,5% rispetto ai 1.833 GWh del corrispondente periodo 2013.

Nel primo trimestre 2014 le disponibilità interne al Gruppo Iren sono influenzate dal break up di Edipower avvenuto a fine ottobre e dal passaggio degli impianti di Tuscano (idroelettrico) e Turbigo (termoelettrico) sotto la proprietà di Iren Energia; i volumi di produzione interni al gruppo ammontano dunque a 2.308 GWh contro i 2.274 GWh del 2013 a cui si sommano i volumi provenienti dal tolling di

E dipower nei primi tre mesi del 2013 pari a 303 GWh. Alle disponibilità interne si aggiungono la borsa (al lordo dell'energia compravenduta) per 477 GWh contro i 422 GWh del 2013 ed i grossisti per 513 GWh contro 542 GWh del 2013. La parte residuale dei volumi commercializzati si riferisce principalmente alle operazioni infragruppo ed alle perdite di distribuzione.

Mercato ex-vincolato:

I clienti complessivamente gestiti in regime di maggior tutela da Iren Mercato nel 2014 sono pari a circa 323.000. I volumi complessivamente venduti ammontano 204 GWh in calo rispetto allo scorso anno (242 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.

Commercializzazione Gas Naturale

I volumi complessivi di gas naturale approvvigionati dalla caposettore Mercato nel primo trimestre 2014 sono stati pari a circa 901 M mc (circa 1.208 Mmc nel corrispondente periodo 2013), di cui circa 444 Mmc sono stati commercializzati a clienti esterni al gruppo (673 Mmc nel primo trimestre 2013), 457 Mmc sono stati impiegati all'interno del Gruppo IREN sia per la produzione di energia elettrica sia per la fornitura di servizi calore (488 Mmc nel primo trimestre 2013). Il delta del 2013 rappresenta la quota impiegata per la produzione di energia elettrica afferente al tolling Edipower terminato ad ottobre 2013.

Sviluppo mercato retail

L'incremento della pressione competitiva sui territori di riferimento di Iren Mercato prosegue con maggiore intensità anche nel 2014.

A fronte infatti di acquisizioni in linea con le previsioni per circa 23.900 clienti il mercato retail elettrico ha perso circa 32.000 clienti mantenendosi tuttavia ancora più alto rispetto alla situazione ante liberalizzazione che vedeva una base clienti pari a 670.000 verso gli attuali 708.000. Per quanto riguarda il mercato gas si rileva rispetto al 31/12/2013 una perdita di circa 24.000 clienti a fronte di acquisizioni in linea con le previsioni per circa 13.000.

Ciò evidenzia, insieme alla situazione sul mercato elettrico, che gli investimenti previsti e consuntivati sulle acquisizioni clienti non sono stati sufficienti a sostenere l'incremento della spinta competitiva.

Per contrastare l'accesa dinamica competitiva anche nel 2014 proseguono iniziative volte al mantenimento e allo sviluppo della propria clientela retail, andando a consolidare i rapporti con i soggetti esterni di acquisizione clienti (tipicamente, agenzie porta a porta e teleseller).

Contemporaneamente si sono sperimentate nuove attività attraverso canali innovativi (in primis il canale web, con attivazione della chat con operatori commerciali), al fine di valorizzare tutti i contatti provenienti dai canali non tradizionali.

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.

Nel 2014 la volumetria teleriscaldata sul territorio piemontese è pari a oltre 56 milioni di metri cubi, per la parte emiliana la volumetria teleriscaldata è di circa 19 milioni di mc e per la parte genovese è di circa 3 milioni di mc.

Infrastrutture energetiche

Al 31 marzo 2014 il settore di attività Infrastrutture Energetiche, che comprende i business della distribuzione gas ed energia elettrica, ha registrato ricavi per 77 milioni di euro, in lieve calo rispetto ai 79 milioni di euro del corrispondente periodo 2013.

Il margine operativo lordo (Ebitda) è stato pari a 33 milioni di euro in diminuzione del -14,2% rispetto ai 38 milioni di euro registrati nel corso del primo trimestre 2013.

Il risultato operativo netto (Ebit) è stato pari a 22 milioni di euro in calo del -20,1% rispetto ai 28 milioni di euro dei primi tre mesi del 2013.

Di seguito vengono espone le principali dinamiche dei settori interessati.

		Primi 3 mesi 2014 rideterminato	Primi 3 mesi 2013 rideterminato	Δ %
Ricavi	€/mil.	77	79	-2,0%
Margine operativo lordo (Ebitda)	€/mil.	33	38	-14,1%
<i>Ebitda Margin</i>		42,5%	48,6%	
	<i>da Reti Elettriche</i>	€/mil. 16	20	-18,8%
	<i>da Reti Gas</i>	€/mil. 16	18	-9,4%
Risultato Operativo (Ebit)	€/mil.	22	28	-20,1%
Investimenti	€/mil.	13	8	59,0%
	<i>in Reti Elettriche</i>	€/mil. 6	4	58,2%
	<i>in Reti Gas</i>	€/mil. 8	5	59,7%
Energia elettrica distribuita	GWh	996	1.067	-6,6%
Gas distribuito	Mmc	548	672	-18,4%

Reti Distribuzione Energia elettrica

Il margine operativo lordo è stato pari a 16 milioni di euro, in diminuzione del -18,8% rispetto ai 20 milioni di euro del 2013. La flessione è riconducibile principalmente al saldo negativo delle sopravvenienze (chiusura stime anni precedenti debiti verso CCSE e chiusura componenti tariffarie pregresse relative agli anni 2007-2012 area Parma) e al minor margine di contribuzione principalmente connesso a minori contributi di allacciamento.

Nel corso del 1° trimestre sono stati effettuati investimenti per circa 6 milioni di euro (di cui circa 5 milioni di euro relativi alle reti elettriche di Torino e 1 milione di euro relativi alle reti elettriche di Parma), prevalentemente inerenti ai nuovi allacciamenti, alla costruzione di nuove cabine BT/MT e linee BT/MT.

Reti Distribuzione Gas

Il margine operativo lordo della distribuzione reti gas ammonta a 16 milioni di euro; in contrazione del -9,4% rispetto ai 18 milioni di euro del corrispondente periodo 2013. Il decremento registrato è da attribuire ad una flessione del vincolo dei ricavi di vettoriamento e a minor ricavi per gli incentivi sicurezza erogati nel 1° trimestre 2013 dall'AEEGSI e ad oggi non ancora definibili con certezza.

Gli investimenti di periodo realizzati ammontano a 8 milioni di euro e riguardano quanto previsto dalle delibere dell'AEEG, in particolare il piano di risanamento decennale della rete tramite sostituzione delle tubazioni ghisa grigia e le iniziative di sviluppo della rete di distribuzione e degli allacciamenti nei principali ambiti serviti dal Gruppo.

Servizio idrico integrato

Al 31 marzo 2014 il Servizio Idrico Integrato ha registrato ricavi per 99 milioni di euro in aumento del +4,1% rispetto ai 95 milioni di euro del 2013.

L'incremento dei ricavi rispetto al precedente esercizio è riconducibile per +2,5 milioni di euro agli aumenti tariffari e per +1,5 milioni di euro ai costi capitalizzati che, per l'applicazione del principio contabile IFRIC 12, sono contabilizzati alla voce ricavi.

		Primi 3 mesi 2014 rideterminato	Primi 3 mesi 2013 rideterminato	Δ %
Ricavi	€/mil.	99	95	4,1%
Margine operativo lordo (Ebitda)	€/mil.	35	31	12,0%
Ebitda Margin		34,8%	32,4%	
Risultato Operativo (Ebit)	€/mil.	17	13	27,1%
Investimenti	€/mil.	11	9	16,2%
Acqua Venduta	Mmc	37	38	-3,0%

Il margine operativo lordo (Ebitda) ammonta a 35 milioni di euro in aumento del +12% rispetto ai 31 milioni di euro del primo trimestre 2013. L'incremento è da ricondursi agli aumenti tariffari e ai minori costi operativi.

Il risultato operativo (Ebit) ammonta a 17 milioni di euro in crescita del +27,1% rispetto ai 13 milioni del primo trimestre 2013. Il risultato operativo riflette linearmente la dinamica del margine operativo lordo.

Gli investimenti realizzati nel periodo ammontano a 11 milioni di euro e sono relativi alla realizzazione, sviluppo e manutenzione di reti ed impianti della rete di distribuzione, della rete fognaria e dei sistemi di depurazione.

Ambiente

Al 31 marzo 2014 i ricavi del settore ammontano a 56 milioni di euro in aumento rispetto ai 53 milioni di euro del corrispondente periodo 2013.

L'incremento è da attribuire a maggior ricavi energetici per l'avvio del PAI, a maggior ricavi da Tari e contributi Conai per vendita materiali, compensati da minor ricavi per gestione verde e neve.

		Primi 3 mesi 2014 rideterminato	Primi 3 mesi 2013 rideterminato	Δ %
<i>Ricavi</i>	€/mil.	56	53	6,6%
<i>Margine operativo lordo (Ebitda)</i>	€/mil.	13	10	27,5%
<i>Ebitda Margin</i>		23,2%	19,3%	
<i>Risultato Operativo (Ebit)</i>	€/mil.	6	6	6,6%
<i>Investimenti</i>	€/mil.	8	10	-22,4%
Rifiuti trattati	Ton	255.017	226.817	12,4%
<i>Rifiuti urbani</i>	Ton	172.669	160.363	7,7%
<i>Rifiuti speciali</i>	Ton	82.348	66.454	23,9%

Il margine operativo lordo di periodo (Ebitda) ammonta a 13 milioni di euro in incremento del +27,5% rispetto ai 10 milioni di euro del primo trimestre 2013.

Il margine beneficia dell'entrata in funzione del PAI, di minori costi operativi nonché dei maggiori ricavi Tari e vendita materiali recuperati agli enti di filiera.

Il risultato operativo netto (Ebit) ammonta a 6 milioni di euro in aumento del +6,6% rispetto al primo trimestre 2013. La dinamica positiva del margine operativo lordo viene quasi totalmente assorbita dal venir meno dell'effetto positivo del rilascio fondi post-mortem effettuato nel 2013, dall'incremento degli ammortamenti collegati alla diminuzione della capacità residua della discarica di Poiatica e dal maggior accantonamento al fondo svalutazione crediti.

Gli investimenti realizzati di periodo ammontano a 8 milioni di euro e si riferiscono principalmente ai lavori di realizzazione del Polo Ambientale Integrato di Parma, alle attrezzature del servizio di raccolta e all'impianto di trattamento terre da spazzamento e altri impianti.

Servizi e altro

		Primi 3 mesi 2014 rideterminato	Primi 3 mesi 2013 rideterminato	Δ %
Ricavi	€/mil.	32	25	28,5%
Margine operativo lordo (Ebitda)	€/mil.	13	0	(*)
<i>Ebitda Margin</i>		41,0%	1,4%	
Risultato Operativo (Ebit)	€/mil.	12	-1	(*)
Investimenti	€/mil.	3	2	62,7%

(*) Variazione superiore al 100%

Al 31 marzo 2014 i ricavi ammontano a 32 milioni di euro in aumento rispetto ai 25 milioni di euro del corrispondente periodo 2013.

L'incremento è da ricondursi alla plusvalenza generata nel trimestre per la cessione degli immobili al fondo immobiliare. Detta plusvalenza influenza positivamente anche il margine operativo lordo che ammonta a 13 milioni di euro a fronte dei 0,3 milioni di euro del 2013.

Situazione patrimoniale

STATO PATRIMONIALE RIDETERMINATO RICLASSIFICATO GRUPPO IREN AL 31 MARZO 2014

	migliaia di euro		
	31.03.2014	31.12.2013	Var. %
	rideterminato	rideterminato	
Attivo immobilizzato	4.513.257	4.526.592	(0,3)
Altre attività (Passività) non correnti	(141.157)	(135.501)	4,2
Capitale circolante netto	213.343	151.369	40,9
Attività (Passività) per imposte differite	122.368	121.165	1,0
Fondi rischi e Benefici ai dipendenti	(486.182)	(473.695)	2,6
Attività (Passività) destinate a essere cedute	491	995	(50,7)
Capitale investito netto	4.222.120	4.190.925	0,7
Patrimonio netto	2.047.555	1.998.762	2,4
<i>Attività finanziarie a lungo termine</i>	<i>(84.814)</i>	<i>(79.424)</i>	<i>6,8</i>
<i>Indebitamento finanziario a medio e lungo termine</i>	<i>1.995.400</i>	<i>1.853.608</i>	<i>7,6</i>
Indebitamento finanziario netto a medio lungo termine	1.910.586	1.774.184	7,7
<i>Attività finanziarie a breve termine</i>	<i>(604.918)</i>	<i>(454.902)</i>	<i>33,0</i>
<i>Indebitamento finanziario a breve termine</i>	<i>868.897</i>	<i>872.881</i>	<i>(0,5)</i>
Indebitamento finanziario netto a breve termine	263.979	417.979	(36,8)
Indebitamento finanziario netto	2.174.565	2.192.163	(0,8)
Mezzi propri ed indebitamento finanziario netto	4.222.120	4.190.925	0,7

Nel seguito sono commentate le principali dinamiche patrimoniali del periodo chiuso al 31 marzo 2014.

L'attivo immobilizzato risulta sostanzialmente invariato rispetto al 31 dicembre 2013. Per maggiori informazioni sul dettaglio degli investimenti dell'esercizio, si rimanda al paragrafo Analisi per settori di attività.

L'incremento del Capitale Circolante netto da 151 milioni di euro a 213 milioni di euro del 31 marzo 2014 risente della dinamica dei debiti e crediti commerciali e delle poste tributarie. La fiscalità differita risulta sostanzialmente invariata rispetto al 31 dicembre 2013. L'incremento del Patrimonio netto deriva principalmente dall'utile di periodo.

Il rendiconto finanziario, presentato nel seguito, fornisce un dettaglio analitico delle ragioni della movimentazione dei primi tre mesi 2014.

Situazione Finanziaria

RENDICONTO FINANZIARIO RIDETERMINATO DEL GRUPPO IREN PRIMI TRE MESI DEL 2014

	migliaia di euro		
	Primo trimestre 2014 Rideterminato	Primo trimestre 2013 Rideterminato	Var. %
A. Disponibilità liquide iniziali	50.221	26.681	88,2
Flusso finanziario generato dall'attività operativa			
Risultato del periodo	54.810	85.429	(35,8)
Rettifiche per:			
Ammortamenti attività materiali e immateriali	57.176	50.254	13,8
(Plusvalenze) Minusvalenze e altre variazioni patrimoniali	(11.031)	(344)	(*)
Variazione netta TFR e altri benefici ai dipendenti	363	427	(15,0)
Variazione netta fondo rischi e altri oneri	7.203	(3.885)	(*)
Variazione imposte anticipate e differite	(531)	(1.526)	(65,2)
Variazione altre attività/passività non correnti	5.656	841	(*)
Dividendi contabilizzati al netto delle elisioni	(602)	-	(*)
Quota del risultato di collegate	2.804	320	(*)
Svalutazioni (Rivalutazioni) nette di attività	-	4.167	(100,0)
B. Cash flow operativo prima delle variazioni di CCN	115.848	135.683	(14,6)
Variazione rimanenze	44.731	45.630	(2,0)
Variazione crediti commerciali	(85.879)	(191.788)	(55,2)
Variazione crediti tributari e altre attività correnti	(41.989)	(952)	(*)
Variazione debiti commerciali	(54.097)	1.560	(*)
Variazione debiti tributari e altre passività correnti	75.260	72.712	3,5
C. Flusso finanziario derivante da variazioni di CCN	(61.974)	(72.838)	(14,9)
D. Cash flow operativo (B+C)	53.874	62.845	(14,3)
Flusso finanziario da (per) attività di investimento			
Investimenti in attività materiali e immateriali	(43.286)	(36.084)	20,0
Investimenti in attività finanziarie	(25)	-	(*)
Realizzo investimenti e variazione attività destinate ad essere cedute	8.913	3.635	(*)
Dividendi incassati	602	-	(*)
E. Totale flusso finanziario da attività di investimento	(33.796)	(32.449)	4,2
F. Free cash flow (D+E)	20.078	30.396	(33,9)
Flusso finanziario da attività di finanziamento			
Nuovi finanziamenti a lungo termine	150.000	100.000	50,0
Rimborsi di finanziamenti a lungo termine	(17.058)	(14.102)	21,0
Variazione debiti finanziari	2.386	(83.759)	(*)
Variazione crediti finanziari	(49.046)	(20.763)	(*)
G. Totale flusso finanziario da attività di finanziamento	86.282	(18.624)	(*)
H. Flusso monetario del periodo (F+G)	106.360	11.772	(*)
I. Disponibilità liquide finali (A+H)	156.581	38.453	(*)

(*) Variazione superiore al 100%

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

	migliaia di euro		
	Primi tre mesi 2014 rideterminato	Primi tre mesi 2013 rideterminato	Var. %
Free cash flow	20.078	30.396	(33,9)
Variazione fair value strumenti derivati di copertura	(2.480)	12.615	(*)
Variazione posizione finanziaria netta	17.598	43.011	(59,1)

(*) Variazione superiore al 100%

L'indebitamento finanziario netto al 31 marzo 2014 è pari a 2.175 milioni di euro, in diminuzione dello 0,8% rispetto al 31 dicembre 2013.

In particolare il free cash flow, positivo per 20 milioni di euro, deriva dall'effetto congiunto dei seguenti flussi monetari:

- il cash flow operativo è positivo per 54 milioni di euro e si compone per 116 milioni di euro da cash flow operativo prima delle variazioni di capitale circolante netto e negativo per 62 milioni di euro dal flusso finanziario derivante da variazioni di capitale circolante netto;
- il flusso monetario da attività di investimento, negativo per 34 milioni di euro, è generato da investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali per 43 milioni di euro (comprensivi degli investimenti effettuati per la costruzione delle infrastrutture in regime di concessione secondo quanto stabilito dall'IFRIC 12), dalla cessione di attività immobilizzate per 9 milioni di euro e dall'incasso di dividendi per 0,6 milioni di euro.

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

FATTI DI RILIEVO AVVENUTI DOPO LA CHIUSURA

Scissione di AES Torino

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

Secondo l'accordo, che prevede la scissione parziale non proporzionale di AES Torino, il Gruppo IREN sarà beneficiario del ramo d'azienda relativo all'attività di distribuzione di calore da teleriscaldamento e uscirà dalla compagine azionaria di AES Torino, mentre Italgas verrà a detenere l'intero capitale sociale di AES Torino (quale esso risulterà a seguito del completamento della scissione). L'operazione è condizionata dall'ottenimento delle necessarie autorizzazioni (tra cui quella *antitrust*) e terminerà con l'efficacia della scissione prevista per il 1° luglio 2014.

Con il perfezionamento dell'accordo, IREN Energia tornerà a essere direttamente titolare della rete di teleriscaldamento nei Comuni di Torino, Moncalieri e Nichelino, che, con 56 milioni di metri cubi teleriscaldati (pari al 60% circa degli abitanti), è la rete più estesa d'Italia e consoliderà la leadership in Italia nel settore del teleriscaldamento con oltre 78 milioni di metri cubi serviti. L'operazione di scissione di AES Torino rientra tra i casi di esclusione previsti per le operazioni con parti correlate dal Regolamento Consob e dalla Procedura adottata dal Gruppo IREN in materia.

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

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

Il perfezionamento dell'operazione è avvenuto il 9 maggio 2014 ad un prezzo di circa 35,6 milioni di euro.

EVOLUZIONE PREVEDIBILE DELLA GESTIONE

Lo scenario macroeconomico nell'area Euro del primo trimestre 2014 sta confermando le previsioni di una modesta ripresa dell'attività economica. Tuttavia, l'orientamento ancora restrittivo della politica fiscale in molti Stati membri, le condizioni stagnanti del mercato del lavoro e la conseguente bassa dinamica del reddito disponibile determineranno una persistente debolezza dei consumi delle famiglie.

Per il nostro paese gli scenari risultano variabili (l'Ocse prevede una crescita per l'Italia dello 0,5%) in ragione della capacità di prestito del sistema bancario al fine di non interrompere il normale ciclo d'investimento, nonché dall'attuazione o meno delle riforme in itinere conseguenti all'attuale fase politico istituzionale, con particolare riferimento al piano di rimborso alle imprese da parte della pubblica amministrazione.

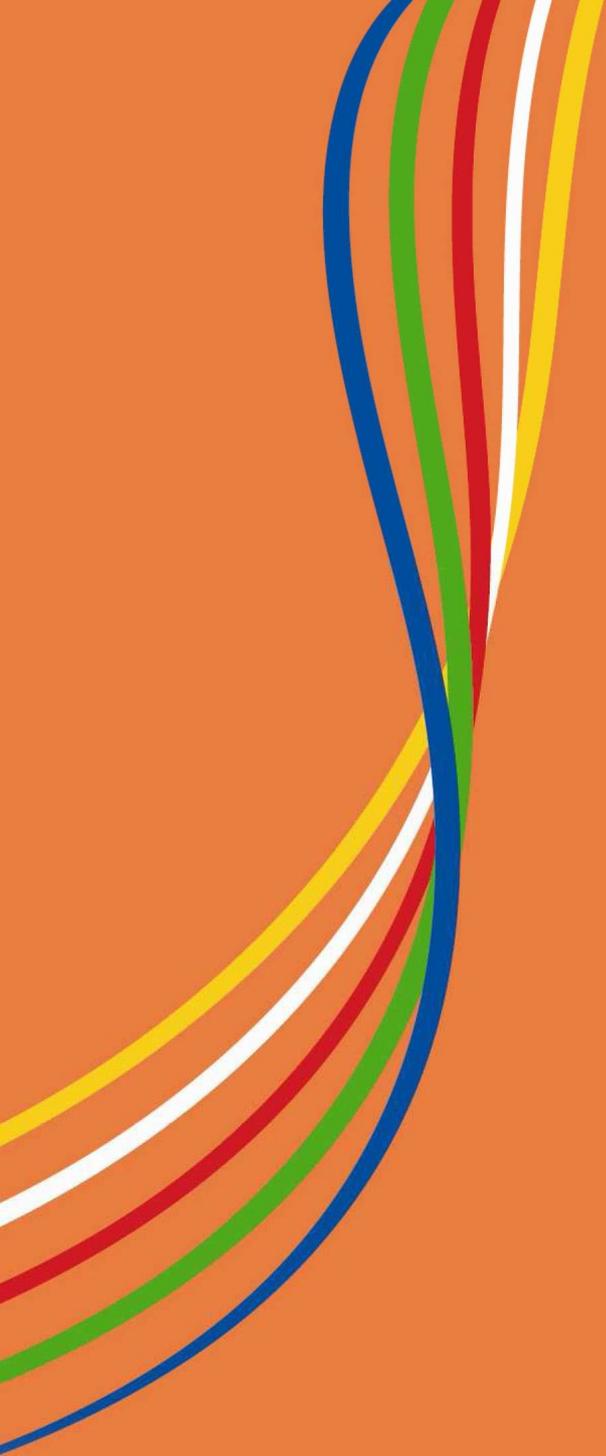
Risulta, peraltro, prevedibile che gli investimenti privati accelerino gradualmente per effetto della ripresa dell'attività economica e della necessità di ricostituire la capacità produttiva dopo una fase di riduzione prolungata.

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

Iren S.p.A.

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





**PROSPETTI CONTABILI CONSOLIDATI
AL 31 MARZO 2014**

Situazione patrimoniale-finanziaria consolidata

	migliaia di euro		
	31.03.2014	31.12.2013	1.1.2013
ATTIVITA'			
Attività materiali	2.552.340	2.567.339	2.257.518
Investimenti immobiliari	14.582	14.457	926
Attività immateriali a vita definita	1.183.669	1.178.214	1.142.962
Avviamento	124.407	124.407	125.407
Partecipazioni valutate con il metodo del Patrimonio Netto	434.985	427.072	725.062
Altre partecipazioni	15.490	15.491	29.808
Attività finanziarie non correnti	84.814	79.424	142.043
Altre attività non correnti	47.295	52.982	32.510
Attività per imposte anticipate	304.959	305.915	211.136
Totale attività non correnti	4.762.541	4.765.301	4.667.372
Rimanenze	61.854	106.620	87.905
Crediti commerciali	1.079.942	998.260	1.219.498
Crediti per imposte correnti	4.883	5.042	8.283
Crediti vari e altre attività correnti	233.755	197.213	246.721
Attività finanziarie correnti	448.681	418.380	404.703
Cassa e altre disponibilità liquide equivalenti	156.475	50.221	26.681
Totale attività correnti	1.985.590	1.775.736	1.993.791
Attività destinate ad essere cedute	491	1.001	4.787
TOTALE ATTIVITA'	6.748.622	6.542.038	6.665.950

	migliaia di euro		
	31.03.2014	31.12.2013	1.1.2013
PATRIMONIO NETTO			
Patrimonio netto attribuibile ai soci della Capogruppo			
Capitale sociale	1.276.226	1.276.226	1.276.226
Riserve e Utili (Perdite) a nuovo	492.413	415.721	463.629
Risultato netto del periodo	49.131	80.554	-
Totale patrimonio netto di pertinenza della Capogruppo	1.817.770	1.772.501	1.739.855
Patrimonio netto di pertinenza dei Terzi	220.048	216.526	214.402
TOTALE PATRIMONIO NETTO	2.037.818	1.989.027	1.954.257
PASSIVITA'			
Passività finanziarie non correnti	1.982.900	1.841.108	2.137.465
Benefici ai dipendenti	113.571	113.198	98.964
Fondi per rischi ed oneri	247.878	283.684	271.498
Passività per imposte differite	171.862	174.032	102.720
Debiti vari e altre passività non correnti	188.523	188.483	152.693
Totale passività non correnti	2.704.734	2.600.505	2.763.340
Passività finanziarie correnti	706.118	714.358	533.518
Debiti commerciali	891.175	947.086	1.106.130
Debiti vari e altre passività correnti	235.505	205.395	223.862
Debiti per imposte correnti	50.513	10.952	3.274
Fondi per rischi ed oneri quota corrente	122.759	74.709	81.548
Totale passività correnti	2.006.070	1.952.500	1.948.332
Passività correlate ad attività destinate ad essere cedute	-	6	21
TOTALE PASSIVITA'	4.710.804	4.553.011	4.711.693
TOTALE PATRIMONIO NETTO E PASSIVITA'	6.748.622	6.542.038	6.665.950

Conto economico consolidato

migliaia di euro

	Primi tre mesi 2014	Primi tre mesi 2013
Ricavi		
Ricavi per beni e servizi	837.486	1.044.781
Variazione dei lavori in corso	471	(415)
Altri proventi	65.071	60.972
Totale ricavi	903.028	1.105.338
Costi operativi		
Costi materie prime sussidiarie di consumo e merci	(433.617)	(544.589)
Prestazioni di servizi e godimento beni di terzi	(204.194)	(263.725)
Oneri diversi di gestione	(17.827)	(14.022)
Costi per lavori interni capitalizzati	4.482	4.679
Costo del personale	(70.592)	(63.802)
Totale costi operativi	(721.748)	(881.459)
MARGINE OPERATIVO LORDO	181.280	223.879
Ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni		
Ammortamenti	(52.895)	(45.731)
Accantonamenti e svalutazioni	(17.361)	(19.533)
Totale ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni	(70.256)	(65.264)
RISULTATO OPERATIVO	111.024	158.615
Gestione finanziaria		
Proventi finanziari	6.749	7.750
Oneri finanziari	(31.198)	(30.765)
Totale gestione finanziaria	(24.449)	(23.015)
Risultato di collegate contabilizzate con il metodo del patrimonio netto	6.210	8.298
Rettifica di valore di partecipazioni	-	-
Risultato prima delle imposte	92.785	143.898
Imposte sul reddito	(40.048)	(59.926)
Risultato netto delle attività in continuità	52.737	83.972
Risultato netto da attività operative cessate	-	-
Risultato netto del periodo	52.737	83.972
attribuibile a:		
- Utile (perdita) di pertinenza del Gruppo	49.131	81.104
- Utile (perdita) di pertinenza di terzi	3.606	2.868

Altre componenti di conto economico complessivo

	migliaia di euro	
	Primo trimestre 2014	Primo trimestre 2013
Utile/(perdita) del periodo - Gruppo e Terzi (A)	52.737	83.972
Altre componenti di conto economico complessivo che saranno successivamente riclassificate a Conto Economico		
- quota efficace delle variazioni di fair value della copertura di flussi finanziari	(2.502)	12.615
- variazioni di fair value delle attività finanziarie disponibili per la vendita	-	-
- quota degli altri utili/(perdite) delle imprese valutate con il metodo del patrimonio netto	(1.965)	-
Effetto fiscale delle altre componenti di conto economico complessivo	694	(4.709)
Totale altre componenti di conto economico complessivo che saranno successivamente riclassificate a Conto Economico, al netto dell'effetto fiscale (B1)	(3.773)	7.906
Altre componenti di conto economico complessivo che non saranno successivamente riclassificate a Conto Economico		
- utili (perdite) attuariali piani per dipendenti a benefici definiti (IAS19)	-	-
Effetto fiscale delle altre componenti di conto economico complessivo	-	-
Totale altre componenti di conto economico complessivo che non saranno successivamente riclassificate a Conto Economico, al netto dell'effetto fiscale (B2)	-	-
Totale Utile/(perdita) complessiva (A)+(B1)+(B2)	48.964	91.878
attribuibile a:		
- Utile (perdita) di pertinenza del Gruppo	45.358	89.004
- Utile (perdita) di pertinenza di terzi	3.606	2.874

Prospetto delle variazioni delle voci di patrimonio netto consolidato

	Capitale sociale	Riserva sovrapprezzo Emissione azioni	Riserva legale
31/12/2012	1.276.226	105.102	28.996
Utili portati a nuovo			
Altri movimenti			
Utile complessivo rilevato nel periodo			
di cui:			
- Utile netto del periodo			
- Altre componenti di Conto Economico complessivo			
31/03/2013	1.276.226	105.102	28.996
31/12/2013	1.276.226	105.102	32.512
Utili portati a nuovo			
Altri movimenti			
Utile complessivo rilevato nel periodo			
di cui:			
- Utile netto del periodo			
- Altre componenti di Conto Economico complessivo			
31/03/2014	1.276.226	105.102	32.512

migliaia di euro

Riserva copertura flussi finanziari	Altre riserve e Utile (perdite) accumulate	Totale riserve e Utili (perdite) accumulate	Risultato del periodo	Patrimonio netto del Gruppo	Patrimonio netto di Terzi	Patrimonio netto del Gruppo e di Terzi
(42.645)	219.617	311.070	152.559	1.739.855	214.402	1.954.257
	152.559	152.559	(152.559)	-		-
	906	906		906	(4)	902
7.900		7.900	81.104	89.004	2.874	91.878
			81.104	81.104	2.868	83.972
7.900	-	7.900		7.900	6	7.906
(34.745)	373.082	472.435	81.104	1.829.765	217.272	2.047.037
(24.028)	302.135	415.721	80.554	1.772.501	216.526	1.989.027
	80.554	80.554	(80.554)	-		-
	(89)	(89)		(89)	(84)	(173)
(3.773)		(3.773)	49.131	45.358	3.606	48.964
			49.131	49.131	3.606	52.737
(3.773)	-	(3.773)		(3.773)		(3.773)
(27.801)	382.600	492.413	49.131	1.817.770	220.048	2.037.818

Rendiconto finanziario consolidato

	migliaia di euro	
	Primo trimestre 2014	Primo trimestre 2013
A. Disponibilità liquide iniziali	50.221	26.681
Flusso finanziario generato dall'attività operativa		
Risultato del periodo	52.737	83.972
Rettifiche per:		-
Ammortamenti attività materiali e immateriali	52.895	45.731
(Plusvalenze) Minusvalenze e altre variazioni patrimoniali	(8.960)	653
Variazione netta TFR e altri benefici ai dipendenti	373	593
Variazione netta fondo rischi e altri oneri	7.323	(3.851)
Variazione imposte anticipate e differite	(542)	(1.511)
Variazione altre attività/passività non correnti	5.727	784
Dividendi contabilizzati al netto delle elisioni	(602)	-
Quota del risultato di collegate	(6.210)	(8.299)
Svalutazioni (Rivalutazioni) nette di attività	-	4.167
B. Cash flow operativo prima delle variazioni di CCN	102.741	122.239
Variazione rimanenze	44.766	45.705
Variazione crediti commerciali	(81.682)	(174.851)
Variazione crediti tributari e altre attività correnti	(36.383)	1.556
Variazione debiti commerciali	(55.911)	(7.820)
Variazione debiti tributari e altre passività correnti	69.671	77.817
C. Flusso finanziario derivante da variazioni di CCN	(59.539)	(57.593)
D. Cash flow operativo (B+C)	43.202	64.646
Flusso finanziario da (per) attività di investimento		
Investimenti in attività materiali e immateriali	(41.819)	(36.084)
Investimenti in attività finanziarie	(25)	-
Realizzo investimenti e variazione attività destinate ad essere cedute	8.913	3.635
Dividendi incassati	602	-
E. Totale flusso finanziario da attività di investimento	(32.329)	(32.449)
F. Free cash flow (D+E)	10.873	32.197
Flusso finanziario da attività di finanziamento		
Nuovi finanziamenti a lungo termine	150.000	100.000
Rimborsi di finanziamenti a lungo termine	(17.058)	(14.102)
Variazione debiti finanziari	(1.870)	(98.955)
Variazione crediti finanziari	(35.691)	(7.368)
G. Totale flusso finanziario da attività di finanziamento	95.381	(20.425)
H. Flusso monetario del periodo (F+G)	106.254	11.772
I. Disponibilità liquide finali (A+H)	156.475	38.453

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 2014 corrisponde alle risultanze documentali, ai libri e alle scritture contabili.

14 maggio 2014

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



Iren S.p.A.
Via Nubi di Magellano, 30
42123 Reggio Emilia - Italy
www.gruppoiren.it

