



**Resoconto intermedio
di gestione**
al 30 settembre 2014

Consiglio di Amministrazione
del 12 novembre 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 organizzativo | 8 |
| Organico del Gruppo Iren | 13 |
| Informazioni sul titolo Iren nei primi nove mesi del 2014 | 14 |
| Dati operativi | 17 |
| Scenario di mercato | 20 |
| Quadro normativo | 28 |
| Fatti di rilievo del periodo | 42 |
| Criteri di redazione | 44 |
| Variazione area di consolidamento rispetto al 31 dicembre 2013 | 46 |
| Risk Management | 47 |
| Situazione economica, patrimoniale e finanziaria del Gruppo Iren | 51 |
| Situazione economica | 51 |
| Analisi per settori di attività | 54 |
| Situazione Finanziaria | 62 |
| Fatti di rilievo intervenuti dopo la chiusura del periodo ed evoluzione prevedibile della gestione | 64 |
| Prospetti contabili consolidati al 30 settembre 2014 | 67 |
| Situazione patrimoniale-finanziaria consolidata | 68 |
| Conto economico consolidato | 70 |
| Altre componenti di conto economico complessivo | 71 |
| Prospetto delle variazioni delle voci di patrimonio netto consolidato | 72 |
| Rendiconto finanziario consolidato | 74 |
| 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) | 75 |

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 a partire dal primo gennaio 2014 vengono contabilizzate con il metodo del Patrimonio Netto.

Si evidenzia inoltre che, come meglio illustrato al paragrafo relativo ai Fatti di rilievo del periodo, per effetto dell'accordo sottoscritto tra IREN Energia e Italgas il 9 aprile 2014 e della conseguente scissione parziale non proporzionale di AES Torino, con decorrenza 1° luglio 2014 IREN Energia è tornata a essere direttamente titolare della rete di teleriscaldamento dei Comuni di Torino, Moncalieri e Nichelino.

A seguito di quanto sopra descritto, gli Amministratori hanno ritenuto opportuno predisporre, oltre agli schemi di bilancio redatti in conformità ai principi contabili internazionali in vigore, specifici prospetti (definiti *riesposti*) che riflettono integralmente, per singola linea di conto economico, ricavi e costi del teleriscaldamento della città di Torino: tali prospetti riesposti, 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.

Per le ragioni sopra esposte i commenti sull'andamento patrimoniale, economico e finanziario del Gruppo Iren relativi ai primi nove mesi del 2014, fanno riferimento a tali prospetti riesposti.

Coerentemente con quanto sopra riportato anche l'informativa per settori di attività, che come richiesto dall'IFRS 8 si basa sugli elementi che il management utilizza nel prendere le proprie decisioni operative e strategiche, fa riferimento ai dati riesposti.

GRUPPO IREN IN CIFRE

| | Primi 9 mesi 2014 Riesposto | Primi 9 mesi 2013 Riesposto | Variaz. % |
|---|--|--|------------------|
| Dati Economici (milioni di euro) | | | |
| Ricavi | 2.071 | 2.417 | (14,3) |
| Margine operativo lordo | 484 | 483 | 0,3 |
| Risultato operativo | 283 | 274 | 3,0 |
| Risultato prima delle imposte | 194 | 207 | (6,5) |
| Risultato netto di Gruppo e di Terzi | 102 | 108 | (5,4) |
| Dati Patrimoniali (milioni di euro) | | | |
| | Al 30/09/2014 | Al 31/12/2013 Riesposto | |
| Capitale investito netto | 4.277 | 4.191 | 2,1 |
| Patrimonio netto | 1.996 | 1.999 | (0,2) |
| Posizione finanziaria netta | (2.281) | (2.192) | 4,1 |
| Indicatori economico-finanziari | | | |
| | <i>Primi 9 mesi 2014 Riesposto</i> | <i>Primi 9 mesi 2013 Riesposto</i> | |
| MOL/Ricavi | 23,4% | 20,0% | |
| | <i>Al 30/09/2014</i> | <i>Al 31/12/2013 Riesposto</i> | |
| Debt/Equity | 1,14 | 1,10 | |
| Dati tecnici e commerciali | | | |
| | <i>Primi 9 mesi 2014</i> | <i>Primi 9 mesi 2013</i> | |
| Energia elettrica venduta (GWh) | 7.875 | 9.495 | (17,1) |
| Energia termica prodotta (GWh _t) | 1.620 | 1.993 | (18,7) |
| Volumetria teleriscaldata (mln m ³) | 79 | 77 | 3,0 |
| Gas venduto (mln m ³) | 1.479 | 2.164 | (31,6) |
| Acqua distribuita (mln m ³) | 108 | 113 | (4,2) |
| Rifiuti trattati (ton) | 795.711 | 738.505 | 7,7 |

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 e nella gestione dei servizi locali;
- Iren Ambiente nella raccolta dei rifiuti, nell'igiene ambientale, nella progettazione e gestione degli impianti di trattamento e smaltimento rifiuti e nel settore delle energie rinnovabili.

Nel seguito sono presentati i principali dati quantitativi del Gruppo Iren.

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 (Turbigio 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 ad oltre 691.000 Clienti a Torino e Parma.

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

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

Teleriscaldamento: grazie a 878 chilometri di reti interrato 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, più di 13.000 GWh di energia elettrica e circa 3.000 GWh_t di calore per teleriscaldamento.

CARICHE SOCIALI

Consiglio 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 |
| | Augusto Buscaglia (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 supplente | 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

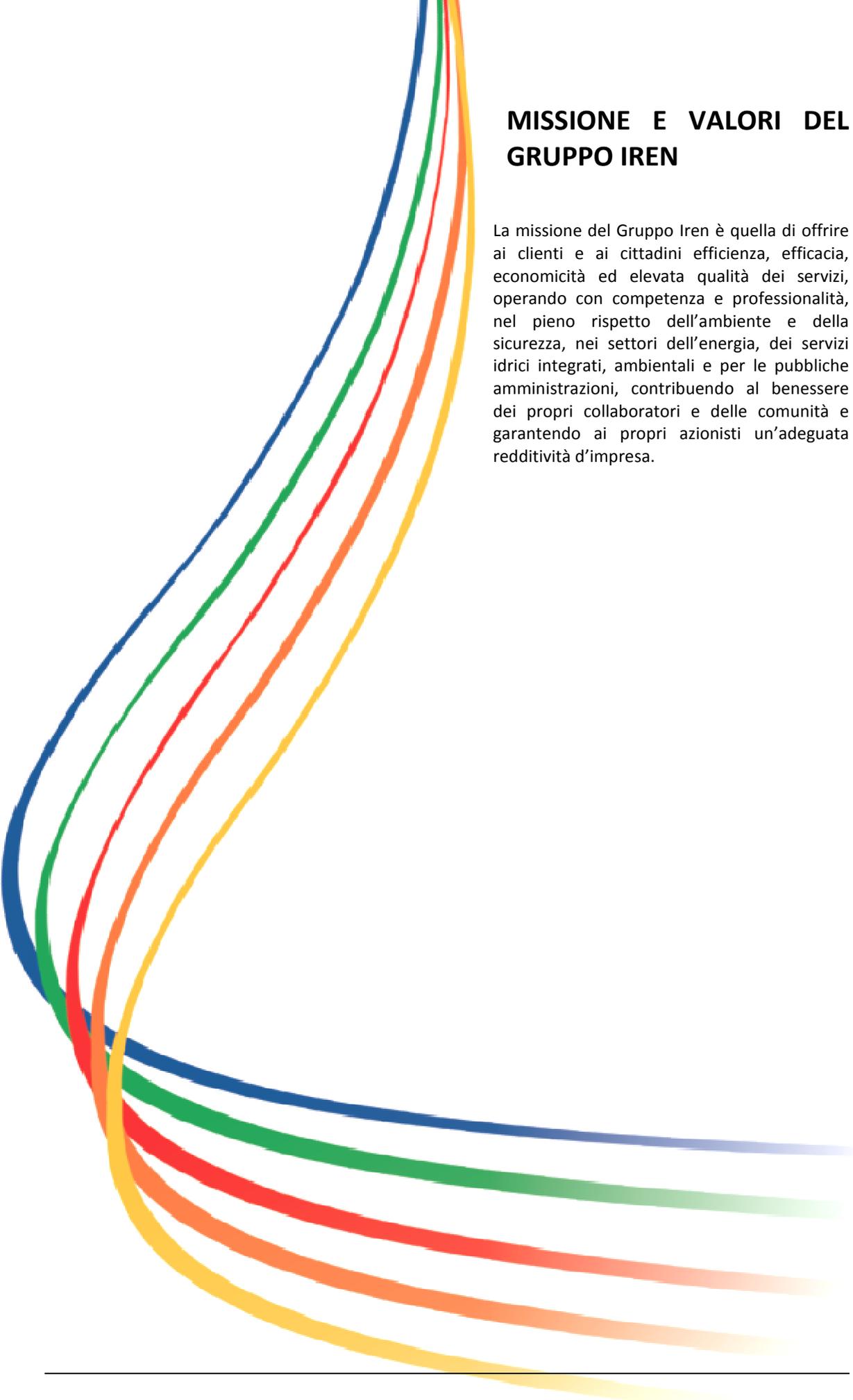
(4) Presidente del Comitato Remunerazioni e componente del Comitato Operazioni Parti Correlate

(5) Componente del Comitato Remunerazioni

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

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

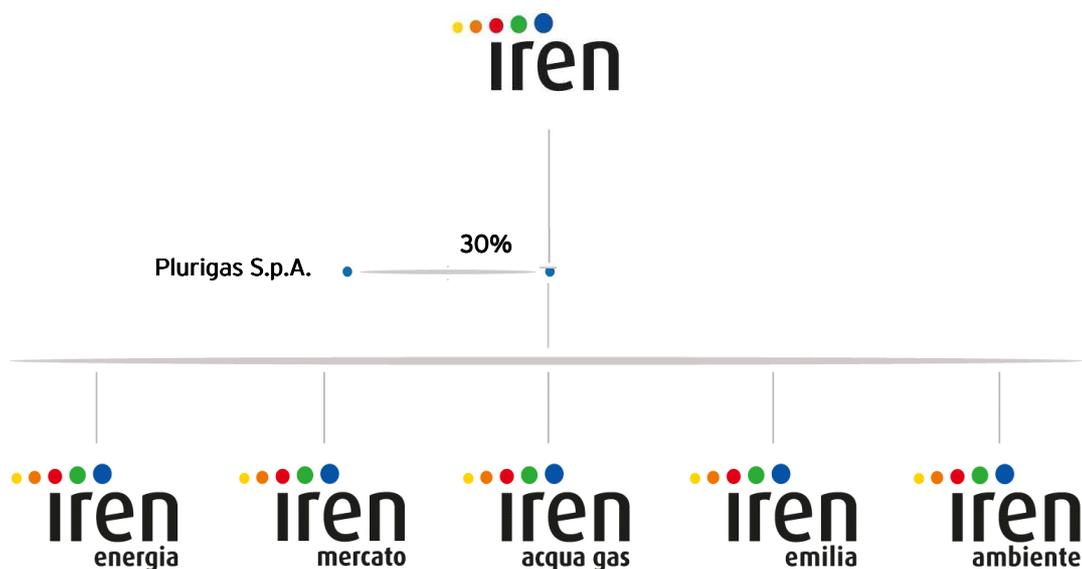
(8) Incarico affidato dall'Assemblea Ordinaria del 14 maggio 2012 per il novennio 2012-2020



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 ORGANIZZATIVO



L'Assemblea degli azionisti del 27 marzo 2013 ha deliberato la liquidazione volontaria della società Plurigas S.p.A.

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

IREN ENERGIA

Produzione di energia elettrica e termica cogenerativa

Iren Energia dispone complessivamente di circa 3.000 MW di potenza installata (in assetto elettrico), 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, 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 annua di calore nel 2013 è stata pari a circa 1.620 GWht, con una volumetria teleriscaldata che hanno superato i 79 milioni di metri cubi.

Teleriscaldamento

Iren Energia dal 1° luglio 2014, a seguito della scissione di AES Torino (prima partecipata al 51%) gestisce direttamente le attività di teleriscaldamento e dispone nel capoluogo piemontese della rete di teleriscaldamento più estesa 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 216 Km, di Parma con circa 84 Km e di Piacenza con circa 19 Km.

Infine, la società Nichelino Energia, interamente partecipata da Iren Energia ha come obiettivo lo sviluppo del teleriscaldamento nella città di Nichelino.

Distribuzione di energia elettrica

Iren Energia, tramite la controllata AEM Torino Distribuzione, svolge l'attività di distribuzione di energia elettrica su tutto il territorio delle città di Torino e di Parma (circa 1.094.000 abitanti); nei primi nove mesi del 2014 l'energia elettrica complessiva distribuita è stata pari a 2.880 GWh, di cui 2.193 GWh nella Città di Torino e 687 GWh nella città di Parma.

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.

Iren Mercato presiede alle attività di programmazione, dispacciamento e consuntivazione dell'energia elettrica; presiede inoltre alla commercializzazione dell'energia proveniente dalle diverse fonti del gruppo sul mercato rappresentato dai clienti finali, dalla Borsa Elettrica Italiana e da altri operatori grossisti.

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 dei primi nove mesi del 2014 sono stati pari a 1.479 Mmc di cui 644 Mmc commercializzati a clienti finali esterni al Gruppo, 693 Mmc impiegati all'interno del Gruppo IREN sia per la produzione di energia elettrica e termica sia per la fornitura di servizi calore mentre 142 Mmc rappresentano il gas in stoccaggio.

Al 30 settembre 2014 i clienti gas gestiti direttamente da Iren Mercato sono pari a circa 727.000 distribuiti sul bacino storico genovese e sulle aree di sviluppo limitrofe, sul bacino torinese e sui bacini storici emiliani.

Commercializzazione energia elettrica

I volumi commercializzati nei primi nove mesi 2014, sono stati pari a 7.875 GWh.

I clienti di energia elettrica gestiti a fine settembre 2014 sono pari a circa 717.000 distribuiti principalmente sul bacino tradizionalmente servito, corrispondente a Torino e Parma, e sulle aree presidiate commercialmente dall'azienda.

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

Mercato libero e borsa

I volumi complessivamente venduti a clienti finali e grossisti sono pari a 3.742 GWh, mentre i volumi impiegati sulla borsa al lordo dell'energia compravenduta sono pari a 3.596 GWh. Nei primi nove mesi 2014 le disponibilità interne al Gruppo Iren, ammontano a 4.188 GWh (Iren Energia) cui si aggiungono 210 GWh provenienti dagli impianti PAI e TRM. Alle disponibilità interne si aggiungono la borsa (al lordo dell'energia compravenduta) per 1.985 GWh. e gli acquisti da grossisti per 1.518 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 primi nove mesi del 2014 sono pari a circa 307.500, mentre i volumi complessivamente venduti ammontano a 537 GWh.

Vendita calore tramite rete di teleriscaldamento

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

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

Nel corso dei primi nove mesi del 2014 la volumetria teleriscaldata si è attestata a 79,2 milioni di metri cubi in incremento rispetto all'esercizio precedente (+2,3 milioni di metri cubi).

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.

Impianto di rigassificazione LNG

Come riportato nel bilancio 2013 si segnala che in data 12 luglio 2013, Olt ha formalizzato la propria rinuncia all'esenzione dal TPA (Third Party Access), inviandone formale comunicazione al Ministero dello Sviluppo Economico.

La rinuncia al diritto di esenzione dal regime di TPA era espressamente prevista nell'ambito della disciplina del fattore di garanzia stabilita dalla delibera AEEG n. 92/08.

Nel corso del primo semestre 2014, sono proseguiti i contatti con il Ministero in seguito ai quali la Direzione Generale per la sicurezza dell'approvvigionamento e le infrastrutture energetiche agli inizi di marzo comunicava che "in seguito al parere positivo dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas, di cui alla Delibera 16 gennaio 2014 4/2014/I/GASA, è stato predisposto lo schema di decreto, trasmesso agli Uffici di Gabinetto di questo Ministero, relativo all'accettazione della rinuncia in questione, a decorrere dal 20 dicembre 2013, data di entrata in esercizio del terminale di rigassificazione".

L'intervenuto cambio di Governo ha causato un ulteriore superamento dei termini previsti dall'ordinamento, reso inevitabile per acquisire la dovuta conoscenza in merito al terminale e all'iter procedimentale in corso.

Gli amministratori ritengono comunque che vi siano sufficienti elementi per prevedere la positiva conclusione del procedimento, e quindi il rilascio del fattore di garanzia alla Società.

IREN ACQUA GAS

Servizi Idrici Integrati

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

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

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

Iren Acqua Gas direttamente e tramite le sue controllate, nel corso dei primi nove mesi del 2014, ha venduto circa 108 Mmc di acqua nelle aree gestite, attraverso una rete di distribuzione di oltre 14.100 km. Per quanto riguarda le acque reflue gestisce una rete fognaria complessiva di circa 8.000 Km.

Distribuzione Gas

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

Iren Acqua Gas tramite la sua controllata Genova Reti Gas ha distribuito gas, nel corso dei primi nove mesi del 2014, per complessivi 229 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, e coordina l'attività delle società territoriali dell'Emilia Romagna per la gestione operativa del ciclo idrico integrato, delle reti elettriche e del teleriscaldamento, e altri business minori (illuminazione pubblica, gestione verde pubblico, ecc.).

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

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

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

Iren Emilia svolge anche attività di conduzione di impianti di teleriscaldamento per conto della società del Gruppo Iren Energia in base a contratti di gestione, manutenzione straordinaria e realizzazione di centrali termiche e impianti di cogenerazione di proprietà della predetta società del gruppo nelle tre province emiliane di Parma, Reggio Emilia e Piacenza. Prosegue altresì l'attività di manutenzione degli impianti di cogenerazione di Iren Ambiente siti presso le discariche di proprietà.

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

Con efficacia 1 luglio 2014 Iren Emilia ha ceduto il ramo d'azienda relativo alle attività di raccolta alla società del gruppo Iren Ambiente già attiva nel settore dello smaltimento dei rifiuti.

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. Dal primo luglio 2014 gestisce, inoltre, la raccolta rifiuti nei territori di Parma, Reggio Emilia e Piacenza.

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

Iren Ambiente tratta oltre 1.000.000 tonnellate annue di rifiuti con 12 impianti di trattamento, selezione e stoccaggio, 2 termovalorizzatori (Piacenza e Parma), 1 discarica (Poiatica - Reggio Emilia), 2 impianti di compostaggio (Reggio Emilia). Il nuovo Polo Ambientale Integrato (PAI), (impianto di selezione e termovalorizzazione da rifiuti della provincia di Parma) è stato avviato in esercizio definitivo nel mese di aprile 2014. Dal 1° luglio 2014 è stato trasferito da Iren Emilia il ramo d'azienda della raccolta.

ORGANICO DEL GRUPPO IREN

Al 30 settembre 2014 risultavano in forza al Gruppo Iren 4.504 dipendenti, in riduzione dello 0,7% rispetto al 31 dicembre 2013, quando erano 4.536. Nella tabella seguente si riporta la consistenza degli addetti al 30 settembre 2014, suddivisa per Holding e Società di Primo Livello (con relative controllate).

| Società | Organico al 30.09.2014 | Organico al 31.12.2013 |
|------------------------------|-------------------------------|-------------------------------|
| Iren S.p.A. | 255 | 261 |
| Iren Acqua Gas e controllate | 899 | 898 |
| Iren Ambiente e controllate | 599 | 200 |
| Iren Emilia e controllate | 1.256 | 1.667 |
| Iren Energia e controllate | 1.056 | 1.069 |
| Iren Mercato e controllate | 439 | 441 |
| Totale | 4.504 | 4.536 |

Si specifica che il dato al 31 dicembre 2013 è stato riesposto per tenere conto del deconsolidamento delle società Iren Rinnovabili, Società Acque Potabili e OLT e dell'effetto congiunto del deconsolidamento di AES e dell'acquisizione del relativo ramo teleriscaldamento commentata alla premessa della presente relazione.(Per ulteriori informazioni si faccia riferimento al paragrafo "Fatti di rilievo del periodo").

INFORMAZIONI SUL TITOLO IREN NEI PRIMI NOVE MESI DEL 2014

Andamento del titolo IREN in Borsa

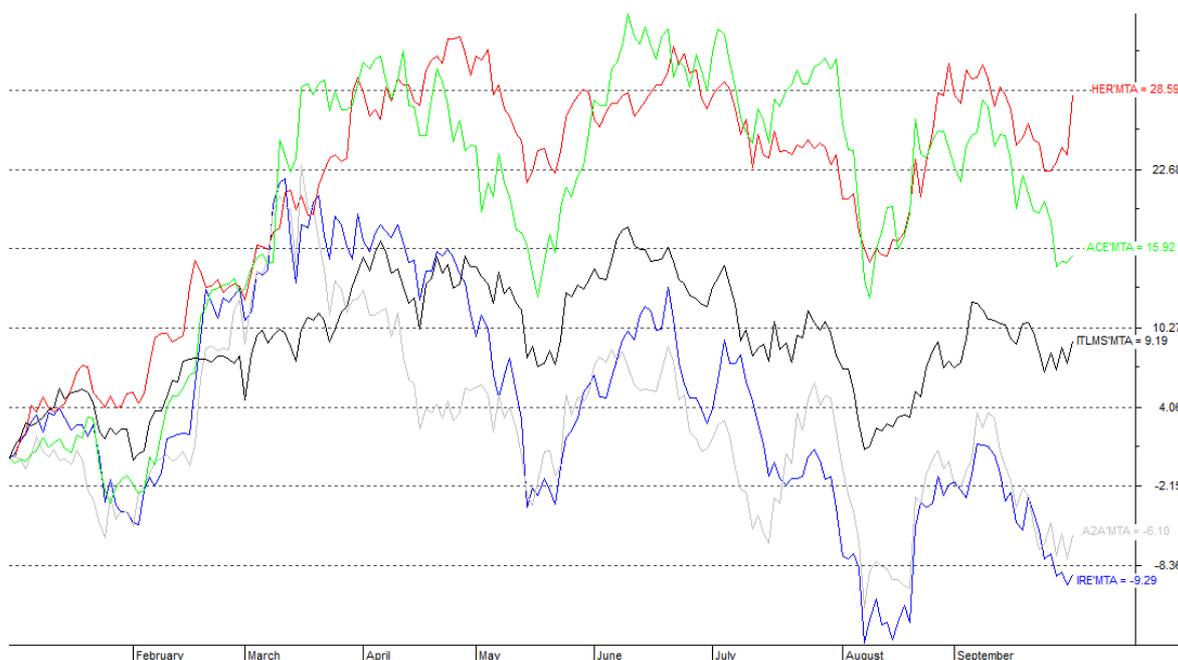
Nel corso dei primi nove mesi del 2014 il mercato borsistico italiano ha mantenuto un trend positivo, legato soprattutto ad un allentamento delle tensioni finanziarie principalmente per effetto delle politiche espansive della BCE, confermate nell'ultimo trimestre, piuttosto che ad una reale ripresa dell'economia reale.

Il quadro congiunturale continua ad essere caratterizzato da una persistente debolezza dei mercati energetici che ha impattato soprattutto le società con maggiore esposizione alle attività di generazione e vendita gas ed energia.

In questo contesto il titolo Iren da inizio anno ha perso circa il -9% con un trend comparabile ad A2A (-6,1%) che ha un portafoglio di attività simile ad Iren.

L'indice MTA ha registrato nello stesso periodo una crescita di circa il 9%, mentre Hera ed Acea, che hanno un portafoglio di attività principalmente basato sulle attività regolate, hanno registrato performance superiori all'indice e sono cresciute rispettivamente di circa il 28% ed il 16%.

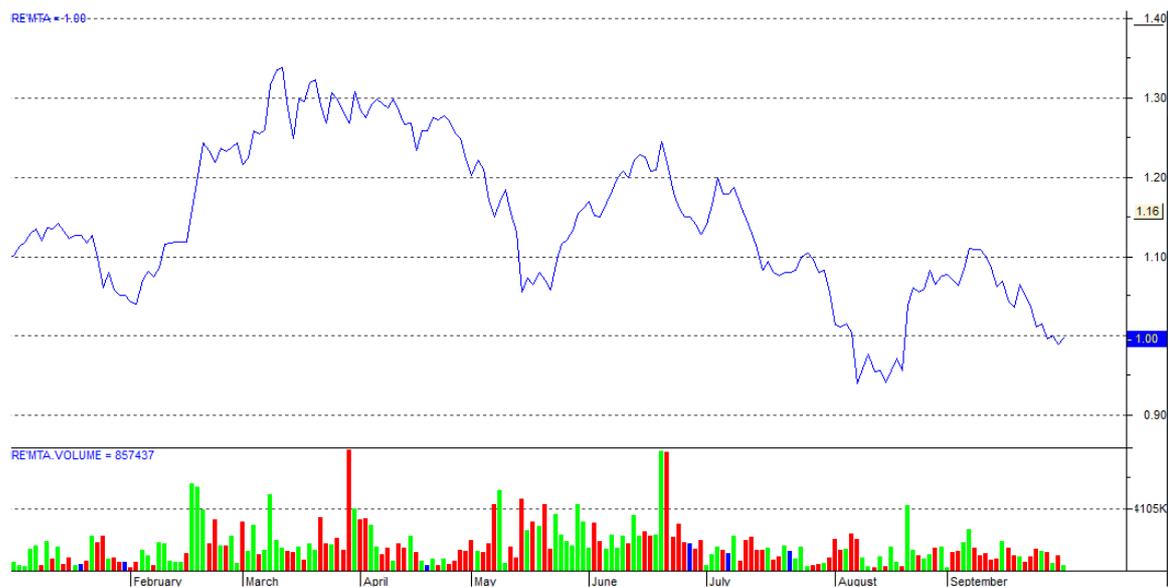
ANDAMENTO TITOLO IREN VS COMPETITORS



Il titolo Iren a fine settembre 2014 si è attestato a 1,0 euro per azione con volumi medi da inizio anno che si sono attestati intorno ai 2,0 milioni di pezzi giornalieri.

Nello stesso periodo il prezzo medio è stato di 1,14 euro per azione avendo toccato il massimo di 1,34 euro per azione l'11 marzo ed il minimo di 0,94 il 18 agosto.

ANDAMENTO PREZZO E VOLUMI DEL TITOLO IREN

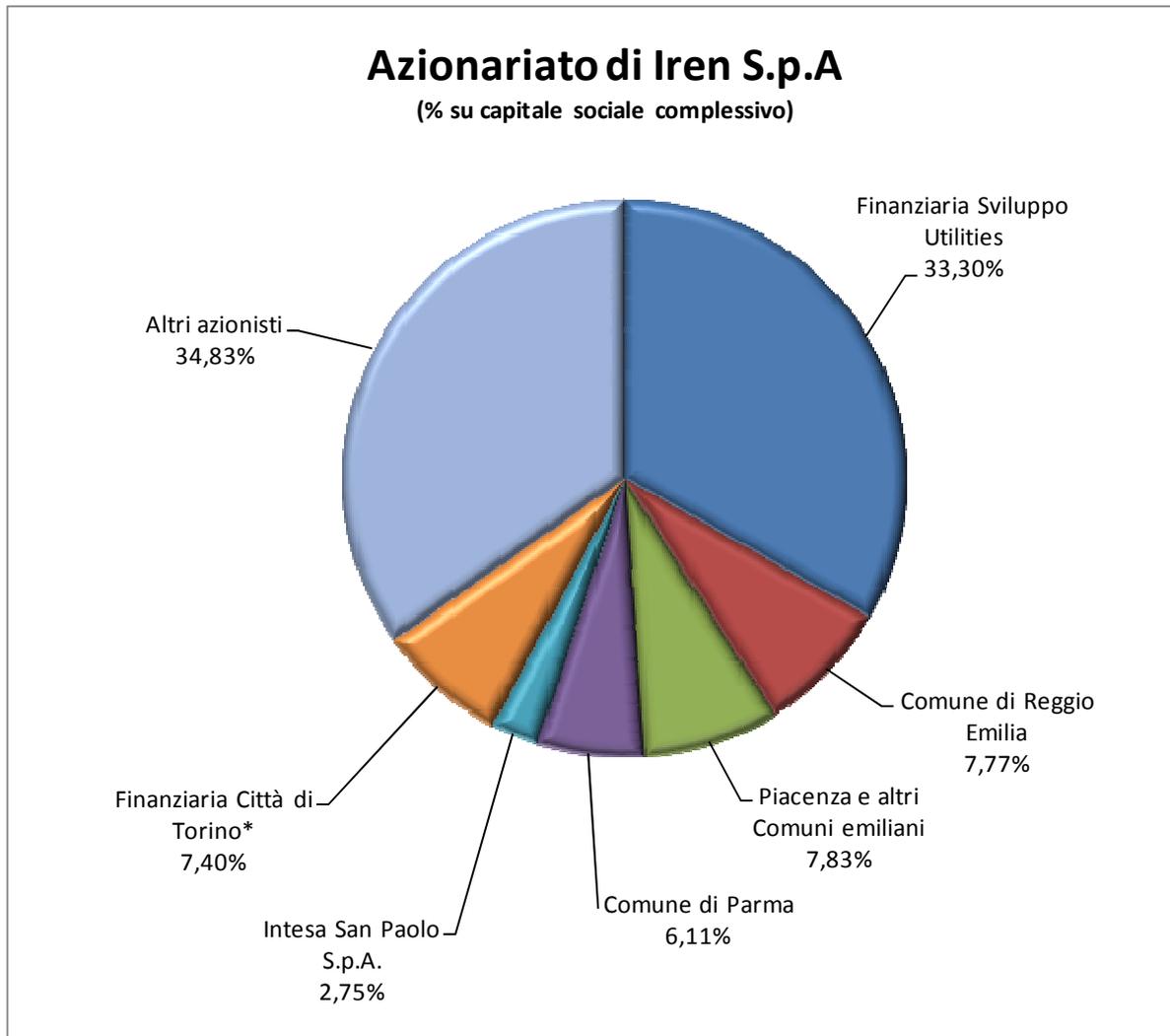


Il coverage del titolo

Il Gruppo IREN è attualmente seguito da sei broker: Banca IMI, Banca Akros, Equita, Intermonte, KeplerCheuvreux e Mediobanca che ha attivato la copertura lo scorso 29 settembre.

Azionariato

Al 30 settembre 2014 sulla base delle informazioni disponibili alla società, l'azionariato di IREN era il seguente:



(*) azioni di risparmio prive di diritto di voto

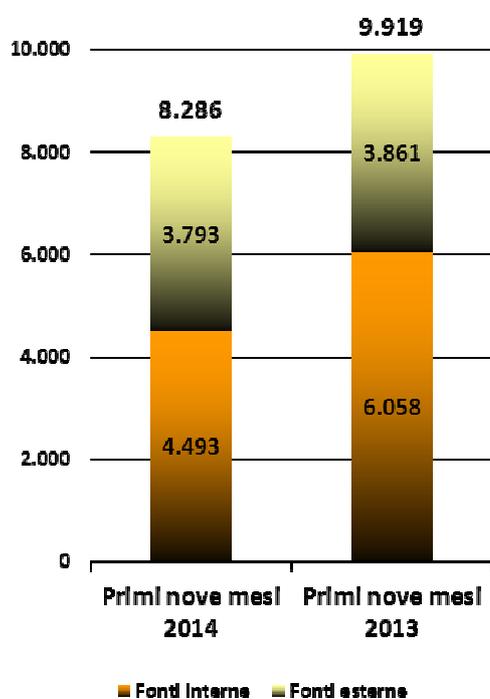
DATI OPERATIVI

Bilancio dell'energia elettrica

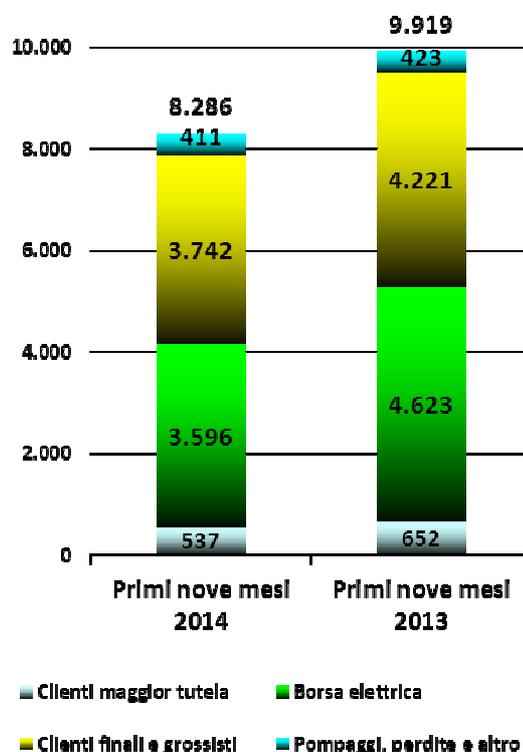
| GWh | Primi 9 mesi 2014 | Primi 9 mesi 2013 | Variaz. % |
|--|----------------------|----------------------|---------------|
| FONTI | | | |
| Produzione lorda | 4.493 | 6.058 | (25,8) |
| <i>a) da fonte cogenerativa</i> | 2.470 | 4.239 | (41,7) |
| <i>b) da fonte idroelettrica</i> | 1.114 | 1.004 | 10,9 |
| <i>c) da fonte termoelettrica</i> | 613 | 0 | - |
| <i>d) Produzione WTE e discariche, PAI e TRM</i> | 296 | 76 | (*) |
| <i>e) Produzione da impianti Edipower</i> | 0 | 739 | (100) |
| Acquisto da Acquirente Unico | 564 | 684 | (17,6) |
| Acquisto energia in Borsa Elettrica | 1.695 | 1.571 | 7,9 |
| Acquisto energia da grossisti e importazioni | 1.534 | 1.606 | (4,5) |
| Totale Fonti | 8.286 | 9.919 | (16,5) |
| IMPIEGHI | | | |
| Vendite a clienti di maggior tutela | 537 | 652 | (17,6) |
| Vendite in Borsa Elettrica | 3.596 | 4.623 | (22,2) |
| Vendite a clienti finali e grossisti | 3.742 | 4.221 | (11,3) |
| Pompaggi, perdite di distribuzione e altro | 411 | 423 | (2,8) |
| Totale Impieghi | 8.286 | 9.919 | (16,5) |

(*) Variazione superiore al 100%

Composizione Fonti



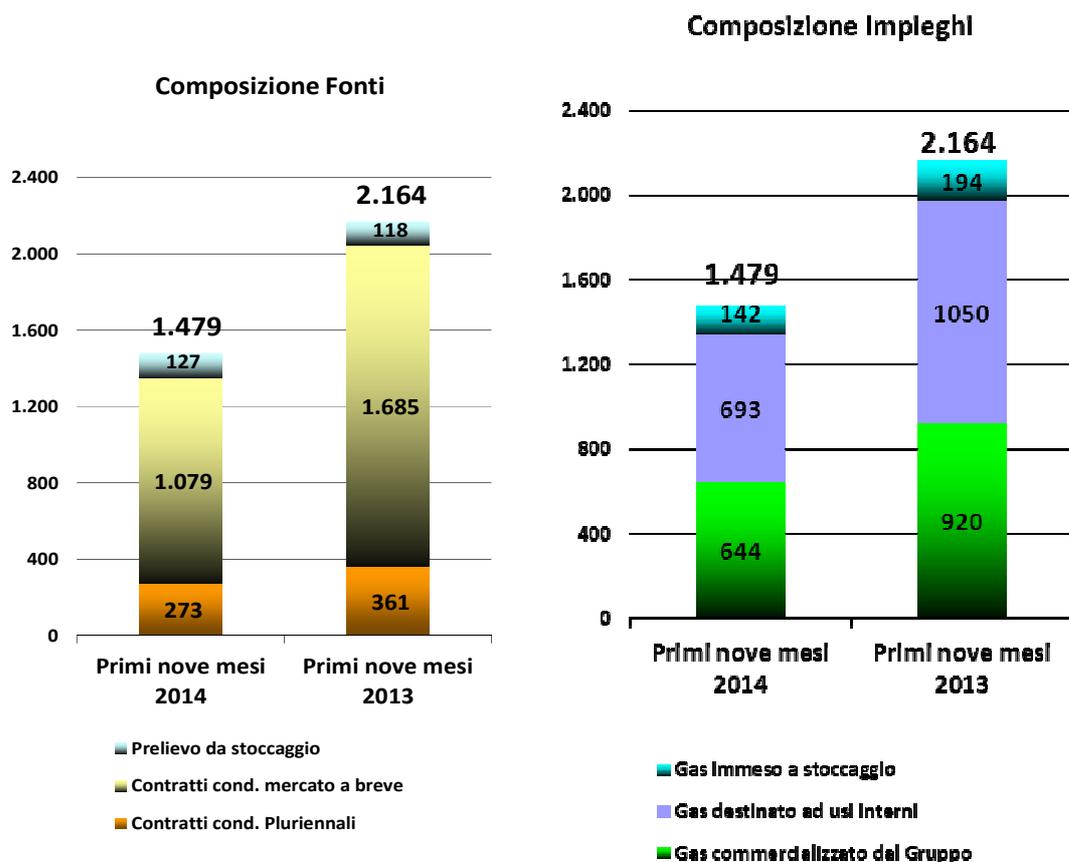
Composizione Impieghi



Bilancio del gas

| Milioni di metri cubi | Primi 9 mesi 2014 | Primi 9 mesi 2013 | Variaz. % |
|---|----------------------|----------------------|---------------|
| FONTI | | | |
| Contratti con condizioni pluriennali | 273 | 361 | (23,4) |
| Contratti con condizioni mercato a breve (annuali e spot) | 1.079 | 1.685 | (36,0) |
| Gas in stoccaggio | 127 | 118 | 8,1 |
| Totale Fonti | 1.479 | 2.164 | (31,6) |
| IMPIEGHI | | | |
| Gas commercializzato dal Gruppo | 644 | 920 | (30,0) |
| Immeso a stoccaggio | 142 | 194 | (26,8) |
| Gas destinato ad usi interni (1) | 693 | 1.050 | (34,0) |
| Totale Impieghi | 1.479 | 2.164 | (31,6) |

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



Servizi a rete

| | Primi 9 mesi 2014 | Primi 9 mesi 2013 | Variaz. % |
|---|----------------------|----------------------|-----------|
| DISTRIBUZIONE ENERGIA ELETTRICA | | | |
| Energia elettrica distribuita (GWh) | 2.880 | 3.134 | (8,1) |
| N. contatori elettronici | 701.697 | 694.753 | 1,0 |
| DISTRIBUZIONE GAS | | | |
| <i>Gas distribuito da Iren Acqua Gas (mln mc)</i> | 229 | 278 | (17,6) |
| <i>Gas distribuito da Iren Emilia (mln mc)</i> | 501 | 662 | (24,2) |
| Totale Gas distribuito | 730 | 939 | (22,3) |
| TELERISCALDAMENTO | | | |
| Volumetria teleriscaldata (mln mc) | 79 | 77 | 3,0 |
| Rete Teleriscaldamento (Km) | 878 | 828 | 6,0 |
| SERVIZIO IDRICO INTEGRATO | | | |
| Volumi Acqua (mln mc) | 108 | 113 | (4,2) |

SCENARIO DI MERCATO

Scenario energetico nazionale

Nel periodo Gennaio - Settembre 2014 la produzione netta di energia elettrica in Italia è stata pari a 202.694 GWh in riduzione (- 3,8%) rispetto allo stesso periodo del 2013. La richiesta di energia elettrica, pari a 231.797.GWh (- 3,0%) è stata soddisfatta per l'88,2% dalla produzione nazionale (-0,7%) e per il restante 11,8% dal saldo con l'estero. A livello nazionale, la produzione termoelettrica tradizionale è stata pari a 121.391 GWh, con una riduzione del - 10,2% rispetto al 2013 ed ha rappresentato il 59,9% dell'offerta produttiva; la produzione di fonte idroelettrica è stata pari a 46.210 GWh (+10,0% rispetto al 2013) rappresentandone il 22,8% mentre la produzione da fonte geotermica, eolica e fotovoltaica è stata pari a 35.093 GWh (+4,9%) coprendo il 17,3% dell'offerta.

Domanda e offerta di energia elettrica cumulata

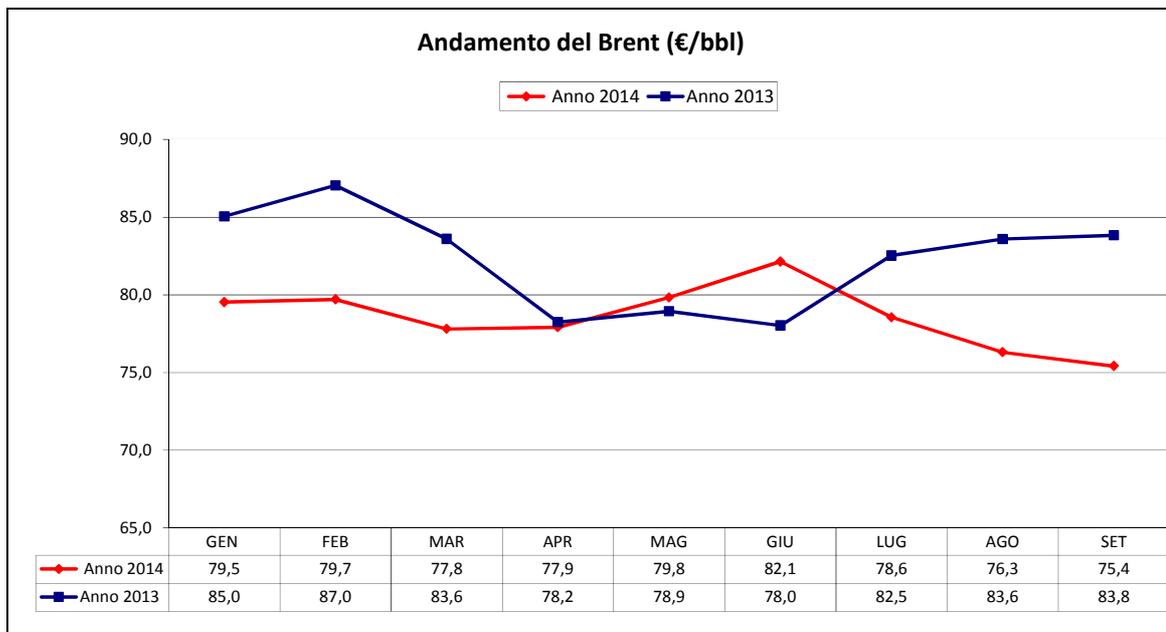
| | (GWh e variazioni tendenziali) | | |
|-------------------------|--------------------------------|----------------------|---------------|
| | fino a 30/09/2014 | fino a 30/09/2013 | Var. % |
| Domanda | 231.797 | 239.004 | (3,0)% |
| - Nord | 105.890 | 110.192 | (3,9)% |
| - Centro | 69.954 | 71.325 | (1,9)% |
| - Sud | 33.991 | 34.980 | (2,8)% |
| - Isole | 21.962 | 22.507 | (2,4)% |
| Produzione netta | 202.694 | 210.704 | (3,8)% |
| - Idroelettrico | 46.210 | 42.012 | 10,0% |
| - Termoelettrico | 121.391 | 135.251 | (10,2)% |
| - Geotermoelettrico | 4.132 | 3.975 | 3,9% |
| - Eolico e fotovoltaico | 30.961 | 29.466 | 5,1% |
| Saldo estero | 30.787 | 30.092 | 2,3% |

Fonte: elaborazione RIE su dati TERNA

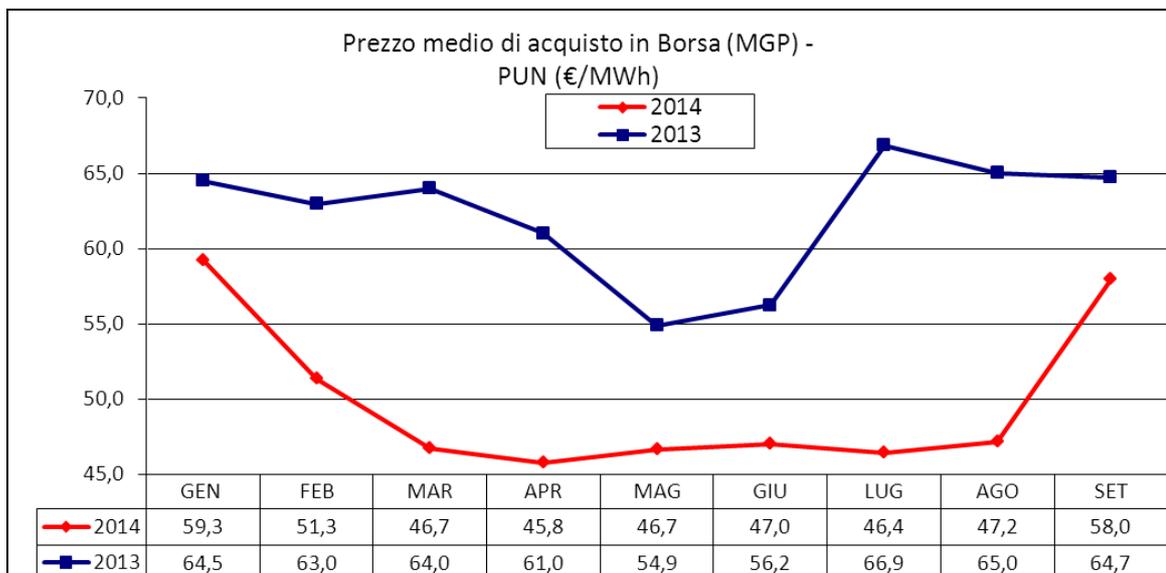
I primi nove mesi del 2014 hanno visto complessivamente una riduzione della domanda elettrica rispetto al pari periodo dell'anno precedente (- 3,0%) corrispondente a circa - 7,2 TWh. I decrementi percentuali si verificano in tutte le zone del Paese, i maggiori decrementi si registrano in Lombardia (- 6,1%) e nella zona Nord Ovest (- 4,3%).

Nei primi nove mesi del 2014 il prezzo medio del greggio è stato pari a 106,5 \$/bbl, in riduzione rispetto allo stesso periodo del 2013 (-1,8%). Il cambio \$/€ medio è stato 1,355 in aumento (+2,9%) rispetto alla media dello stesso periodo del 2013. Per effetto delle precedenti dinamiche, la quotazione media del greggio in euro è stata 78,6 €/bbl nel 2014 in riduzione rispetto al valore medio del 2013 (-4,5%).

Da evidenziare in settembre la discesa della quotazione media mensile del Brent sotto i 100 \$/bbl come non avveniva dal giugno del 2012.



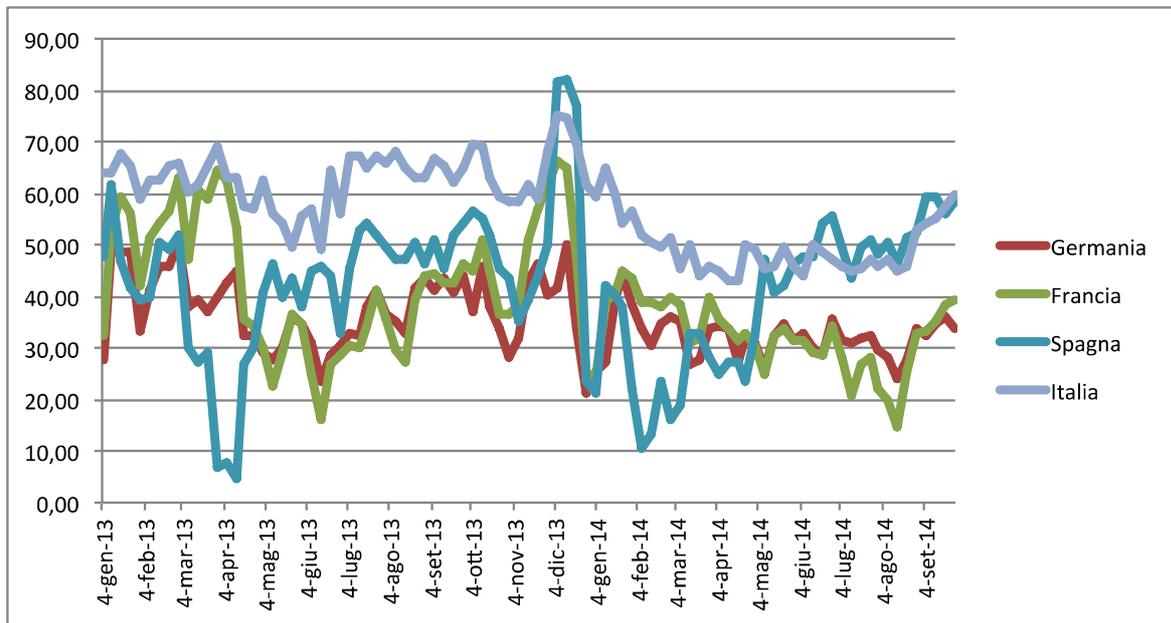
Il III trimestre del 2014 sulla borsa elettrica si chiude con un prezzo medio di 50,5 €/MWh. Il valore, al pari di quanto verificatosi nei due precedenti trimestri, risulta il più basso dall'avvio della piattaforma informatica. In termini congiunturali, al contrario, si assiste ad un aumento del prezzo del + 8,7% rispetto al II trimestre. Se il 2009 è apparso come l'annus horribilis della domanda elettrica con una caduta del - 5,7% delle quantità rispetto all'anno precedente, il 2014 si prefigura attualmente come l'anno di minimo dei prezzi sulla piattaforma di scambio italiana. Nel trimestre anche la domanda risulta in sostanziale calo con un - 2,8% (- 0,8 TWh) rispetto al 2013 e un - 3% da inizio anno (- 7,2 TWh). Da notare nel trimestre in analisi l'off trend del mese di Settembre: la domanda torna positiva + 0,4% dovuta però ad un giorno lavorativo in più rispetto al mese del 2013. Il prezzo aumenta del + 22,9% portandosi in media mensile a 59,6 €/MWh dai 47,2 €/MWh di agosto (+ 12,4 €/MWh). La discesa del PUN, nei primi nove mesi, risulta del - 20,0%. In valore assoluto questa è pari a - 12,4 €/MWh mentre il floor raggiunto è di 49,8 €/MWh.



Relativamente ai prezzi zonal si assiste, nei primi nove mesi, ad una riduzione generalizzata rispetto all'anno passato. In particolare il maggior decremento è relativo alla zona Centro Nord (-22,5%) il minore

alla zona Sicilia (-12,9%). Si conferma come per i precedenti anni la zona Sud quella a minor prezzo (-10%) rispetto al PUN.

Le principali borse elettriche europee hanno espresso, nei primi nove mesi del 2014, un prezzo medio di 34,6 €/MWh rispetto al PUN medio IpeX pari a 49,7 €/MWh con un differenziale di 15,1 €/MWh in riduzione rispetto ai 21,3 €/MWh del 2013.



La liquidità del mercato borsistico da Gennaio a Settembre 2014 risulta pari a 141,0 TWh circa il 66,8% dei volumi acquistati.

Nella tabella seguente il confronto tra i prezzi medi futuri dei prodotti IDEX disponibili per il III trimestre 2014. Nei tre mesi da Luglio a Settembre si registrano variazioni in aumento per tutte le quotazioni. Nello specifico per le quotazioni dei trimestrali di Dicembre '14 il valore medio mensile è passato dai 55,6 €/MWh di Luglio a 59,0 €/MWh di Settembre. Il futuro annuale (Dicembre 2015) che quotava 58,1 €/MWh a Gennaio si è portato a 53,8 €/MWh in Settembre (- 4,3 €/MWh).

| Luglio 2014 Futures | | Agosto 2014 Futures | | Settembre 2014 Futures | |
|---------------------|-------|---------------------|-------|------------------------|-------|
| mensili | €/MWh | mensili | €/MWh | mensili | €/MWh |
| ago-14 | 49,0 | set-14 | 48,7 | ott-14 | 55,7 |
| set-14 | 49,3 | ott-14 | 52,3 | nov-14 | 60,4 |
| ott-14 | 52,2 | nov-14 | 59,2 | dic-14 | 61,4 |
| trimestrali | €/MWh | trimestrali | €/MWh | trimestrali | €/MWh |
| dic-14 | 55,6 | dic-14 | 57,3 | dic-14 | 59,0 |
| mar-15 | 56,3 | mar-15 | 58,1 | mar-15 | 58,8 |
| giu-15 | 48,0 | giu-15 | 48,9 | giu-15 | 49,0 |
| set-15 | 52,2 | set-15 | 53,2 | set-15 | 52,8 |
| annuali | €/MWh | annuali | €/MWh | annuali | €/MWh |
| dic-15 | 52,7 | dic-15 | 53,7 | dic-15 | 53,8 |

Fonte: elaborazioni RIE su dati IDEX

Il Mercato del Gas Naturale

I primi nove mesi del 2014 hanno registrato un nuovo forte calo della domanda di gas naturale con 5,9 mld mc consumati in meno rispetto all'anno precedente (-11,9%). L'inverno mite ha determinato una riduzione dei prelievi delle reti di distribuzione per 3,5 mld mc (-15%), mentre la diminuzione degli usi delle centrali elettriche è di 2,4 mld mc (-15,6%). Ulteriore discesa della domanda elettrica (-3,0%; -7,2 TWh) per il perdurare della crisi economica (-0,3% la variazione attesa del PIL nel 2014), produzione idroelettrica più elevata dell'anno scorso (+10%; +4,2 TWh) a causa della piovosità che ha caratterizzato l'anno, ulteriore crescita del fotovoltaico (+8,9%,+1,6TWh), concorrenza del carbone, lieve aumento del saldo estero negativo, hanno penalizzato l'utilizzo del gas per la generazione elettrica; i consumi del settore risultano ormai dimezzati in confronto al 2008 (-12,4 mld mc). Superiori appena dello 0,5% vs il 2013 sono invece i prelievi delle industrie. Una proiezione dei consumi a fine anno, a temperatura normalizzata, porta a meno di 64 mld mc in confronto ai 70,1 del 2014.

Lato offerta, le importazioni sono calate del 6,2%, mentre la produzione nazionale è scesa del 7,2%. Le riduzioni percentuali inferiori rispetto a quella dei consumi si spiegano con il minor utilizzo invernale degli stoccaggi. Le importazioni sono provenute per il 49,8% da Tarvisio (prevalentemente Russia), per il 17,8% da Passo Gries (Nord-Europa), per il 13,7% da Mazara del Vallo (Algeria), per l'11,2% da Gela (Libia) e per il 7,5% dal rigassificatore di Rovigo (Qatar). Rispetto al 2012, quando rappresentavano il 30-35% dei volumi complessivi importati, nel 2013 e 2014 gli ingressi a Mazara del Vallo sono fortemente diminuiti, mentre i volumi a Tarvisio sono cresciuti fino a rappresentare il 50% del totale (erano il 30-35%). Ciò è dovuto alla rinegoziazione ottenuta dagli importatori, in volumi e prezzi, dei contratti Take or Pay, obiettivo probabilmente facilitato dalle difficoltà algerine a mantenere il livello di esportazioni del passato. E' aumentata però la dipendenza del sistema nazionale dalla Russia. In settembre si è però assistito ad una riduzione dei volumi a Tarvisio in termini assoluti e percentuali (30% ca.). Ciò è da mettere in relazione alle vicende di flussi e controflussi di metano nei paesi dell'est europeo in conseguenza del mancato accordo sulle forniture di gas tra Russia-Ucraina che ha determinato minori volumi sul TAG, il gasdotto diretto a Tarvisio. Contemporaneamente si è verificato un aumento dei volumi a Passo Gries che hanno inciso nel mese per il 40% sull'import totale, rispetto ad una media annua 2014 del 18%, andando in parte a compensare la diminuzione di volumi dalla Russia, insieme ad una minor necessità di immissioni in stoccaggio rispetto al 2013. A fine settembre i siti di stoccaggio risultavano riempiti per il 93% della capacità conferita.

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

| Gennaio - Settembre | 2014 | 2013 | 2012 | 2011 | 2008 | Var. % '14/'13 | Var. % '14/'12 | Var. % '14/'11 | Var. % '14/'08 |
|-------------------------------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|----------------|----------------|----------------|----------------|
| GAS PRELEVATO (Mld mc) | | | | | | | | | |
| Impianti di distribuzione | 19,8 | 23,3 | 23,0 | 22,5 | 22,4 | -15,0% | -13,9% | -11,9% | -11,3% |
| Usi industriali | 9,8 | 9,7 | 9,9 | 10,0 | 11,2 | 0,5% | -1,5% | -2,4% | -13,0% |
| Usi termoelettrici | 12,8 | 15,2 | 19,2 | 21,2 | 25,2 | -15,6% | -33,2% | -39,6% | -49,3% |
| Rete Terzi e consumi di sistema (*) | 1,2 | 1,3 | 1,9 | 1,8 | 2,3 | -7,3% | -36,3% | -33,7% | -48,5% |
| Totale prelevato | 43,6 | 49,5 | 54,0 | 55,5 | 61,1 | -11,9% | -19,2% | -21,5% | -28,7% |
| GAS IMMESSO (Mld mc) | | | | | | | | | |
| Produzione nazionale | 5,2 | 5,6 | 6,2 | 5,9 | 6,9 | -7,2% | -15,4% | -12,2% | -24,9% |
| Importazioni | 42,0 | 44,7 | 51,3 | 53,5 | 56,5 | -6,2% | -18,2% | -21,6% | -25,7% |
| Stoccaggi | - 3,6 | - 0,9 | - 3,49 | - 3,9 | - 2,3 | ns | ns | ns | ns |
| Totale immesso | 43,6 | 49,5 | 54,0 | 55,5 | 61,1 | -11,9% | -19,2% | -21,5% | -28,7% |

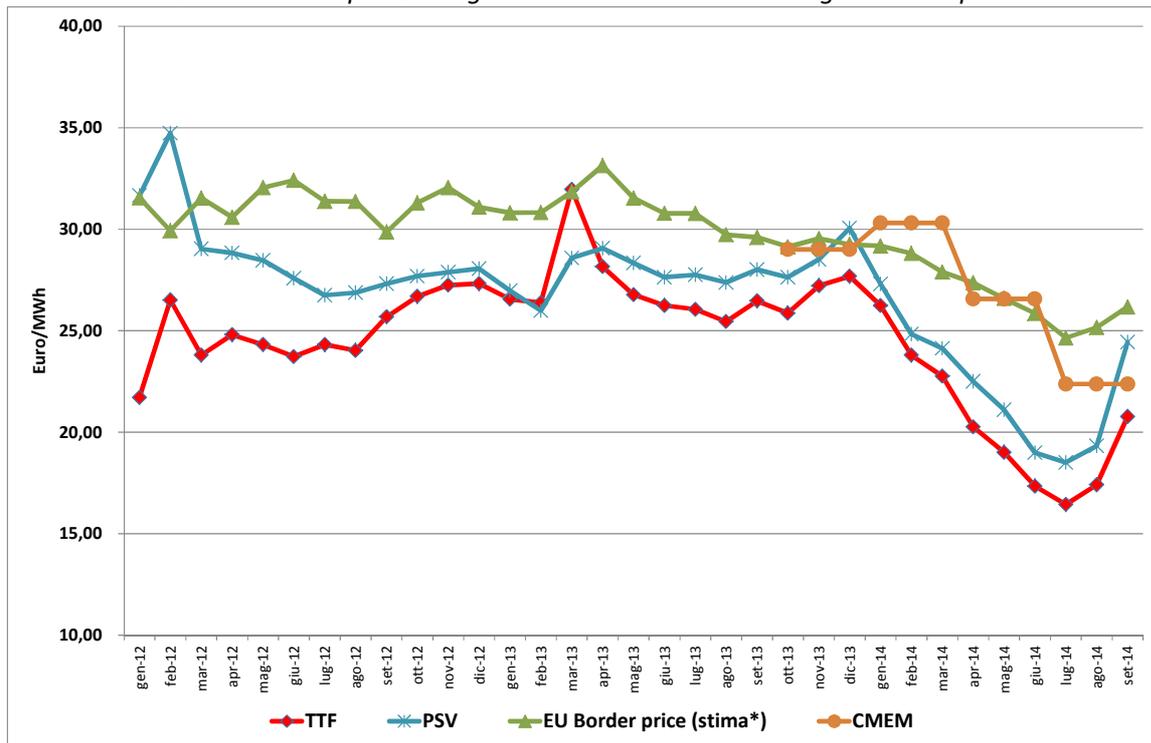
(*) Comprende : transiti, esportazioni, riconsegne imprese di trasporto, variazioni di invaso/svaso, perdite, consumi e il gas non contabilizzato.

Fonte : elaborazioni su dati Snam Rete Gas: provvisori per settembre 2014

In Europa le rinegoziazioni dei contratti a lungo termine tendono a spingere i valori verso i prezzi degli hubs. Questi ultimi hanno però conosciuto da gennaio a luglio una forte diminuzione a seguito di un inverno mite con basso utilizzo degli stoccaggi in un contesto di domanda debole anche per usi termoelettrici ed industriali, per poi risalire parzialmente in settembre soprattutto nei valori a pronti ma anche in quelli a termine. Così nel III trimestre la differenza media tra prezzi ai principali hubs del Nord e i prezzi alla frontiera connessi ai contratti a lungo termine è rimasta ancora significativa (orientativamente intorno al 20-25%). Il rialzo dei prezzi a breve in settembre, proseguito ad inizio ottobre, è stato

principalmente conseguenza dei timori di ripercussioni della crisi Russo-Ucraina sulle forniture europee con l'approssimarsi della stagione invernale.

Dinamiche dei prezzi del gas naturale sui mercati all'ingrosso europei



*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

Nonostante l'aumento, i prezzi spot restano però al di sotto del livello di settembre 2013. Il TTF olandese, hub di riferimento dell'Europa continentale, sceso a luglio fino a 16,4 €/MWh è salito a 20,8 €/MWh in settembre per poi giungere intorno ai 24 €/MWh ad inizio ottobre, ma si è mantenuto sotto i valori dello stesso periodo 2013 quando segnava circa 26 €/MWh. Dopo una discesa a 18,5 €/MWh in luglio, il PSV italiano - meno liquido e più «esposto» alle forniture russe rispetto agli hubs nordeuropei - ha conosciuto in settembre un maggior incremento (+25,5% vs. + 19,3% del TTF) ed è giunto a 24,4 €/MWh in media mensile fino a salire vicino ai 27 €/MWh ad inizio ottobre. È aumentata così nel trimestre la differenza tra PSV e TTF che, dopo essere stata per i valori a pronti intorno a +1 Euro/MWh ad inizio anno, è cresciuta a +3,7 Euro/MWh in settembre, per giungere a 5-6 Euro/MWh ai primi di ottobre. Sul forward «Q1 2015» il delta è risultato vicino ai 3 Euro/MWh.

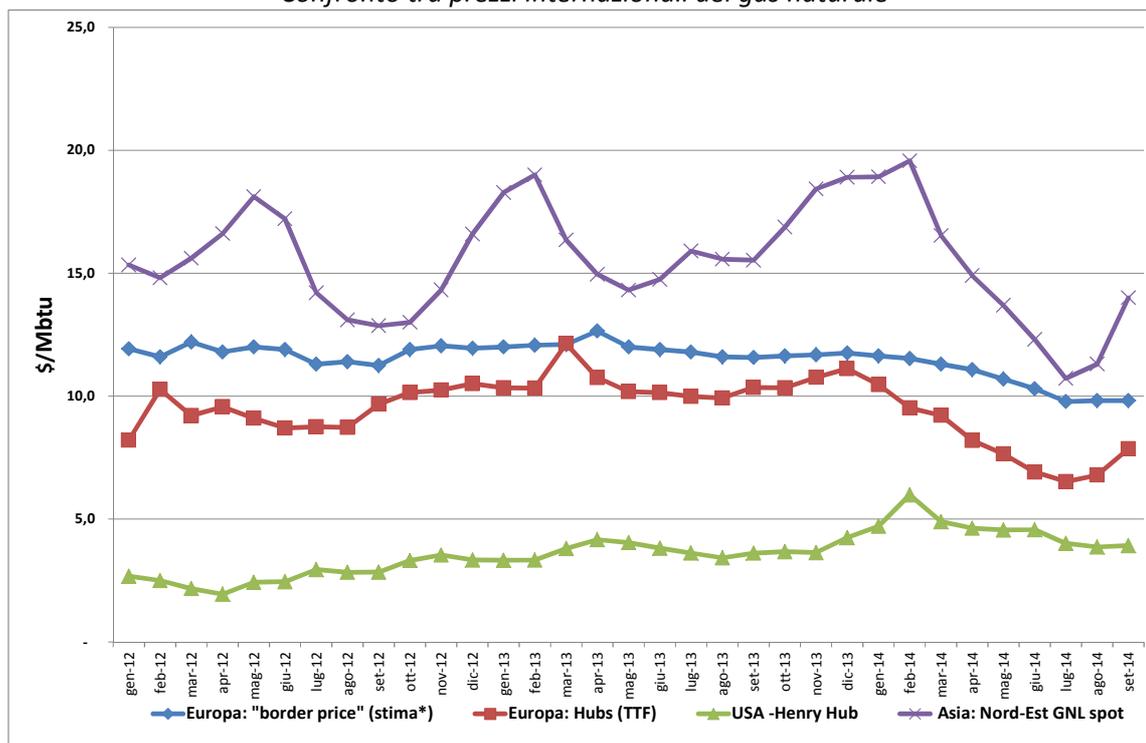
Il mercato del bilanciamento (PB-Gas), altra espressione del prezzo a breve del gas sul mercato all'ingrosso italiano, ha registrato nel trimestre valori in media superiori a quelli delle transazioni "over the counter" al PSV di circa 1,1 €/MWh, mentre era stato praticamente in linea nei trimestri precedenti. La c.d. "componente CMEM", intesa a riflettere il costo di approvvigionamento del gas nel prezzo al mercato tutelato e definita da AEEGSI a partire dal 1 ottobre 2013 sulla base delle quotazioni forward del TTF ("riportate" al PSV tramite addizione di apposite componenti di trasporto), è risultata nel III trimestre di 23,95 c€/mc cEuro/mc (22,4 Euro/MWh) per poi salire a 28,96 c€/mc dal 1 ottobre (27,1 €/MWh).

Non appare ancora chiaro quale sarà l'esito finale dell'epocale fase di transizione che il modello contrattuale e di pricing del gas europeo sta vivendo. Tuttavia i risultati delle ripetute rinegoziazioni dei contratti a lungo termine con clausole "Take or Pay" sembrano ormai direzionati ad un'uscita dai vecchi schemi con l'affermarsene di nuovi, caratterizzati non solo da mutate formule di prezzo, ma anche da diverse clausole di flessibilità e volumi contrattualizzati rispetto al passato.

A livello internazionale nel corso del 2014 i mercati del gas hanno mantenuto forti connotazioni «regionali», causa differenze nelle condizioni locali di mercato e degli equilibri domanda/offerta, diversi sistemi di pricing, costi di trasporto. A settembre 2014 i prezzi USA risultano meno della metà di quelli europei e meno di 1/3 di quelli asiatici.

In Asia i prezzi spot del GNL dopo essere giunti a sfiorare i 20 \$/Mbtu ad inizio anno, superando i valori dei contratti a lungo termine di quell'area, nel corso del terzo trimestre sono risultati prima in diminuzione a 11-12 \$/Mbtu quindi in ripresa a settembre verso i 14 \$/Mbtu; ma le condizioni attuali domanda/offerta non farebbero attendere per il prossimo inverno i picchi della stagione scorsa. Negli USA le quotazioni dell'Henry Hub risultano nel terzo trimestre intorno a 3,9 \$/Mbtu leggermente superiori allo stesso periodo dello scorso anno quando segnavano 3,6 \$/Mbtu ca.

Confronto tra prezzi internazionali del gas naturale



*Valori indicativi basati su stime e rilevazioni di World Gas Intelligence - Platts

Fonte: Elaborazioni RIE su dati Platts

Di seguito si riepilogano le principali novità normative per quanto riguarda i settori elettrico e gas; si rinvia al successivo paragrafo per un quadro più completo.

Electricità

Delibera AEEGSI 424/2014/R/eel del 7 agosto 2014 "Proroga della validità della suddivisione della rete rilevante in zone in vigore per il triennio 2012-2014 all'anno 2015"

Con riferimento alla regolazione disciplinante la suddivisione della rete del mercato elettrico italiano, l'AEEGSI, con deliberazione 265/2014/R/eel del 6 giugno 2014, aveva posticipato al 30 settembre 2014 la data prevista per l'invio, da parte di Terna alla medesima Autorità, della proposta di suddivisione della rete rilevante in zone per il triennio 2015- 2017.

A fronte di tale previsione il GME, al fine di conseguire l'obiettivo di estendere il market coupling a tutti i paesi confinanti sulla frontiera settentrionale entro i primi mesi del 2015, aveva tuttavia manifestato al Regolatore la necessità di definire ed approvare la nuova configurazione zonale per il 2015 entro l'inizio del

mese di settembre 2014, segnalando che qualsivoglia ritardo in tal senso avrebbe pregiudicato il corretto funzionamento della gestione del market coupling basata sul nuovo algoritmo europeo di selezione delle offerte (Euphemia), sviluppato nell'ambito del progetto Price Coupling of Region (PCR).

Stanti le notevoli incertezze relativamente agli elementi sui quali saranno costruiti i futuri scenari alla base della definizione della nuova configurazione zonale italiana, oltre che l'opportunità di testare le nuove potenzialità di Euphemia per la gestione di configurazioni zonali più aderenti ai limiti fisici della rete, l'Autorità ha rappresentato l'esigenza di rivalutare, con estrema attenzione e secondo specifici approfondimenti, i criteri e le ipotesi finora utilizzati per la suddivisione della rete rilevante in zone. Atteso che tali approfondimenti, secondo le valutazioni espresse dal Regolatore, richiedono tempi di svolgimento incompatibili con quelli previsti per l'avvio del coupling sulla frontiera settentrionale, l'AEEGSI, con il provvedimento, ha ritenuto opportuno prorogare per l'anno 2015 la configurazione zonale attualmente vigente, assicurando in tal modo agli operatori l'applicazione, sia pur transitoria, di una regolazione certa e già sperimentata.

Approvazione del «Piano d'azione italiano per l'efficienza energetica 2014» in data 7 luglio 2014.

Il PAEE 2014 descrive gli obiettivi di efficienza energetica fissati dall'Italia al 2020, le misure di policy attivate per il loro raggiungimento e i risultati raggiunti al 2012.

In particolare il Piano, tenendo conto delle linee guida per la compilazione della Commissione Europea e in accordo con quanto espresso nella Strategia Energetica Nazionale (SEN), riporta gli obiettivi nazionali di riduzione dei consumi di energia primaria e finale, e specifica i risparmi negli usi finali di energia attesi al 2020 per singolo settore economico e per principale strumento di promozione dell'efficienza energetica. Rispetto ai risultati di risparmio complessivamente attesi al 2020 (15,50 milTep/anno) il 23,7% ricadono nel settore residenziale, il 7,9% nel settore terziario, il 32,9% nel settore Industria e il 35,5% nel settore trasporti.

Gas

Il Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico del 3 settembre 2014 ha accettato con decorrenza dal 20 dicembre 2013, data di inizio dell'operatività commerciale, la richiesta del terminale di rigassificazione OLT Offshore LNG Toscana di rinuncia all'esenzione dell'accesso ai terzi concessa con DM del 28 agosto 2009. Lo stesso Decreto del 3 settembre ha individuato OLT come infrastruttura essenziale ed indispensabile per la sicurezza del sistema nazionale gas e che può contribuire significativamente all'economicità e alla concorrenza delle forniture di gas naturale.

La delibera AEEGSI n. 415/2014/R/Gas del 7 agosto 2014 (*“Chiusura dei supplementi di istruttoria, in materia di tariffe per il servizio di rigassificazione della società OLT Offshore Lng Toscana S.p.a., per il periodo transitorio ottobre 2012-dicembre 2013 e per l'anno 2014”*) ha approvato le tariffe per il servizio di rigassificazione di OLT per il periodo transitorio ottobre 2012-dicembre 2013 e per l'anno 2014.

La delibera AEEGSI n. 458/2014/R/Com del 25 settembre 2014 (*“Aggiornamento, dal 1 ottobre 2014, delle componenti tariffarie destinate alla copertura degli oneri generali e di ulteriori componenti del settore elettrico e del settore gas”*) tenendo conto di quanto stabilito dal DM del 3 settembre riguardo la strategicità di OLT e del ricavo riconosciuto determinato con la sopra citata delibera n. 415/2014/R/Gas, ha stimato il fattore di garanzia riconoscibile ad OLT per il periodo 2013-2014 in un massimo di circa 45 milioni di euro.

La delibera AEEGSI n. 462/2014/R/Gas del 25 settembre 2014 (*“Aggiornamento della componente QVD delle condizioni economiche del servizio di tutela del gas naturale”*) ha stabilito con vigore dal 1 gennaio 2015 un cambiamento dei valori e delle modalità di applicazione ai clienti finali del mercato tutelato gas della componente a copertura dei costi per la vendita al dettaglio (cd. QVD), costituita da una quota fissa in euro/anno per punto di riconsegna (PdR) e da una quota variabile in c€/mc consumato. Ciò per tenere conto dei crescenti costi legati alla morosità dei clienti che vengono imputati alla quota variabile della componente. Rispetto ai valori attualmente in vigore, dal 2015 avrà un maggior peso la componente variabile (da 0,7946 c€/mc attuali a 2,518 c€/mc) mentre diminuirà quella fissa (da 57,35 a 41,74 euro/anno), per un incremento complessivo di circa 8,5 euro/anno in riferimento ad un consumo tipo di 1.400 mc/anno.

La delibera AEEGSI n. 460/2014/R/Gas del 25 settembre 2014 (*“Aggiornamento per il trimestre 1 ottobre-31 dicembre 2014 delle condizioni economiche di fornitura del gas naturale per il servizio di tutela*

e modifiche al TIVG”) ha modificato per il IV trimestre 2014 la componente variabile aggiuntiva sui costi di trasporto QT_{MCV} (da 0,295 c€/mc a 1,1 c€/mc) al fine di adeguarla al nuovo ammontare del corrispettivo per la copertura di oneri derivanti dal sistema regolatorio applicato al servizio di stoccaggio e gravanti sulla tariffa di trasporto.

La legge 116/2014 del 20 agosto 2014 di conversione del DL del decreto legge 91/2014 c.d. “decreto competitività”, all’articolo 30 bis sancisce un’ulteriore proroga delle scadenze per la pubblicazione dei bandi di gara d’ambito per l’affidamento del servizio di distribuzione del gas. Nello specifico sono prorogate di otto mesi le scadenze del primo gruppo di ambiti (che hanno così tempo fino al 11/3/2015), di sei mesi quelle del secondo, terzo e quarto gruppo nonché di quattro mesi quelle del quinto e sesto gruppo di ambiti.

La delibera 367/2014/R/Gas del 24 luglio 2014 (*“Regolazione tariffaria dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2014-2019 per le gestioni d’ambito e altre disposizioni in materia tariffaria”*) ha integrato la regolazione delle tariffe dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo 2014-2019, finora relativa prevalentemente alle gestioni comunali, con disposizioni riguardanti le tariffe da applicarsi alle gestioni d’ambito che si costituiranno dopo le gare di affidamento del servizio.

QUADRO NORMATIVO

Nel seguito sono presentate le principali novità normative relative ai settori di competenza del Gruppo.

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

La disciplina dei servizi pubblici locali risultante dal quadro normativo è contenuta nella Legge di conversione del D.L. 18/10/2012 n.179 recante ulteriori misure urgenti per la crescita del Paese, art. 34, come risultante dalla legge di conversione (L. 17/12/2012 n. 221), e come modificata dal D.L. 30-12-2013 n. 150 - Proroga di termini previsti da disposizioni legislative, Art. 13 Termini in materia di servizi pubblici locali, In vigore dal 1° marzo 2014, ai sensi del quale:

1. In deroga a quanto previsto dall'articolo 34, comma 21 del decreto-legge 18 ottobre 2012, n. 179, convertito, con modificazioni, dalla legge 17 dicembre 2012, n. 221, al fine di garantire la continuità del servizio, laddove l'ente responsabile dell'affidamento ovvero, ove previsto, l'ente di governo dell'ambito o bacino territoriale ottimale e omogeneo abbia già avviato le procedure di affidamento pubblicando la relazione di cui al comma 20 del medesimo articolo, il servizio è espletato dal gestore o dai gestori già operanti fino al subentro del nuovo gestore e comunque non oltre il 31 dicembre 2014.

2. La mancata istituzione o designazione dell'ente di governo dell'ambito territoriale ottimale ai sensi del comma 1 dell'articolo 3-bis del decreto-legge del 13 agosto 2011, n. 138, convertito, con modificazioni, dalla legge 14 settembre 2011, n. 148, ovvero la mancata deliberazione dell'affidamento entro il termine del 30 giugno 2014, comportano l'esercizio dei poteri sostitutivi da parte del Prefetto competente per territorio, le cui spese sono a carico dell'ente inadempiente, che provvede agli adempimenti necessari al completamento della procedura di affidamento entro il 31 dicembre 2014.

3. Il mancato rispetto dei termini di cui ai commi 1 e 2 comporta la cessazione degli affidamenti non conformi ai requisiti previsti dalla normativa europea alla data del 31 dicembre 2014.

4. Il presente articolo non si applica ai servizi di cui all'articolo 34, comma 25, del decreto-legge 18 ottobre 2012, n. 179, convertito, con modificazioni, dalla legge 17 dicembre 2012, n. 221. (servizio di distribuzione di gas naturale, di cui al decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164, servizio di distribuzione di energia elettrica, di cui al decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79, e alla legge 23 agosto 2004, n. 239, nonché gestione delle farmacie comunali, di cui alla legge 2 aprile 1968, n. 475).

Gli affidamenti diretti assentiti alla data del 1° ottobre 2003 a società a partecipazione pubblica già quotate in borsa a tale data, e a quelle da esse controllate, cessano alla scadenza prevista nel contratto di servizio; gli affidamenti che non prevedono una data di scadenza cessano, improrogabilmente, il 31 dicembre 2020.

Le funzioni di organizzazione dei servizi pubblici locali a rete di rilevanza economica, compresi quelli appartenenti al settore dei rifiuti urbani, di scelta della forma di gestione, di determinazione delle tariffe all'utenza per quanto di competenza, di affidamento della gestione e relativo controllo sono esercitate unicamente dagli enti di governo degli ambiti o bacini territoriali ottimali.

E' stata pubblicata nella G.U.U.E (Gazzetta Ufficiale dell'Unione europea) del 28 marzo 2014 la Direttiva 2014/23/UE del Parlamento europeo e del Consiglio del 26 febbraio 2014, sull'aggiudicazione dei contratti di concessione.

La direttiva dovrà essere recepita dagli Stati membri entro il 18 aprile 2016 (anche se non mancano interpretazioni sulla immediata applicabilità della stessa presso gli Stati membri).

Le modalità di assegnazione sono le seguenti:

- a) a società private, selezionate mediante una procedura di gara pubblica;
- b) direttamente a società pubblico-privata, qualora il socio privato sia selezionato mediante una gara d'appalto avente per oggetto (i) l'assegnazione della posizione di socio e, allo stesso tempo, (ii) l'attribuzione al socio privato di compiti operativi connessi alla gestione del servizio;

- c) direttamente a società interamente posseduta da enti pubblici, se l'unico scopo di tali società è quello di fornire servizi ai soci pubblici e se l'amministrazione aggiudicatrice può esercitare lo stesso controllo che l'autorità esercita sui propri uffici (le cosiddette società "in house").

Codice dei contratti pubblici

Il testo del D. lgs. 163/2006 (Codice dei Contratti Pubblici) è stato oggetto di integrazioni e modifiche. Nel seguito si riportano le novità di maggior rilievo:

- per le imprese partecipanti alle gare, non è causa di esclusione la dichiarazione di concordato preventivo c.d. in continuità, ma per poter partecipare è necessario una espressa autorizzazione da parte del commissario giudiziale, se nominato, o dal tribunale (precisazione introdotta dalla L. 9/2014);
- le stazioni appaltanti devono, ove possibile ed economicamente conveniente, suddividere gli appalti in lotti funzionali;
- istituzione della BANCA DATI NAZIONALE DEI CONTRATTI PUBBLICI che permetterà alle Stazioni appaltanti di verificare i requisiti di capacità generale, tecnica ed economico-finanziaria, dopo successivi rinvii dal 01/07/2014 diventa obbligatorio verificare i requisiti attraverso la banca dati per gli appalti nei settori ordinari (raccolta RSU) ;
- nelle gare con aggiudicazione al prezzo più basso, detto prezzo è determinato al netto delle spese relative al costo del personale;
- la legge anti-corrruzione introduce nuovi obblighi di pubblicità per le P.A. e le società controllate da Enti pubblici , con esclusione delle società quotate in borsa e delle società da loro controllate, come precisato dalla circolare del Ministro per la PA e la semplificazione n1/2014;
- con la legge n .9 /2014 di conversione del decreto-legge n. 145 del 2013, art 13, sono state introdotte norme che consentono alle stazioni appaltanti di pagare direttamente i subappaltatori per i casi di crisi di liquidità finanziaria dell'impresa appaltatrice che siano comprovate da ripetuti ritardi nei pagamenti dei Subappaltatori o dei Cottimisti ed accertate dalla Stazione appaltante, dopo aver sentito l'Appaltatore. Inoltre è sempre consentito alla stazione appaltante, anche per i contratti di appalto in corso, nella pendenza di procedura di concordato preventivo, provvedere ai pagamenti dovuti per le prestazioni eseguite dall'affidatario medesimo e dai subappaltatori e cottimisti.

A fine 2013 la Commissione UE ha emanato il Regolamento n. 1336/2013 con il quale sono state modificate per il biennio 2014/2015 le soglie di applicazione in materia di procedure di aggiudicazione degli appalti pubblici : 207.000 euro per i settori ordinari (invece di 200.000) e per i settori speciali; 414.000 euro (invece di 400.000) per tutti gli appalti pubblici di forniture e di servizi e 5.186.000 euro (invece di 5.000.000) per gli appalti pubblici di lavori.

Di grande impatto sulla normativa saranno, una volta recepite (entro il 18/4/2016), le Direttive dell'unione Europea pubblicate nella G.U.U.E (Gazzetta ufficiale dell'Unione europea) 94 del 28 marzo 2014:

la Direttiva 2014/24/UE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 26 febbraio 2014, sugli appalti pubblici , che abroga la direttiva 2004/18/CE;

- la Direttiva 2014/25/UE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 26 febbraio 2014, sulle procedure d'appalto degli enti erogatori nei settori dell'acqua, dell'energia, dei trasporti e dei servizi postali , che abroga la direttiva 2004/17/CE;

- la Direttiva 2014/23/UE sull'aggiudicazione dei contratti di concessione (prima non disciplinati).

Si segnala da ultimo:

- la soppressione dell'AVCP, che è stata sostituita dall'ANAC ex art. 19 del DL 90/2014, convertito in Legge n.114/2014
- il Comunicato A.N.A.C. 2/9/2014: "Applicazione dell'art.37 del Decreto legge 24 giugno 2014 n. 90 come convertito dalla Legge n 114/2014, modalità di trasmissione e comunicazione all'ANAC delle varianti in corso d'opera" che detta disposizioni operative per le Stazioni appaltanti per il nuovo adempimento (si applica solo agli appalti di lavori sopra soglia nei settori ordinari).
La legge 114/2014 inoltre introduce norme di accelerazione del processo amministrativo (art 40) e di contrasto contro l'abuso del processo (art 41) le c.d. liti temerarie.
- Il D.L. 133 /2014 del 12 settembre 2014 c.d "Sblocca Italia" che ha introdotto norme di modifica al Codice dei contratti, tra le quali si citano in particolare quelle di cui all'art. 2 in tema di "Semplificazioni procedurali per le infrastrutture strategiche affidate in concessione", all'art. 4 in

merito all'individuazione di "Misure di semplificazione per le opere incompiute segnalate dagli Enti locali e misure finanziarie a favore degli Enti territoriali", e la previsione di una serie di misure per la semplificazione burocratica, a favore dei project bond e per il rilancio dell'edilizia.

Codice antimafia

Con il decreto legislativo 6 settembre 2011, n. 159 è stato approvato il codice delle leggi antimafia e delle misure di prevenzione, che raggruppa in unico testo le disposizioni in materia di lotta alla delinquenza mafiosa.

In particolare si evidenziano: eliminazione delle cd "informative atipiche", validità annuale delle informative antimafia, anziché semestrale, ed ottenimento delle comunicazioni antimafia solo dalla Prefettura, non più dalla Camera di Commercio.

Il D.L. 90/2014, convertito in legge 114/2014 all'art. 29 dispone, modificando l'art. 1 comma 52 della legge 190/2012, che diventa obbligatorio la consultazione delle c.d. "White list", istituite presso le Prefetture e che l'iscrizione negli elenchi tiene luogo delle comunicazioni ed informazioni antimafia richieste dal D. Lgs. 159/2011, anche per attività diverse da quelle per cui sono stati istituiti gli elenchi. Le attività definite a maggior rischio di infiltrazione sono elencate nel comma 53 dell'art. 1 della legge 190 /2012 (per es: noli a caldo, trasporto e smaltimento rifiuti per conto terzi, autotrasportatori conto terzi, estrazione, fornitura e trasporto terra e materiali inerti, ecc.)

Robin Hood Tax

L'art. 7 del decreto-legge 13 agosto 2011, n. 138, convertito in legge 14 settembre 2011, n. 148, ha innalzato di quattro punti percentuali (dal 6,5% al 10,5%), la cosiddetta "Robin Hood Tax", ossia l'aliquota addizionale IRES per le società operanti nel settore energetico per i periodi di imposta dal 2011 al 2013 e l'ha estesa agli esercenti la trasmissione/dispacciamento/distribuzione elettrica e il trasporto/distribuzione gas, nonché alle società che producono energia elettrica mediante l'impiego prevalente di biomasse e da fonte solare-fotovoltaica ed eolica. Al momento l'addizionale non è stata confermata per gli anni successivi al 2013.

Trasferimento di contante

E' stato abbassato a 1.000 euro il limite oltre il quale non è consentito il trasferimento di denaro contante o di libretti di deposito bancari o postali al portatore.

Distribuzione gas

Il Decreto Letta del 2000 ha introdotto la concorrenza nel mercato del gas naturale italiano attraverso la liberalizzazione delle importazioni, esportazione, trasporto, dispacciamento e vendita di gas.

L'attività di stoccaggio ha lo scopo di compensare le fluttuazioni della domanda dei consumi all'interno del sistema nazionale del gas, in modo da garantire una riserva strategica di gas naturale. L'attività di stoccaggio è svolta da imprese sulla base di concessioni aggiudicate mediante pubblica procedura di gara. L'attività di distribuzione è considerata come un servizio pubblico e può essere effettuata solo da aziende che non forniscono già altri servizi nel settore del gas. Attualmente, il servizio di distribuzione viene assegnato sulla base di gare pubbliche per un periodo massimo di 12 anni.

Con decreto del 19 gennaio 2011 il Ministro dello sviluppo economico ha determinato gli ambiti territoriali nel settore della distribuzione del gas naturale. E' stato anche approvato il regolamento per i criteri di gara e per la valutazione delle offerte per l'affidamento del servizio di distribuzione gas. In tale regolamento è stabilito che il Comune capoluogo di Provincia sia stazione appaltante per la gestione della gara. Il termine per l'individuazione della stazione appaltante è fissato in sei mesi dall'entrata in vigore del regolamento (11 febbraio 2012) per gli ambiti di Parma, Reggio Emilia, Torino 1 – Città di Torino, Torino 2 – Impianto di Torino, in 24 mesi per l'ambito Genova 2 – Provincia e in 30 mesi per Genova 1 – Città e Impianto di Genova, in 36 mesi per l'ambito di Piacenza 2 est.

Le relative gare devono essere indette entro 15 mesi dalla scadenza dei termini di cui sopra dal Comune capoluogo di provincia, oppure entro 18 mesi da soggetto individuato dai Comuni appartenenti all'ambito territoriale (se quest'ultimo non comprende il Comune Capoluogo).

Nel corso del 2013 il "Decreto del Fare" (decreto-legge 21 giugno 2013, n. 68) ha introdotto alcune modifiche al "regolamento criteri" che definisce le regole fondamentali per lo svolgimento delle gare d'ambito. E' stata prevista la perentorietà delle scadenze per la nomina della stazione appaltante, con una penale per il mancato rispetto dei termini e il rafforzamento dei poteri sostitutivi, mediante la nomina di

un "commissario ad acta". Le date limite per l'indizione delle gare sono state poi prorogate in misura differenziata.

Il D.L.145/2013 convertito in L. n. 9 del 21/2/2014 ha stabilito all'art. 1 comma 16 che "I termini di scadenza previsti dal comma 3 dell'articolo 4 del decreto-legge 9 agosto 2013 n.98, sono prorogati di ulteriori 4 mesi. Le date limite di cui all'allegato 1 al regolamento di cui al decreto del Ministro dello sviluppo economico 12 novembre 2011 n.226, relative agli ambiti ricadenti nel terzo raggruppamento dello stesso allegato 1, nonché i rispettivi termini di cui all'allegato 3 del medesimo regolamento, sono prorogati di quattro mesi." Successivamente la L.11/8/2014 n.116 (art. 30 bis) ha ulteriormente prorogato i termini di 8 mesi per gli ambiti del primo raggruppamento e di 6 mesi per gli ambiti del secondo, terzo e quarto raggruppamento.

L'avvio delle gare per ATEM sono previste secondo il seguente calendario:

Reggio Emilia - gara prorogata di due anni causa terremoto (entro 11 novembre 2015)) non ha subito variazioni

Parma – entro 11 marzo 2015

Piacenza – 2° semestre 2015

Torino 2– 11 giugno 2015

Genova – 1° semestre 2016

Con la delibera 382/2012/R/gas è stato pubblicato lo schema di contratto di servizio tipo per la distribuzione del gas naturale.

Tra i fatti più significativi intervenuti nel quadro normativo del settore della distribuzione gas vanno ricordati soprattutto i provvedimenti dell'Autorità per l'Energia e il Gas in materia di:

tariffe di distribuzione e misura;

servizio di distribuzione e misura.

Il D.L. "Sblocca Italia" all'art. 37 prevede "Misure urgenti per l'approvvigionamento e il trasporto del gas naturale" e all'art.38 "Misure per la valorizzazione delle risorse energetiche nazionali".

Servizio default

Con la deliberazione ARG/gas 99/11, l'Autorità aveva introdotto disposizioni per il mercato della vendita al dettaglio del gas naturale, con particolare riferimento alle modalità di acquisto e perdita della responsabilità dei prelievi, alla disciplina dell'inadempimento del cliente finale alle proprie obbligazioni di pagamento (c.d. morosità) e al completamento dell'assetto previsto in materia di servizi di ultima istanza, disciplinando il servizio di default, finalizzato a garantire il bilanciamento della rete di distribuzione in relazione ai prelievi di gas effettuati direttamente dal cliente finale (privo di un fornitore) titolare del punto di riconsegna per il quale non ricorrano i presupposti per l'attivazione del fornitore di ultima istanza, o ne sia comunque impossibile l'attivazione.

Con la delibera 352/2012/R/gas sono state adottate disposizioni a completamento della disciplina del servizio di default, stabilendo la remunerazione dell'impresa di distribuzione che eroga il servizio di default e l'entrata in vigore della disciplina relativa alla remunerazione del SdD, fissata a partire dall'1 gennaio 2013, tenuto conto dell'intervento del DM 3 agosto 2012 il quale ha inteso comprendere tra i clienti finali aventi diritto al fornitore di ultima istanza anche i clienti che siano rimasti privi di fornitore per motivi dipendenti dalla propria volontà e siano titolari di punti di prelievo non disalimentabili.

Con la sentenza 29/12/2012 n. 3296 della sez. III del Tar Lombardia è stata ritenuta illegittima la Deliberazione 99/11 in quanto, in violazione del principio comunitario e nazionale della separazione anche funzionale tra le attività di distribuzione e le attività di fornitura del gas ha introdotto il servizio di default ponendolo a carico delle imprese di distribuzione del gas.

L'AEEG ha proposto appello con istanza di misure cautelari monocratiche contro la sentenza del TAR. Il Consiglio di Stato il 28 gennaio 2013 ha accolto l'appello dell'AEEG in via cautelativa e ha sospeso gli effetti della sentenza del TAR Lombardia, fissando l'udienza di merito per il 19 febbraio 2013. A seguito della decisione di sospensiva indicata, AEEG ha ritenuto di pubblicare il 30 gennaio 2013 la delibera 25/2013/R/gas "Disposizioni Urgenti, in attuazione dei decreti monocratici 28 gennaio 2013 del Consiglio di Stato, in materia di servizio di default sulle reti di distribuzione del gas naturale".

A fronte dell'apertura di un tavolo tecnico con l'AEEG, è stato chiesto il rinvio della discussione del ricorso al fine di poter portare avanti il tavolo tecnico frattanto avviato con gli operatori.

Il Consiglio di Stato ha quindi rinviato la discussione della domanda cautelare alla camera di consiglio del 9.7.2013.

All'udienza del 9 luglio 2013 il Consiglio di Stato ha fissato per il 4 marzo 2014 l'udienza per discussione di merito dei ricorsi in appello proposti da AEEG avverso le sentenze del TAR di Milano del dicembre 2012. L'AEEG in data 21.11.2013 ha assunto una ulteriore delibera 533/2013/R/GAS in merito alla disciplina del default 533/2013/R/GAS. In data 21 gennaio 2014 è stato proposto ricorso per motivi aggiunti per il suo annullamento.

Successivamente sono state emesse: il 6 giugno 2013 la delibera 241/2013/R/gas "Riforma della disciplina del servizio di default di distribuzione, a seguito della dichiarata impossibilità a svolgere tutte le attività di cui al TIVG, in merito al bilanciamento dei prelievi diretti", il 27/2/2014 la delibera 84/2014/R/gas "Disciplina della morosità e dei servizi di ultima istanza modifiche ed integrazioni al TIMG e TIVG, il 29 maggio 2014 la delibera 246/2014/R/gas "valorizzazione del gas naturale prelevato presso i punti di riconsegna cui è erogato il servizio di default distribuzione a seguito della mancata disalimentazione fisica".

Con sentenza depositata in data 12.6.2014, il Consiglio di Stato ha accolto l'appello promosso dall'Aeeg avverso le sentenze con cui il TAR Milano, nel dicembre 2012, aveva ravvisato l'illegittimità della delibera 99/11 disponendone l'annullamento.

In estrema sintesi il Consiglio di Stato, aderendo alle difese dell'Aeeg, ha ritenuto che il servizio di default sia riconducibile al servizio di bilanciamento e che lo stesso non possa essere qualificato come attività di vendita ma, piuttosto, come attività di regolazione ex post dei rapporti di indebito oggettivo sorti in seguito ai prelievi effettuati dal cliente rimasto allacciato alla rete di distribuzione.

Ciò, anche in considerazione del fatto che non sussiste il rischio tipico dell'attività di vendita, in quanto la morosità del cliente finale servito è pressoché integralmente socializzata e posta a carico della collettività.

Distribuzione energia elettrica

Il decreto legislativo n. 79 del 16 marzo 1999 (il "Decreto Bersani") ha istituito un quadro normativo generale per il mercato elettrico italiano che ha introdotto gradualmente la concorrenza nella produzione di energia elettrica e vendita a clienti idonei, a fronte del mantenimento di una struttura di monopolio regolamentato per la trasmissione e la distribuzione.

In particolare, il Decreto Bersani ha:

- liberalizzato le attività di produzione, importazione, esportazione, acquisto e vendita di energia elettrica dal 1° gennaio 2003, a condizione che nessuna società fosse autorizzata a produrre o importare direttamente o indirettamente oltre il 50% del totale dell'energia elettrica generata o importata in Italia, al fine di aumentare la concorrenza nel mercato della produzione di energia elettrica;
- previsto l'istituzione dell'Acquirente Unico, che deve stipulare e gestire contratti di fornitura, al fine di garantire la capacità di generazione necessaria e la fornitura di energia elettrica in condizioni di continuità, sicurezza ed efficienza del servizio di tutto il sistema, nonché parità di trattamento tariffario;
- previsto la creazione della "Power Exchange", una piazza virtuale in cui i produttori, importatori, grossisti, distributori, gestore della rete di trasmissione nazionale, l'Acquirente Unico e gli altri partecipanti al mercato libero possono comprare e vendere energia elettrica a prezzi determinati attraverso una procedura di gara;
- prevista la creazione del soggetto che gestisce la Borsa elettrica (cioè GME o Gestore del Mercato) ed attribuite le attività di trasmissione e dispacciamento in concessione al gestore della rete di trasmissione nazionale (Terna), mentre l'attività di distribuzione di energia elettrica viene effettuata in regime di concessione rilasciata dal Ministero dello Sviluppo Economico.

La legge n. 290 del 27 ottobre 2003 ha stabilito la riunificazione di proprietà e gestione della rete di trasmissione.

Nel 2007 sono state adottate misure per assicurare la separazione funzionale ("unbundling").

Struttura tariffaria per trasmissione, distribuzione e misura

L' AEEG ha stabilito un regime tariffario che è entrato in vigore il 1° gennaio 2000. Questo regime ha sostituito il sistema "cost plus" con un nuovo meccanismo di "price cap", che prevede un limite per gli incrementi tariffari annuali corrispondenti alla differenza tra il tasso di inflazione e l'aumento della

produttività conseguibile dal fornitore di servizi, insieme ad ulteriori fattori, come il miglioramento della qualità. Secondo la metodologia del price-cap, le tariffe dovrebbero essere ridotte di una percentuale fissa ogni anno così da incoraggiare gli operatori regolamentati per migliorare l'efficienza e gradualmente trasferire il risparmio sul cliente finale.

Il 2012 è il primo anno del quarto periodo regolatorio (2012-2015), nel quale vigono provvedimenti che regolano le attività principali della distribuzione elettrica, che opera in un mercato elettrico oramai completamente liberalizzato.

Tali attività sono:

- 1) tariffe del servizio di trasmissione, distribuzione e misura (del. ARG/elt 199/11)
- 2) tariffa sociale (del.402/2013/R/com ha sostituito dal 1° gennaio 2014 la del. ARG/elt 117/08)
- 3) qualità del servizio (del. ARG/elt 198/11)
- 4) morosità (del. ARG/elt 4/08)
- 5) switching (del. ARG/elt 42/08)
- 6) regolazione delle partite fisiche ed economiche del servizio di dispacciamento settlement (del. ARG/elt 107/09)
- 7) unbundling (del. ARG/elt 11/07)
- 8) sistema indennitario (del. ARG/elt 191/09).

In merito al punto 1), il meccanismo della tariffa media nazionale integrata da perequazioni (generali + specifica aziendale) viene sostituito da una tariffa individuale per singolo distributore.

In merito al punto 2), al fine di proteggere i clienti domestici in situazioni di disagio (economico e fisico), si prevede la semplificazione e la rimozione di alcune criticità nella disciplina del bonus elettrico.

Sul punto 3), la del. 198/2011 (TIQE) norma la qualità commerciale e quella tecnica per il 2012-2015. Si evidenzia l'entrata in vigore dal 2013 del "preventivo rapido" e di nuovi indicatori per la sostituzione del gruppo di misura guasto e per il ripristino del valore corretto.

In merito al punto 4), continua a valere il sistema definito dalla del. 4/08:

- a) tutela del credito dei venditori e degli esercenti la salvaguardia;
- b) definizione di specifiche regole per la gestione della sospensione della fornitura in caso di morosità di clienti finali, connessi in bassa tensione e non dotati di misuratore elettronico, prevedendo obblighi informativi a carico dei distributori.

Sul punto 5), la del. 42/08 ha regolato dispacciamento, trasmissione, distribuzione e misura elettrica nei casi di cambiamento di venditore sullo stesso punto di prelievo attivo, o di attribuzione a un venditore un punto di prelievo nuovo o precedentemente disattivato (switching).

In merito al punto 6), l'allegato A alla delibera ARG/elt 107/09 (Testo Integrato Settlement –TIS) riassume in unico testo tutte le disposizioni inerenti il settlement, cioè la regolazione delle partite fisiche ed economiche del dispacciamento (regolazione mensile, conguagli annuali, rettifiche delle misure, ...) per ottenere:

- a) la corretta contabilizzazione e valorizzazione economica dell'energia prelevata da ciascun utente del dispacciamento;
- b) il contenimento dell'impatto economico ed amministrativo per gli utenti del dispacciamento dovuto alle rettifiche delle misure;
- c) la semplificazione contabile ed amministrativa per Terna e i distributori.

Sul punto 7), il "Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas in merito agli obblighi di separazione amministrativa e contabile (unbundling) per le imprese operanti nei settori dell'energia elettrica e il gas e relativi obblighi di pubblicazione e comunicazione" (Testo Integrato o TIU) ha stabilito l'obbligo di separazione funzionale a carico dell'impresa verticalmente integrata - vale a dire l'impresa o il gruppo di imprese che, nel settore dell'energia elettrica o del gas, svolge almeno un'attività in concessione (ad esempio, la distribuzione dell'energia elettrica e/o del gas) e almeno un'attività liberalizzata (ad esempio, la vendita di energia elettrica e/o gas) – recependo sostanzialmente il contenuto delle direttive comunitarie 2003/54/CE (per il settore elettrico) e 2003/55/CE (per il settore gas).

Lo scopo è promuovere la concorrenza, l'efficienza e adeguati livelli di qualità nell'erogazione dei servizi.

- a) garantendo la neutralità della gestione delle infrastrutture essenziali per lo sviluppo di un mercato concorrenziale;
- b) impedendo discriminazioni tra gli operatori del mercato nell'accesso alle informazioni sensibili e nell'utilizzo delle infrastrutture;
- c) separando le attività svolte in regime di concorrenza dalle attività regolate (quelle di gestione delle infrastrutture), evitando il trasferimento incrociato di risorse e di costi.

Per la separazione funzionale occorre in primis affidare, nell'ambito di un'impresa verticalmente integrata, ogni attività regolata a un Gestore Indipendente, che la deve amministrare con autonomia decisionale e organizzativa e perseguendo obiettivi di efficienza, economicità, neutralità e non discriminazione.

Il Gestore Indipendente nomina un garante per la corretta gestione delle informazioni commercialmente sensibili (detto Garante dei Dati), che vigila sulla corretta gestione delle informazioni (intese come quelle commercialmente sensibili, cioè rilevanti per la concorrenza nel mercato).

Per raggiungere gli obiettivi descritti, il Gestore Indipendente si dota del Piano degli adempimenti, documento contenente una serie di misure organizzative e gestionali, i cui requisiti minimi sono fissati dall'Autorità.

Inoltre, annualmente, il Gestore Indipendente predispose ed invia all'Autorità il Rapporto Annuale delle Misure Adottate (RAMA).

In merito al punto 8), la del. ARG/elt 191/09 ha definito il "Sistema Indennitario" che garantisce un indennizzo al venditore uscente in caso di mancato incasso del credito relativo alle fatture degli ultimi mesi di erogazione della fornitura, prima della data di effetto dello switching per il servizio prestato.

La successiva del. ARG/elt 219/10 emana le disposizioni per il funzionamento del Sistema Indennitario.

Questo sistema permette a tutti i venditori di potersi rivalere sul cliente finale, indipendentemente dal cambio di venditore richiesto dal cliente finale stesso.

Concessioni di grande derivazione ad uso idroelettrico

Con sentenza della Corte Costituzionale n. 205 del 4 luglio 2011 è stata dichiarata l'illegittimità delle disposizioni del decreto-legge 31 maggio 2010, n. 78, convertito in legge 30 luglio 2010, n. 122, che prorogavano di cinque anni le concessioni di grande derivazione per la produzione di energia elettrica, con eventuale ulteriore proroga di sette anni in caso di costituzione di società miste da parte di alcune province.

In conseguenza della dichiarazione di illegittimità costituzionale, le concessioni con scadenza al 31 dicembre 2010 si trovano in regime di prosecuzione della gestione da parte del concessionario, fino alla data del subentro del nuovo concessionario che dovrà essere scelto mediante procedura ad evidenza pubblica.

La durata delle future concessioni, da rilasciare a seguito di procedura di gara, sarà variabile, secondo criteri da stabilire in un emanando decreto interministeriale d'intesa con la Conferenza Stato-Regioni, da venti a trent'anni, in rapporto agli investimenti ritenuti necessari. Nella scelta della migliore offerta per l'affidamento della concessione si avrà riguardo prevalentemente all'offerta economica per l'acquisizione della risorsa idrica e all'aumento dell'energia prodotta o della potenza installata. Per le concessioni già scadute e per quelle in scadenza entro il 2017, la gara sarà indetta entro due anni dalla data dell'entrata in vigore del decreto interministeriale che fisserà i criteri e la nuova concessione decorrerà dal quinto anno successivo alla scadenza originaria e comunque non oltre il 31 dicembre 2017. Al nuovo concessionario sarà trasferita dal concessionario uscente la titolarità del ramo di azienda relativo all'esercizio della concessione, comprensivo di tutti i rapporti giuridici afferenti alla concessione.

Servizio idrico integrato

Il processo di riforma del servizio idrico integrato, avviato con la Legge 36/94 (Legge Galli), è stato rivisto con l'approvazione del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, come modificato dal D. LGS. 10 dicembre 2010, n. 219.

La regolazione della gestione del sistema di servizio idrico integrato è basata sui seguenti principi:

- istituzione di un unico sistema integrato per la gestione dell'intero ciclo dell'acqua;
- individuazione, da parte delle Regioni, degli "Ambiti Territoriali Ottimali" o "ATO", all'interno dei quali i servizi idrici integrati sono da gestire. Ciascun ATO è responsabile di: (a) organizzare il servizio idrico integrato, mediante un piano che deve definire la politica degli investimenti e di

- gestione (Piano d'Ambito), (b) individuare un operatore del servizio idrico integrato, (c) determinare le tariffe applicabili agli utenti, (d) monitorare e supervisionare il servizio e le attività svolte dal gestore al fine di garantire la corretta applicazione delle tariffe e il conseguimento degli obiettivi e dei livelli di qualità stabiliti nel piano d'ambito;
- l'organizzazione del servizio idrico integrato si basa su una chiara distinzione dei compiti tra i vari organi di governo. Le autorità statali e regionali svolgono la pianificazione generale. Le autorità locali supervisionano, organizzano e controllano il sistema integrato servizi idrici.
 - La Legge n. 42 del 2010 ha disposto la soppressione delle Autorità d'Ambito Territoriali Ottimali decorso un anno dall'entrata in vigore di tale legge; tale termine è stato prorogato al 31 dicembre 2012.
 - Il servizio idrico integrato è altresì disciplinato, per la regione Emilia Romagna, dalle Leggi Regionali n. 25 del 1999 e n. 10 del 2008.
 - Quanto alla disciplina in materia di ATO, la Regione Emilia Romagna con L.R. 23-12-2011 n. 23 ha disciplinato le "Norme di organizzazione territoriale delle funzioni relative ai servizi pubblici locali dell'ambiente", che detta le norme relative alla regolazione dei servizi pubblici ambientali ed in particolare all'organizzazione territoriale del servizio idrico integrato e del servizio di gestione integrata dei rifiuti urbani in Emilia-Romagna, e dispone che sulla base dei principi di sussidiarietà, differenziazione e adeguatezza, l'intero territorio regionale costituisce l'ambito territoriale ottimale in conformità agli articoli 147 e 200 del decreto legislativo n. 152 del 2006.
 -
 - La Regione Liguria, con Legge n. 1 del 24 febbraio 2014, ha attribuito le funzioni in materia di organizzazione e gestione del Servizio Idrico Integrato e di Gestione Integrata dei Rifiuti.
 - Per quanto riguarda il SII, la Legge ha individuato 5 ATO:
 - ATO Ovest – Provincia di Imperia;
 - ATO Centro/Ovest 1 - Provincia di Savona;
 - ATO Centro/Ovest 2 - Provincia di Savona;
 - ATO Centro/Est – Provincia di Genova;
 - ATO Est – Provincia di La Spezia.

La Legge (art. 10) ha esteso la facoltà di gestione autonoma del SII ai Comuni con popolazione fino ai 3.000 abitanti. Tale disposizione è stata contestata dal Governo (sollevando questione di illegittimità costituzionale) in quanto contrastante con le disposizioni (art. 148, 5° comma del D. Lgs. 152/2006 - TU Ambiente), che limitano tale facoltà a favore dei Comuni con popolazione fino a 1.000 abitanti.

Il settore dei Servizi Idrici è stato inoltre interessato dal Referendum celebrato il 12/13 giugno 2011, in esito al quale è stato parzialmente abrogato l'art. 154 comma 1 (tariffa del servizio idrico integrato) del D. Lgs. n. 152 del 13 aprile 2006 "Determinazione della tariffa del servizio idrico integrato" limitatamente alla parte che prevede la sua fissazione "in base all'adeguata remunerazione del capitale investito".

La suddetta abrogazione non produce effetti diretti ed immediati sulle tariffe vigenti, ma si limita a modificare i criteri cui deve uniformarsi l'Autorità competente ad elaborare il c.d. "Metodo Tariffario, oggi definito dal DM 1° agosto 1996.

La Corte costituzionale ha chiarito che a seguito dei risultati del Referendum, le Regioni devono individuare il soggetto sostitutivo delle ATO. Tale entità è responsabile di assegnare la gestione dei servizi idrici nel rispetto dei principi europei in materia di procedure di gare pubbliche.

Le funzioni attinenti alla regolazione e al controllo dei servizi idrici sono state trasferite all'Autorità per l'Energia Elettrica ed il Gas.

L'Autorità ha previsto che nella fase transitoria sia mantenuta un'articolazione tariffaria per gestore/ambito analoga alla preesistente.

In data 25 giugno 2013 (delibera 273/2013), l'Autorità per l'energia ha approvato uno specifico provvedimento per la definizione dei criteri di calcolo degli importi da restituire agli utenti finali, corrispondenti alla remunerazione del capitale investito e versati nelle bollette dell'acqua nel periodo post referendum, dal 21 luglio al 31 dicembre 2011.

La decisione assunta dall'Autorità è censurabile sotto diversi profili, ed in particolare per il contrasto con le disposizioni comunitarie che prevedono la copertura di tale voce di costo; l'Autorità avrebbe, al contrario, espunto dalla tariffa la remunerazione del capitale investito senza prevedere alcuna forma alternativa di copertura dei costi finanziari. Il TAR Lombardia, con sentenza in data 20 febbraio 2014, ha accolto le tesi dei ricorrenti (fra cui IREN Acqua Gas) pronunciando l'annullamento della Del. AEEGSI n.

273/2013 per le ragioni dai medesimi sostenute. Con Deliberazione n. 643 del 27 dicembre 2013 l'AEEG ha approvato il "Metodo tariffario Idrico e le disposizioni di completamento" (MTI), contenente le modalità e dei parametri di calcolo dei costi (OPEX e CAPEX) che debbono trovare adeguata remunerazione con la tariffa applicata agli utenti dei servizi idrici.

Le disposizioni di tale Deliberazione trovano applicazione dall'esercizio 2014 in avanti.

Entro il 31 marzo 2014, l'ente avente competenza sugli Ambiti Territoriali:

- definisce gli obiettivi e redige (su proposta del Gestore) il Piano degli Interventi;
- predispone la tariffa per gli anni 2014 e 2015;
- redige il Piano economico Finanziario (esteso al periodo di durata dell'affidamento), che deve garantire il conseguimento dell'equilibrio gestionale del Gestore;
- trasmette tali determinazioni all'AEEG per la definitiva approvazione.

Con il decreto "Sblocca Italia", ancora in attesa di conversione in legge, è stato prescritto che gli enti locali partecipino obbligatoriamente all'ente di governo dell'ambito (che sostituisce l'Autorità d'ambito). La mancata adesione agli enti di governo dell'ambito è sanzionata con l'esercizio di poteri sostitutivi da parte del Presidente della Regione. L'ente di governo dell'ambito sarà tenuto a deliberare la forma di gestione fra quelle previste dall'ordinamento europeo provvedendo all'affidamento del servizio nel rispetto della normativa nazionale in materia di organizzazione dei servizi pubblici. La convenzione che regolerà il rapporto tra l'ente di governo dell'ambito e il soggetto gestore del servizio idrico integrato dovrà essere predisposta sulla base di convenzioni – tipo adottate dall'AEEGSI. Viene introdotta la possibilità di sub-affidamento del servizio idrico integrato ma solo previa approvazione espressa da parte dell'ente di governo dell'ambito. Per i rapporti convenzionali in essere, si prevede che le convenzioni siano integrate secondo modalità da stabilirsi da parte dell'AEEGSI. Qualora i soggetti gestori gestiscano il servizio in base a un affidamento assentito in conformità alla normativa pro tempore vigente e non dichiarato cessato ex lege, il gestore del servizio idrico integrato subentrerà alla data di scadenza prevista nel contratto di servizio o negli altri atti che regolano il rapporto.

Servizio gestione rifiuti

Per Gestione Integrata Rifiuti si intende l'insieme delle attività di trasporto, trattamento e smaltimento dei rifiuti, ivi compresa l'attività di spazzamento delle strade e il controllo di queste operazioni.

La normativa di carattere generale applicabile al settore dei Servizi di Gestione Integrata Rifiuti, è contenuta a livello nazionale nel Codice dell'Ambiente (d.lgs. 152/2006 modificato da ultimo dal DM 15.01.2014), nel D lgs 36/2003 (discariche), nel D lgs 133/2005 (incenerimento e coincenerimento), nel Dpr 13 marzo 2013, n. 59 (Autorizzazione Unica Ambientale), ed a livello regionale dalle L. R. Emilia Romagna n. 25/99, n. 10/2008 e n. 23/2011.

Posto che per le Autorità d'Ambito Territoriale sono cessate al 31 dicembre 2012, la Regione Emilia Romagna ha istituito l'Agenzia Territoriale dell'Emilia Romagna, secondo la legge sopra citata, per i servizi idrici e rifiuti, alla quale partecipano tutti i Comuni e le province, ed alla quale spettano le funzioni di regolazione per l'intero territorio regionale. Tale Agenzia è entrata in funzione nel corso dell'anno 2012.

Si evidenzia inoltre che il sistema Sistri è entrato in vigore il 1° ottobre 2013 per i gestori di rifiuti speciali pericolosi e dal 3 marzo 2014 per i produttori iniziali di rifiuti speciali pericolosi. Le sanzioni SISTRI si applicheranno a far data dal 1 gennaio 2015.

Il decreto "Sblocca Italia" prevede che entro novanta giorni dalla sua entrata in vigore il Presidente del Consiglio individui con proprio decreto gli impianti di recupero di energia e di smaltimento dei rifiuti urbani e speciali, esistenti o da realizzare, per realizzare un sistema integrato e moderno di gestione di tali rifiuti atto a conseguire la sicurezza nazionale nell'autosufficienza e a superare le procedure di infrazione per mancata attuazione delle norme europee di settore. Ai sensi del decreto legislativo n. 152 del 2006, non sussistendo vincoli di bacino per gli impianti di recupero, negli stessi deve essere data priorità al trattamento dei rifiuti urbani prodotti nel territorio nazionale e a saturazione del carico termico, devono essere trattati rifiuti speciali non pericolosi o pericolosi a solo rischio sanitario, adeguando coerentemente le autorizzazioni integrate ambientali entro 60 giorni dalla pubblicazione del D.L. alle disposizioni del decreto legge nei termini stabiliti.

Sistema tariffario relativo ai servizi ambientali

La legge di stabilità 2014 ha istituito dal 1° gennaio 2014 la IUC (imposta unica comunale) che si compone di: imposta municipale propria di natura patrimoniale (IMU), una componente riferita ai servizi c.d.

indivisibili (TASI), e la tassa sui rifiuti (TARI) destinata a finanziare il costo del servizio di raccolta e smaltimento dei rifiuti urbani.

Il presupposto della TARI è il possesso o la detenzione di immobili suscettibili di produrre rifiuti ed è commisurata alla superficie calpestabile dell'immobile. Le aliquote possono essere rimodulate dai Comuni in base agli standard qualitativi del servizio.

Viene riconfermata la possibilità per i Comuni di affidare l'accertamento e la riscossione, in deroga all'articolo 52 del decreto legislativo 15 dicembre 1997 n. 446, ai soggetti che alla data del 31/12/2013 "svolgono il servizio di gestione dei rifiuti o di accertamento o riscossione della TARES.

Certificati Verdi, Titoli di efficienza energetica e Ets

Certificati Verdi

In base all'art. 11 del D. Lgs. 79/99, produttori ed importatori di energia elettrica generata da fonti non rinnovabili devono immettere in rete energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili in misura pari ad una quota dell'energia elettrica prodotta da fonti non rinnovabili e non cogenerative. La quota d'obbligo, inizialmente fissata al 2%, nel periodo 2004-2006 è stata incrementata annualmente di 0,35 punti percentuali, mentre l'incremento annuale della quota per il periodo 2007-2012 è stato portato allo 0,75% dalla Finanziaria 2008.

L'obbligo può anche essere assolto mediante acquisto sul mercato e successiva restituzione al GSE per l'annullamento di una quantità corrispondente di certificati verdi; tali certificati vengono attribuiti ai produttori di energia elettrica in base alla produzione di energia elettrica da impianti alimentati da fonti rinnovabili entrati in esercizio o ripotenziati dopo il 1° aprile 1999 e qualificati IAFR (impianti alimentati da fonti rinnovabili) dal GSE.

Il periodo di diritto al riconoscimento ai certificati verdi, inizialmente pari a 8 anni, è stato successivamente esteso a 12 anni.

La Finanziaria 2008 ha modificato la normativa relativa ai C.V. estendendo a 15 anni la durata del periodo di riconoscimento per gli impianti entrati in servizio dopo il 31 dicembre 2007 e introducendo coefficienti differenziati a seconda delle fonti.

L'Autorità per l'energia elettrica e il gas ha individuato il 6 giugno 2013 quale data di raggiungimento del costo indicativo cumulato annuo degli incentivi per il fotovoltaico di 6,7 miliardi di euro. Pertanto, a partire dal 6 luglio 2013 sono cessate le previsioni di incentivazione del fotovoltaico.

Il Gestore dei Servizi Energetici – GSE S.p.A. è il soggetto responsabile dell'attuazione e della gestione del meccanismo, inclusa l'erogazione degli incentivi ai soggetti beneficiari.

Il DM 6 luglio 2012 stabilisce le nuove modalità di incentivazione della produzione di energia elettrica da impianti alimentati da fonti rinnovabili, diverse da quella solare fotovoltaica, con potenza non inferiore a 1 kW. Gli incentivi previsti dal Decreto si applicano agli impianti nuovi, integralmente ricostruiti, riattivati, oggetto di intervento di potenziamento o di rifacimento, che entrano in esercizio dal 1° gennaio 2013.

Il nuovo Decreto disciplina anche le modalità con cui gli impianti già in esercizio passeranno, a partire dal 2016, dal meccanismo dei certificati verdi ai nuovi meccanismi di incentivazione.

Agevolazioni fiscali

In tema di Agevolazioni fiscali per il risparmio energetico, consistenti in detrazioni dall'Irpef (Imposta sul reddito delle persone fisiche) o dall'Ires (Imposta sul reddito delle società), sono concesse quando si eseguono interventi che aumentano il livello di efficienza energetica degli edifici esistenti.

Sulle spese sostenute dal 6 giugno 2013 al 31 dicembre 2014, per gli interventi di riqualificazione energetica di edifici già esistenti, spetta una detrazione del 65%. Percentuale che passerà al 50%, per i pagamenti effettuati dal 1° gennaio 2015 al 31 dicembre 2015.

Si ricorda che le spese sostenute prima del 6 giugno 2013 fruivano della detrazione del 55%. Dal 1° gennaio 2016 il beneficio sarà del 36%, cioè quello ordinariamente previsto per i lavori di ristrutturazione edilizia.

Titoli di efficienza energetica (TEE)

Il D. Lgs. 79/99 e il D. Lgs. n. 164/00 hanno introdotto l'obbligo rispettivamente per i distributori di energia elettrica e di gas (con almeno 100.000 clienti a fine 2001) di incrementare l'efficienza energetica degli usi finali di energia.

E' stato disposto il trasferimento alla Società Gestore dei Servizi Energetici S.p.A. delle attività di gestione valutazione e certificazione di risparmi correlati a progetti presentati nell'ambito del meccanismo dei titoli di efficienza energetica.

Emission trading system

Il Protocollo di Kyoto impegna i Paesi industrializzati e con economie in transizione a ridurre globalmente le emissioni di gas ad effetto serra tra il 2008 e il 2012 del 5% rispetto ai livelli del 1990.

Gli obiettivi di riduzione, diversi per ogni Paese membro, sono pari all'8% per l'Unione Europea e al 6,5% per l'Italia.

Al fine di rispondere agli obblighi di riduzione previsti dal Protocollo di Kyoto, la direttiva 2003/87/CE ha istituito un sistema di scambio di quote di emissioni dei gas a effetto serra all'interno dell'Unione Europea, detto "Emission Trading System" (ETS). La normativa italiana di recepimento della direttiva 2003/87/CE è rappresentata dal D. Lgs. 4 aprile 2006 n. 216.

L'Emission Trading System prevede la fissazione di un limite massimo alle emissioni realizzate dagli impianti industriali che producono gas ad effetto serra, allocando ad ognuno (tramite i Piani Nazionali di Assegnazione) un determinato numero di quote di emissioni, che danno diritto ad immettere un corrispondente quantitativo di tonnellate di biossido di carbonio equivalente in atmosfera nel corso dell'anno di riferimento delle quote.

Con il decreto D. Lgs. 13 marzo 2013, n. 30, è stata recepita nell'ordinamento nazionale la direttiva 2009/29/CE che introduce nuove regole nel sistema comunitario cosiddetto ETS (Emission Trading Scheme) per lo scambio di quote di emissione di gas serra, nonché nuove attività soggette all'applicazione della normativa nel periodo 2013-2020.

Il nuovo decreto modifica il campo di applicazione definendolo in maniera più puntuale per quanto riguarda gli impianti di combustione ed estendendo il sistema ad altri gas diversi dalla CO2. Ha, inoltre, previsto la possibilità di escludere i piccoli impianti; ha introdotto la possibilità di stabilire regole semplificate per il monitoraggio, la rendicontazione e la verifica; ha modificato il metodo di assegnazione delle quote prevedendo che le quote vengano assegnate mediante asta. Più precisamente, per gli impianti termoelettrici e per gli impianti per la cattura e lo stoccaggio del carbonio, l'assegnazione sarà totalmente a titolo oneroso, ad eccezione degli impianti di cogenerazione che possono ricevere quote gratuite per l'energia termica destinata al teleriscaldamento.

CONCESSIONI E AFFIDAMENTI

Il Gruppo IREN esercita servizi in concessione/affidamento nei seguenti settori:

- Gas naturale
- Energia elettrica
- Ciclo idrico integrato
- Gestione servizi ambientali

Distribuzione gas naturale

Area Genovese

Per quanto riguarda il settore del servizio di distribuzione del gas naturale nell'area del Comune di Genova e comuni limitrofi, la stessa viene svolta da Genova Reti Gas S.r.l. controllata al 100% da IREN Acqua Gas. Si segnala che le concessioni sono attualmente in regime di prorogatio in attesa della indizione delle gare ad evidenza pubblica il cui termine è fissato in 24 mesi per l'ambito Genova 2 – Provincia – e in 30 mesi per Genova 1 – Città e Impianto di Genova.

Area Torinese

I servizi, rispettivamente, di distribuzione del gas metano nel comune di Torino e di distribuzione del teleriscaldamento nei comuni di Torino e di Moncalieri, a far tempo dal 1° luglio 2014, saranno gestiti da Italgas e da Iren Energia per effetto della scissione di AES TORINO.

Si segnala che le concessioni per la Distribuzione del Gas sono attualmente in regime di prorogatio in attesa della indizione delle gare ad evidenza pubblica il cui termine è fissato in sei mesi dall'entrata in vigore del regolamento (11 febbraio 2012) per gli ambiti di Torino 1 – Città di Torino – Torino 2 – Impianto di Torino.

Con convenzione del 29 dicembre 2008 la Città di Nichelino (TO) ha affidato, con durata di 30 anni, la concessione per l'occupazione del suolo e del sottosuolo pubblico finalizzata alla posa in opera delle reti, degli impianti e delle infrastrutture relative all'erogazione del servizio di teleriscaldamento all'Associazione Temporanea di Imprese fra IREN Energia S.p.A., IREN Mercato S.p.A. e AES Torino S.p.A., che hanno costituito fra loro la S.r.l. Nichelino Energia.

Area Emiliana

Il servizio di distribuzione del gas metano nelle Province emiliane è gestito da Iren Emilia S.p.A.. Si segnala che gli affidamenti in essere sono in regime di prorogatio in attesa della indizione delle gare ad evidenza pubblica.

Altre Aree territoriali

Il Gruppo IREN opera inoltre in numerose altre realtà del territorio Italiano in forza di affidamenti o concessioni rilasciate a società a capitale misto in cui partecipano direttamente o indirettamente società del Gruppo IREN.

Di seguito se ne indicano le principali:

- Provincia di Ancona / Macerata - ASTEA S.p.A. (controllata al 21,32% dal Consorzio G.P.O. partecipato al 62,35% da IREN Emilia): Comuni di Osimo (AN) Recanati (MC), Loreto (AN) e Montecassiano (MC); affidamento con scadenza 31/12/2010;
- Comune di Vercelli - ATENA S.p.A. (partecipata al 40% da IREN Emilia): affidamento nel 1999 con scadenza 31/12/2010;
- Provincia di Livorno - ASA S.p.A. (partecipata al 40% da AGA S.p.A. controllata al 99,64% da IREN Emilia): Comuni di Livorno, Castagneto Carducci, Collesalveti, Rosignano Marittima e San Vincenzo - Scadenza 31/12/2010.

Si segnala che le concessioni sono attualmente in regime di prorogatio in attesa della indizione delle gare ad evidenza pubblica.

Vendita gas naturale

In ottemperanza a quanto previsto dal Decreto Letta in materia di unbundling, il Gruppo IREN svolge l'attività di vendita del gas naturale principalmente attraverso IREN Mercato che ha incorporato Enìa Energia, acquisendo la clientela già servita nell'area emiliana.

Tale attività viene altresì svolta attraverso la partecipazione diretta o indiretta in società di vendita tra le quali:

- Gea Commerciale S.p.A. e Salerno Energia Vendite S.r.l. per l'area di Grosseto e per il centro sud Italia;
- Astea Energia S.r.l. per l'area Marchigiana;
- Atena Trading S.r.l. per l'area Vercellese.

Settore energia elettrica

AEM Torino Distribuzione gestisce nella Città di Torino il servizio pubblico di distribuzione dell'energia elettrica in forza di concessione ministeriale. Detta concessione ha termine di scadenza al 31 dicembre 2030.

AEM Torino Distribuzione S.p.A. distribuisce l'energia elettrica nel Comune di Parma. La concessione ha scadenza al 31 dicembre 2030.

Il Gruppo IREN, attraverso società miste locali, è presente nel settore della distribuzione dell'Energia Elettrica nelle seguenti principali aree:

- area Marchigiana, con ASTEA S.p.A.;
- area Vercellese, con ATENA S.p.A.

Servizio idrico integrato

Area Genovese

IREN Acqua Gas è titolare dell'affidamento della gestione del servizio idrico integrato nei 67 comuni della Provincia di Genova per un totale di 880.000 abitanti serviti. L'affidamento è stato attribuito con Decisione dell'Autorità dell'ATO Genovese il 13 giugno 2003 n. 8. e scadrà nel 2032.

La gestione del servizio idrico integrato nel territorio dei Comuni della provincia di Genova viene svolta da IAG tramite i gestori operativi salvaguardati. Le società autorizzate e/o salvaguardate del Gruppo IREN che svolgono la funzione di gestore operativo sono Mediterranea delle Acque S.p.A. (controllata al 60% da IREN Acqua Gas), IdroTigullio S.p.A. (controllata al 66,55% da Mediterranea delle Acque S.p.A.) e AMTER S.p.A. (partecipata al 49% da Mediterranea delle Acque S.p.A.).

Area Emiliana

Il Gruppo IREN gestisce il Servizio Idrico Integrato sulla base di specifici affidamenti assentiti dai rispettivi Enti Locali regolati dalle Convenzioni stipulate con gli ATO competenti.

Sulla base della normativa della Regione Emilia Romagna, le Convenzioni del servizio idrico integrato prevedono una durata decennale degli affidamenti, fatta eccezione per la convenzione dell'ATO di Parma che fissa la scadenza dell'affidamento al 30 giugno 2025, in virtù della cessione a privati del 35% del capitale di AMPS effettuata nel 2000 dal Comune di Parma con procedura ad evidenza pubblica.

La gestione dei Servizi Idrici Integrati negli ATO di Parma e Reggio Emilia è stata trasferita in capo a IREN Acqua Gas. Questa si avvale, sul piano operativo, delle strutture di IREN Emilia. La gestione del Servizio Idrico Integrato di Piacenza è stata trasferita da Iren Emilia ad Iren Acqua Gas nel mese di settembre 2011. La proprietà dei beni e delle reti relative al settore idrico è stata trasferita a società interamente possedute da Enti pubblici. Queste società hanno messo le reti e gli *asset* a disposizione del Gruppo Iren sulla base di un contratto di affitto ed a fronte del pagamento di un canone.

La tabella che segue riporta i dati relativi alle convenzioni in essere nel territorio in cui opera il Gruppo:

| ATO | REGIME | DATA DI STIPULA | DATA DI SCADENZA |
|---------------|-------------|----------------------|---------------------|
| Area Genovese | Convenzione | | 31 dicembre 2032 |
| Reggio Emilia | ATO/gestore | 16.04.2004/5.10.2009 | 31 dicembre 2011(*) |
| | Convenzione | 30 giugno 2003 | |
| Parma | ATO/gestore | | |
| | Convenzione | 27 dicembre 2004 | 31 dicembre 2025 |
| Piacenza | ATO/gestore | | |
| | Convenzione | 20 dicembre 2004 | 31 dicembre 2011(*) |

(*) Servizio in proroga fino a definizione di nuove convenzioni

Altre Aree territoriali

Il Gruppo IREN opera inoltre nel settore del Servizio Idrico Integrato in altre realtà del territorio italiano, in forza di affidamenti o concessioni rilasciate a società a capitale misto in cui partecipa direttamente o indirettamente. Di seguito se ne indicano le principali.

- ATO Toscana Costa – ASA S.p.A. (partecipata al 40% di AGA S.p.A. controllata al 99,64% da IREN Emilia) Servizio idrico integrato in Comune di Livorno ed altri della Provincia;
- Ambito Territoriale Marche Centro - Macerata (ATO3). ASTEA S.p.A. (partecipata al 21,32% da Consorzio GPO a sua volta controllato al 62,35% IREN Emilia) limitatamente ai Comuni di Recanati – Loreto – Montecassiano – Osimo - Potenza Picena - Porto Recanati;
- Ambito territoriale Biellese Casalese Vercellese: ATENA S.p.A. (partecipata al 40% da IREN Emilia) per l'area Vercellese;
- Comune di Ventimiglia: AIGA S.p.A. (partecipata al 49% IREN Acqua Gas);
- Comune di Imperia: AMAT S.p.A. (partecipata al 48% IREN Acqua Gas);
- Ambito Territoriale Alessandrino: ACOS S.p.A. (partecipata al 25% IREN Emilia) per il Comune di Novi Ligure
- ATO di Cuneo: Mondo Acqua S.p.A. (partecipata al 38,5% da IREN Acqua Gas) – gestisce il Comune di Mondovì ed altri 7 Comuni dell'area cuneese.

Settore ambientale

Il Gruppo IREN presta i servizi ambientali sulla base di specifico affidamento del servizio fatto dai rispettivi Enti Locali regolati dalle Convenzioni a suo tempo stipulate con le ATO provinciali.

La tabella che segue riporta i dati relativi alle convenzioni in essere nel territorio in cui opera il Gruppo.

| ATO | REGIME | DATA DI STIPULA | DATA DI SCADENZA |
|---------------|---|------------------|---------------------|
| Reggio Emilia | Convenzione ATO/gestore | 10 giugno 2004 | 31 dicembre 2011(*) |
| Parma | Convenzione ATO/gestore | 27 dicembre 2004 | 31 dicembre 2014 |
| Piacenza | Convenzione | 18 maggio 2004 | 31 dicembre 2011(*) |
| Torino | ATO/gestore Convenzione ATO/gestore | 21 dicembre 2012 | 30 aprile 2033(**) |

(*) Servizio in proroga fino a definizione di nuove convenzioni

(**) la durata è di 20 anni decorrenti dal termine dell'esercizio provvisorio dell'impianto di termodistruzione di TRM S.p.A.

Il Gruppo Iren – in raggruppamento temporaneo di imprese con F2i ed Acea Pinerolese – è risultato aggiudicatario della gara bandita dal Comune di Torino nel 2012 per la cessione dell'80% del capitale sociale di TRM S.p.A. e del 49% di AMIAT S.p.A.. Sono state costituite due società-veicolo per l'acquisto delle partecipazioni (TRM V ed AMIAT V).

TRM è la società che ha realizzato il termovalorizzatore di Torino e che smaltisce i rifiuti della Città e dei Comuni della provincia di Torino.

AMIAT è la società che provvede alla raccolta ed al trasporto dei rifiuti nella Città di Torino.

Settore Servizi al Comune di Torino

Iride Servizi S.p.A., dal 31/10/2006, è subentrata ad AEM Torino S.p.A.:

nella titolarità della Convenzione stipulata con il Comune di Torino avente ad oggetto l'affidamento, con scadenza 31/12/2036, della gestione del servizio pubblico di illuminazione pubblica e semaforico nel comune di Torino;

nella titolarità dell'affidamento, con scadenza il 31/12/2014, del servizio di gestione degli impianti termici comunali;

nella titolarità dell'affidamento, con scadenza il 31/12/2014, del servizio di gestione degli impianti elettrici e speciali degli edifici comunali.

Con deliberazione del 3 novembre 2010 la Giunta Comunale di Torino ha deliberato di affidare a Iride Servizi i contratti di servizi inerenti alla gestione degli Impianti Elettrici e Speciali e degli Impianti Termici e di Condizionamento degli edifici comunali, fino al 31 dicembre 2017.

Con deliberazione del 27 novembre 2012, la Giunta Comunale di Torino ha prolungato fino al 31 dicembre 2020 gli affidamenti dei suddetti contratti di servizi.

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%).

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

Il 24 settembre 2014 l'assemblea dei Soci di Acque potabili S.p.A. ha approvato il progetto di fusione per incorporazione di Acque Potabili in Sviluppo Idrico.

L'operazione persegue lo scopo di revocare le azioni di Acque Potabili dalla quotazione sul MTA, di conseguire la riorganizzazione delle attività di Acque Potabili e un risparmio di costi collegati al venir meno degli oneri connessi alla quotazione medesima. L'integrazione con Sviluppo Idrico, in particolare, mira a superare i limiti connessi alla gestione frammentata delle concessioni attualmente in capo ad Acque Potabili mediante il raggiungimento di una gestione integrata delle concessioni di cui la stessa è titolare con le concessioni attualmente gestite in via autonoma da IAG e SMAT.

Per effetto della Fusione, tutte le azioni ordinarie di Acque Potabili verranno annullate e concambiate con azioni ordinarie di Sviluppo Idrico.

In particolare, a servizio del concambio, Sviluppo Idrico procederà all'aumento del proprio capitale sociale per massimi Euro 5.633.096, mediante emissione di massime n. 5.633.096 azioni ordinarie di nuova emissione, nonché all'annullamento senza concambio di tutte le azioni ordinarie di Acque Potabili di proprietà di Sviluppo Idrico.

I Consigli di amministrazione delle società partecipanti alla Fusione hanno determinato il rapporto di cambio nella seguente misura: 0,212 azioni ordinarie Sviluppo Idrico da nominali Euro 1,00 ciascuna per ogni n. 1 azione ordinaria Acque Potabili del valore di Euro 0,10 ciascuna. Non sono previsti conguagli in danaro.

La Fusione darà diritto agli azionisti di Acque Potabili che non abbiano concorso all'approvazione della Fusione di recedere per tutte o parte delle loro azioni.

Al riguardo, si comunica che il valore di liquidazione delle azioni ordinarie Acque Potabili in relazione alle quali dovesse essere esercitato l'indicato diritto di recesso è stato determinato, in misura pari ad Euro 1,105 per azione. Tale valore è stato calcolato, in conformità a quanto disposto dall'art. 2437-ter, comma 3 del codice civile, facendo esclusivo riferimento alla media aritmetica (calcolata da Borsa Italiana S.p.A.) dei prezzi di chiusura nei sei mesi che precedono la data di pubblicazione dell'avviso di convocazione dell'Assemblea Straordinaria dei soci di Acque Potabili convocata per il 24 settembre 2014.

L'efficacia del recesso sarà in ogni caso subordinata all'efficacia della Fusione prevista per il primo gennaio 2015.

Scissione di AES Torino

Dal 1° luglio 2014, IREN Energia ha acquisito la proprietà diretta del ramo d'azienda afferente l'attività di distribuzione di calore da teleriscaldamento nei Comuni di Torino, Moncalieri e Nichelino, che si aggiungono alle reti di teleriscaldamento già oggi detenute nelle città di Genova, Parma, Piacenza e Reggio Emilia.

L'acquisizione è frutto dell'accordo sottoscritto tra IREN Energia e Italgas, società interamente controllata da Snam, il 9 aprile 2014, per la separazione delle attività di distribuzione del gas naturale e del calore da

teleriscaldamento svolte da AES Torino (società partecipata per il 51% da IREN Energia e per il 49% da Italgas).

La separazione delle attività di distribuzione del gas naturale e del calore da teleriscaldamento si è realizzata attraverso la scissione parziale non proporzionale di AES Torino, l'acquisizione del ramo d'azienda relativo all'attività di distribuzione di calore da teleriscaldamento da parte del Gruppo Iren e l'uscita di quest'ultimo dalla compagine azionaria di AES Torino.

Con il perfezionamento dell'accordo, IREN Energia è tornata 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 79 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 35,7 milioni di euro.

Il teleriscaldamento di IREN si aggiudica il premio Innovazione ICT Piemonte promosso da Smau.

Nel mese di maggio 2014, il Gruppo Iren si è aggiudicato il Premio Innovazione ICT Piemonte, assegnato da Smau ai migliori casi di aziende ed enti pubblici che hanno innovato con successo il proprio *business* attraverso le tecnologie digitali con l'obiettivo di generare un meccanismo virtuoso di condivisione delle esperienze di eccellenza.

Approvazione Bilancio 2013 ed attribuzione dividendo

In data 18 giugno 2014 l'Assemblea di Iren ha approvato il Bilancio 2013 ed ha deliberato l'attribuzione di un dividendo pari ad 0,0523 euro per azione il quale è stato messo in pagamento in data 26 giugno 2014.

Emissione obbligazionaria sul mercato europeo per 300 milioni di euro.

In data 3 luglio 2014 è stato completato il collocamento sul mercato Eurobond di un'emissione obbligazionaria inaugurale in formato Public Placement per un ammontare di Euro 300 milioni.

Il prestito obbligazionario, quotato alla Borsa Irlandese, ha una durata di 7 anni ed una cedola annua fissa pari al 3,0%.

L'operazione è stata accolta con grande interesse da parte di investitori istituzionali italiani ed esteri, raccogliendo adesioni corrispondenti a 2,5 volte l'ammontare offerto.

Le obbligazioni, che hanno un taglio unitario minimo di Euro 100.000, sono state collocate al prezzo di emissione pari a 99,225%. Il tasso di rendimento lordo effettivo a scadenza è pari a 3,125%.

L'emissione del prestito obbligazionario contribuisce a migliorare ulteriormente il profilo finanziario del Gruppo Iren attraverso un allungamento della scadenza media e una diminuzione del costo medio dell'indebitamento.

Finanziamento da 75 milioni di euro da Unicredit

Il 28 luglio 2014 IREN S.p.A. ha stipulato con Unicredit un contratto di finanziamento dell'ammontare di 75 milioni di euro di durata di 4 anni a parziale rifinanziamento di una linea di finanziamento con il medesimo istituto bancario.

Il rigassificatore OLT riconosciuto infrastruttura strategica per la sicurezza energetica nazionale

A seguito dell'emissione del decreto, avvenuta nella prima metà di settembre, da parte del Ministro dello Sviluppo Economico, che ha accettato la rinuncia all'esenzione all'accesso da parte di terzi, il Terminale della società OLT Offshore LNG Toscana (partecipata dal Gruppo Iren al 46,79%) è stato riconosciuto infrastruttura essenziale e indispensabile per la sicurezza del Sistema Nazionale del Gas.

CRITERI DI REDAZIONE

CONTENUTO E FORMA

Il resoconto intermedio di gestione su base consolidata al 30 settembre 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 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, ad eccezione del cosiddetto '*Pacchetto di Consolidamento*', omologato dalla Commissione Europea il 29 dicembre 2012, che comprende i principi e gli emendamenti di seguito elencati:

IFRS 10 – Bilancio consolidato

IFRS 11 – Accordi a controllo congiunto

IFRS 12 – Informativa sulle partecipazioni in altre entità

Revised IAS 27 – Bilancio separato

Revised IAS 28 – Partecipazioni in società collegate e joint venture

- 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.

- Il principio IFRS 11 "Accordi a controllo congiunto" sostituisce lo IAS 31 "Partecipazioni in Joint Venture" ed il SIC-13 "Imprese a controllo congiunto – Conferimenti in natura da parte dei partecipanti al controllo". Il nuovo principio stabilisce che, in un accordo di compartecipazione due o più parti detengono il controllo in via congiunta se le decisioni riguardanti le attività rilevanti richiedono il consenso unanime delle parti. L'IFRS 11 individua due tipologie distinte di accordi:

- 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, così come previsto dallo IAS 28 "Partecipazioni in imprese collegate e joint ventures";
- 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.

- Il principio IFRS 12 "Informazioni aggiuntive su partecipazioni in altre imprese" è un nuovo e completo principio sulle informazioni aggiuntive da fornire su ogni tipologia di partecipazione, ivi incluse quelle su imprese controllate, gli accordi a controllo congiunto, collegate, società a destinazione specifica ed altre società veicolo non consolidate.

- Contestualmente all'introduzione del principio IFRS 10 "Bilancio consolidato" è stato pubblicato lo IAS 27 Revised "Bilancio separato", che conserva il ruolo di principio generale di riferimento in tema di bilancio separato. Il presente principio si applica nella valutazione delle partecipazioni in imprese controllate, collegate e joint ventures nel bilancio separato della controllante. Le joint ventures, così come le partecipazioni in imprese controllate e collegate, possono essere rilevate nel bilancio separato sia al costo che in base all'IFRS 9 "Strumenti finanziari" (e allo IAS 39 "Strumenti finanziari: rilevazione e valutazione"). Quando una società controllante, in accordo con quanto stabilito dall'IFRS 10 "Bilancio consolidato", sceglie di non predisporre il bilancio consolidato, nel bilancio separato deve fornire informazioni circa le partecipazioni in imprese controllate, collegate e joint ventures, le sedi principali (e la sede legale se differente) delle loro attività, la percentuale di possesso nelle singole società partecipate e l'informativa riguardante il metodo utilizzato per la loro rilevazione in bilancio.

- A seguito dell'emanazione del principio IFRS 11, 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. Lo IAS 28 Revised "Partecipazioni in imprese collegate e joint ventures" stabilisce infatti che, se un'entità esercita controllo in via congiunta o influenza notevole su un altro soggetto, deve rilevare nel bilancio consolidato la propria partecipazione utilizzando il metodo del Patrimonio netto.

I principali effetti per Il Gruppo 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 AES Torino, Iren Rinnovabili (e sue controllate), OLT Offshore LNG e Società Acque Potabili (e sue controllate) 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 62 milioni di euro sui primi nove mesi del 2013, l'indebitamento netto pari a circa 518 milioni di euro al 31 dicembre 2013.

Gli effetti derivanti dall'applicazione dell'IFRS 11 sulla situazione patrimoniale finanziaria all'1 gennaio 2013 e al 31 dicembre 2013 sono dettagliati nella Relazione finanziaria semestrale al 30 giugno 2014 del Gruppo Iren, alla quale si rimanda.

A seguito di quanto sopra descritto, gli Amministratori hanno ritenuto opportuno predisporre, oltre agli schemi di bilancio redatti in conformità ai principi contabili internazionali in vigore, specifici prospetti (definiti *riesposti*) che riflettono integralmente, per singola linea di conto economico, ricavi e costi del teleriscaldamento della città di Torino: tali prospetti riesposti, 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.

Per le ragioni sopra esposte i commenti sull'andamento patrimoniale, economico e finanziario del Gruppo Iren relativi ai primi nove mesi del 2014, presentati nel seguito, fanno riferimento a tali prospetti riesposti.

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.

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.

Al 30 settembre 2014 le variazioni dell'area di consolidamento derivano da:

- applicazione dell'IFRS 11, descritta nel precedente paragrafo, che ha comportato il consolidamento ad equity delle società OLT Offshore LNG, Iren Rinnovabili (e sue controllate); Società Acque Potabili (e sue controllate), AES Torino (sino al 30 giugno 2014), in precedenza consolidate proporzionalmente;
- scissione parziale non proporzionale di AES Torino S.p.A.. Per effetto di tale operazione, efficace dal 1° luglio 2014, Iren Energia ha acquisito la proprietà diretta del ramo d'azienda afferente l'attività di distribuzione di calore da teleriscaldamento nei Comuni di Torino, Moncalieri e Nichelino, che si aggiunge alle reti di teleriscaldamento già direttamente detenute nelle città di Genova, Parma, Piacenza e Reggio Emilia.

Si è quindi verificato l'annullamento della partecipazione in AES Torino, valutata ad *equity* sino al 30 giugno 2014 in conformità all'IFRS 11, a fronte del conferimento delle attività e passività del ramo d'azienda del teleriscaldamento di AES Torino, inclusa la partecipazione del 33% in Nichelino Energia.

A partire dal 1° luglio 2014 Nichelino Energia risultata pertanto consolidata al 100%, anziché all'83,83%.

Si segnalano inoltre le seguenti operazioni che non hanno comportato una variazione dell'area di consolidamento, ma che hanno comunque avuto effetti sulla struttura del Gruppo:

- fusione della controllata al 100% Enia Parma nella controllante Iren Emilia S.p.A.;
- fusione della controllata al 100% Enia Piacenza nella controllante Iren Emilia S.p.A.;
- fusione della controllata al 100% Enia Reggio Emilia nella controllante Iren Emilia S.p.A..

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, tra le quali rischi di liquidità, rischio cambio e rischi di variazione nei tassi di interesse. Nell'ambito dell'attività di Risk Management, al fine di limitare i rischi di cambio e di variazione dei tassi di interesse, il Gruppo utilizza contratti di copertura seguendo un'ottica non speculativa.

a) Rischio di liquidità

Il rischio di liquidità rappresenta il rischio che le risorse finanziarie disponibili all'azienda non siano sufficienti per far fronte alle obbligazioni finanziarie e commerciali nei termini e scadenze prestabiliti.

La Funzione Finanza del Gruppo è centralizzata allo scopo di ottimizzare il reperimento e l'utilizzo delle risorse finanziarie. In particolare la gestione centralizzata dei flussi finanziari in IREN, sia attraverso un sistema di cash pooling, sia con un sistema di accentramento sui conti correnti di IREN di tutti gli incassi e pagamenti, consente di allocare i fondi disponibili a livello di Gruppo secondo le necessità che di volta in volta si manifestano tra le singole Società. I movimenti di liquidità sono registrati su conti infragruppo sui quali vengono contabilizzati anche le spese e gli interessi attivi e passivi infragruppo.

Altre società partecipate hanno una gestione finanziaria autonoma, nel rispetto delle linee guida fornite dalla Capogruppo.

Il modello di cash-pooling prevede l'azzeramento giornaliero dei conti di tutte le società attraverso un sistema di netting che provvede al trasferimento dei saldi dei movimenti per valuta sui conti della Capogruppo.

Viene costantemente monitorata la situazione finanziaria attuale, prospettica e la disponibilità di adeguati affidamenti bancari e non si evidenziano criticità per la copertura degli impegni finanziari di breve termine.

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 ai soggetti finanziatori un trattamento paritario rispetto a quello spettante agli altri creditori non garantiti.

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

b) Rischio di cambio

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

c) Rischio tassi di interesse

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

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

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

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

Per controllare il rischio di credito, la cui gestione operativa è demandata alle singole funzioni territoriali, sono state introdotte e definite strategie atte a ridurre l'esposizione creditizia tra le quali l'analisi di solvibilità dei Clienti in fase di acquisizione attraverso un'accurata analisi del merito creditizio, l'affidamento dei crediti di Clienti cessati e/o attivi a società di recupero crediti esterne e l'introduzione di nuove modalità di recupero per la gestione del contenzioso legale.

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

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

Per altre tipologie di servizio (quali idrico, gas naturale, energia elettrica maggior tutela), in ottemperanza alle disposizioni normative che ne regolano l'attività, è previsto il versamento di un deposito cauzionale

fruttifero, che viene rimborsato qualora il Cliente utilizzi, come modalità di pagamento, la domiciliazione bancaria/postale con l'addebito sul conto corrente.

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

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

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

3. RISCHIO ENERGETICO

Il 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 parametrizzate 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 qualitativa e 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.

Situazione economica

CONTO ECONOMICO CONSOLIDATO GRUPPO IREN PRIMI NOVE MESI DEL 2014

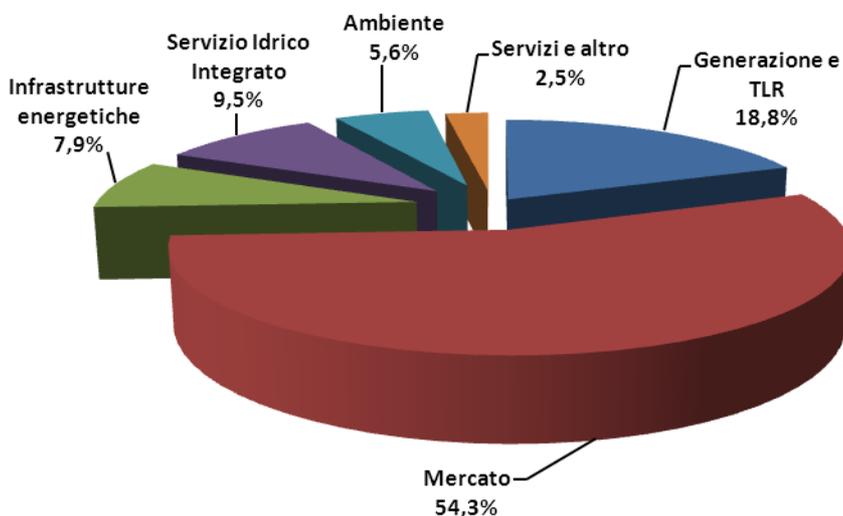
| | migliaia di euro | | |
|--|---|---|---------------|
| | Primi nove mesi 2014 Riesposto | Primi nove mesi 2013 Riesposto | Var. % |
| Ricavi | | | |
| Ricavi per beni e servizi | 1.869.723 | 2.282.874 | (18,1) |
| Variazione dei lavori in corso | 80 | (562) | (*) |
| Altri proventi | 201.625 | 134.340 | 50,1 |
| - di cui non ricorrenti | 21.044 | - | |
| Totale ricavi | 2.071.428 | 2.416.652 | (14,3) |
| Costi operativi | | | |
| Costi materie prime sussidiarie di consumo e merci | (720.818) | (1.093.229) | (34,1) |
| Prestazioni di servizi e godimento beni di terzi | (621.964) | (608.572) | 2,2 |
| Oneri diversi di gestione | (54.088) | (59.597) | (9,2) |
| Costi per lavori interni capitalizzati | 14.669 | 17.624 | (16,8) |
| Costo del personale | (204.934) | (190.089) | 7,8 |
| Totale costi operativi | (1.587.135) | (1.933.863) | (17,9) |
| MARGINE OPERATIVO LORDO | 484.293 | 482.789 | 0,3 |
| Ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni | | | |
| Ammortamenti | (179.700) | (152.599) | 17,8 |
| Accantonamenti e svalutazioni | (21.902) | (55.702) | (60,7) |
| Totale ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni | (201.602) | (208.301) | (3,2) |
| RISULTATO OPERATIVO | 282.691 | 274.488 | 3,0 |
| Gestione finanziaria | | | |
| Proventi finanziari | 20.205 | 20.770 | (2,7) |
| Oneri finanziari | (96.914) | (86.919) | 11,5 |
| Totale gestione finanziaria | (76.709) | (66.149) | 16,0 |
| Risultato di collegate contabilizzate con il metodo del patrimonio netto | (12.152) | 8.889 | (*) |
| Rettifica di valore di partecipazioni | (21) | (10.039) | (99,8) |
| Risultato prima delle imposte | 193.809 | 207.189 | (6,5) |
| Imposte sul reddito | (91.652) | (99.223) | (7,6) |
| Risultato netto delle attività in continuità | 102.157 | 107.966 | (5,4) |
| Risultato netto da attività operative cessate | - | - | - |
| Risultato netto del periodo | 102.157 | 107.966 | (5,4) |
| attribuibile a: | | | |
| - Utile (perdita) di pertinenza del Gruppo | 88.758 | 99.384 | (10,7) |
| - Utile (perdita) di pertinenza di terzi | 13.399 | 8.582 | 56,1 |

(*) Variazione superiore al 100%

Ricavi

Al 30 settembre 2014 il gruppo Iren ha conseguito ricavi per 2.071 milioni di euro in diminuzione del 14,3% rispetto ai 2.417 milioni di euro del 2013. La flessione dei ricavi è riconducibile prevalentemente ai minori quantitativi venduti nei settori energetici per effetto, in particolare, dell'andamento climatico e del perdurante scenario economico negativo.

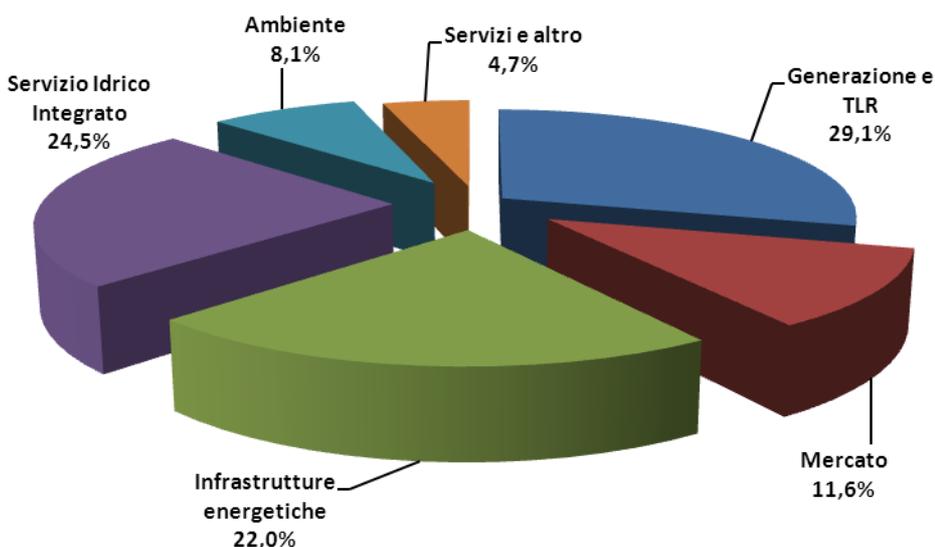
COMPOSIZIONE RICAVI



Margine Operativo Lordo

Il margine operativo lordo (Ebitda) ammonta a 484 milioni di euro in linea rispetto ai 483 milioni di euro del corrispondente periodo 2013 (+0,3%). Il sostanziale allineamento tra i due esercizi poggia su dinamiche fortemente contrastanti che sono caratterizzate da un lato da una forte riduzione di marginalità della filiera energetica per l'effetto congiunto di fattori regolatori, climatici e di mercato e dall'altro da un recupero di marginalità, con effetto compensativo, delle aree di business del Sistema Idrico Integrato e Ambiente.

COMPOSIZIONE EBITDA



Risultato operativo

Il risultato operativo (Ebit) è pari a 283 milioni di euro in aumento del +3,0% rispetto ai 274 milioni di euro del 2013. Oltre alla dinamica del margine operativo lordo incidono positivamente sul risultato operativo i minori accantonamenti al fondo svalutazione crediti per +24,3 milioni di euro e un maggiore rilascio di fondi +13 milioni di euro, compensati da maggiori ammortamenti per -27,1 milioni di euro e maggiori accantonamenti ai fondi rischi per -2,4 milioni di euro.

Oneri e Proventi finanziari

Gli oneri e proventi finanziari esprimono un saldo negativo per 77 milioni. In particolare gli oneri finanziari ammontano a 97 milioni. L'aumento rispetto ai primi nove mesi 2013 è dovuto principalmente alla diminuzione degli interessi capitalizzati e all'aumento degli oneri finanziari da attualizzazione. I proventi finanziari ammontano a 20 milioni di euro (-3%).

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 12 milioni di euro, in riduzione rispetto al corrispondente periodo del 2013, principalmente per il risultato negativo di OLT, parzialmente compensato dagli utili di AMIAT e ASA.

Rettifica di valore di partecipazioni

Nei primi nove mesi del 2013 la voce era negativa per 10 milioni di euro e si riferiva alla collegata Sinergie Italiane.

Risultato prima delle imposte

Per effetto delle dinamiche sopra indicate il risultato consolidato prima delle imposte ha raggiunto 194 milioni di euro, in riduzione del 6,5% rispetto ai 207 milioni di euro dei primi nove mesi del 2013.

Imposte sul reddito

Le imposte sul reddito dei primi nove mesi del 2014 sono pari a 92 milioni, con una riduzione del 7,6% rispetto ai primi nove mesi del 2013. Il Tax rate nominale è del 47%.

Risultato netto del periodo

Il risultato netto è positivo per 102 milioni di euro, in riduzione del 5,4% 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 e produzione Termoelettrici)
- Mercato (Vendita energia elettrica, gas, calore)
- Infrastrutture Energetiche (Reti di distribuzione dell'energia elettrica, Reti di distribuzione del gas)
- Servizio Idrico Integrato (Vendita e distribuzione acqua, depurazione e fognatura)
- Ambiente (Raccolta e Smaltimento rifiuti)
- Altri servizi (Telecomunicazioni, Illuminazione Pubblica, Servizi global service ed altri minori).

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

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

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

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

Generazione e Teleriscaldamento

I ricavi di periodo ammontano a 572 milioni di euro in diminuzione del -19,2% rispetto ai 708 milioni di euro del 2013

| | | Primi 9 mesi 2014 | Primi 9 mesi 2013 | Δ % | |
|----------------------------------|----------------------------------|----------------------|----------------------|--------|--------|
| Ricavi | €/mil. | 572 | 708 | -19,2% | |
| Margine operativo lordo (Ebitda) | €/mil. | 141 | 179 | -21,3% | |
| <i>Ebitda Margin</i> | | 24,6% | 25,3% | | |
| Risultato Operativo (Ebit) | €/mil. | 81 | 123 | -34,4% | |
| Investimenti | €/mil. | 51 | 28 | 83,8% | |
| Energia elettrica prodotta | GWh | 4.197 | 5.243 | -19,9% | |
| | <i>da fonte idroelettrica</i> | GWh | 1.114 | 1.004 | 10,9% |
| | <i>da fonte cogenerativa</i> | GWh | 2.470 | 4.239 | -41,7% |
| | <i>da fonte termoelettrica</i> | GWh | 613 | 0 | (*) |
| Calore prodotto | GWh _t | 1.620 | 1.993 | -18,7% | |
| | <i>da fonte cogenerativa</i> | GWh _t | 1.353 | 1.608 | -15,9% |
| | <i>da fonte non cogenerativa</i> | GWh _t | 267 | 385 | -30,7% |
| Volumetrie teleriscaldate | Mmc | 79 | 77 | 3,0% | |

Al 30 settembre 2014 l'energia elettrica prodotta è stata pari a 4.197 GWh in diminuzione (-19,9%) rispetto ai 5.243 GWh del corrispondente periodo del 2013, principalmente per effetto della minore produzione in assetto cogenerativo (-1.768 GWh), parzialmente compensata dalla produzione termoelettrica dell'impianto di Turbigio, sia della maggiore produzione idroelettrica +10,9%(+110Gwh).

In particolare la produzione in assetto cogenerativo è stata pari a 2.470 GWh, in flessione del -41,7% rispetto ai 4.239 GWh del 2013, principalmente per la minor produzione di Moncalieri GT3 (- 828 GWh) e di Torino Nord (-673 GWh) mentre la produzione termoelettrica dell'impianto di Turbigio, entrato nel perimetro di gruppo a partire dall'ultimo bimestre 2013, è stata pari a 613 GWh.

La produzione idroelettrica è stata pari a 1.114 GWh in aumento del +10,9% rispetto ai 1.004 GWh del 2013 per effetto della produzione del Nucleo ex-Edipower di Tusciano (+267 GWh) entrato nel perimetro di gruppo soltanto a partire dall'ultimo bimestre 2013.

La produzione di calore di periodo è stata pari a 1.620 GWh_t in diminuzione del -18,7% rispetto ai 1.993 GWh_t del 2013, per effetto principalmente di una stagione termica particolarmente mite (-18% gradi giorno nell'area torinese, -23% nell'area genovese e -26% nell'area emiliana).

La volumetria teleriscaldata è pari a circa 79 milioni di metri cubi, di cui 56 milioni su Torino, 3,4 milioni di metri cubi su Genova e 20 milioni di metri cubi nelle città di Reggio Emilia, Parma e Piacenza. La quota di calore cogenerato è pari all'84%, in aumento rispetto al 81% 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 141 milioni di euro, in contrazione del -21,3% rispetto ai 179 milioni di euro del corrispondente periodo 2013.

La flessione del margine operativo lordo è stato influenzata in modo negativo da diversi fattori esogeni che hanno già caratterizzato i risultati del primo semestre. In particolare la stagione termica della prima parte dell'anno, straordinariamente mite, che ha fortemente penalizzato la produzione di calore. La produzione di energia elettrica, in gran parte correlata alla cogenerazione di energia termica, sconta inoltre una riduzione dei margini di generazione per effetto della diminuzione dei prezzi di vendita aggravata da una domanda in contrazione per il perdurante stato di crisi e dai maggiori quantitativi prodotti dalle fonti rinnovabili. Positiva la dinamica della marginalità relativa alla produzione idroelettrica

per il contributo dell'impianto ex-Edipower di Tuscano, entrato nel perimetro del Gruppo dall'ultimo bimestre 2013.

Il risultato operativo (Ebit) del settore ammonta a 81 milioni di euro ed è anch'esso in contrazione del -34,4% rispetto ai 123 milioni di euro del corrispondente periodo del 2013. Tale margine presenta la stessa dinamica del margine operativo lordo in quanto i maggiori ammortamenti connessi agli impianti ex-Edipower del Nucleo idroelettrico di Tuscano e alla centrale di Turbigo, e dell'impianto di Torino Nord sono sostanzialmente compensati dal rilascio di un fondo per il venir meno del rischio che ne aveva giustificato l'accantonamento e relativo ad impianti ex-Edipower.

Gli investimenti realizzati nel settore Generazione e Teleriscaldamento ammontano complessivamente a 51 milioni di euro di cui circa 46 milioni di euro sono relativi alla Cogenerazione e reti teleriscaldamento e 5 milioni di euro al settore idroelettrico.

Mercato

Il volume d'affari dell'area mercato ammonta a 1.654 milioni di euro in diminuzione del -25,0% rispetto ai 2.204 milioni di euro dell'esercizio precedente. Il margine operativo lordo (Ebitda) pari a 56 milioni di euro è in calo del -23,1% rispetto ai 73 milioni del corrispondente periodo del 2013.

| | | Primi 9 mesi 2014 | Primi 9 mesi 2013 | Δ % |
|---|--|----------------------|----------------------|--------|
| Ricavi | €/mil. | 1.654 | 2.204 | -25,0% |
| Margine operativo lordo (Ebitda) | €/mil. | 56 | 73 | -23,1% |
| <i>Ebitda Margin</i> | | 3,4% | 3,3% | |
| | <i>da Energia Elettrica</i> | €/mil. 16 | -1 | (*) |
| | <i>da Gas</i> | €/mil. 39 | 70 | -44,0% |
| | <i>da Calore</i> | €/mil. 1 | 4 | -73,9% |
| Risultato Operativo (Ebit) | €/mil. | 28 | 28 | -1,8% |
| Investimenti | | 7 | 6 | 27,1% |
| Energia Elettrica Venduta | GWh | 7.875 | 9.495 | -17,1% |
| Energia Elettrica Venduta al netto Compravendita in Borsa | GWh | 6.894 | 8.850 | -22,1% |
| Gas Acquistato | Mmc | 1.479 | 2.164 | -31,6% |
| | <i>Gas commercializzato dal Gruppo</i> | Mmc 644 | 921 | -30,0% |
| | <i>Gas destinato ad usi interni</i> | Mmc 693 | 1.050 | -34,0% |
| | <i>Gas in stoccaggio</i> | 142 | 194 | -26,8% |

Commercializzazione Energia Elettrica

I volumi commercializzati al netto dell'energia compravenduta in Borsa ammontano a 6.894 GWh (l'energia elettrica lorda ammonta 7.875 GWh) con una diminuzione del -22,1% rispetto agli 8.850 GWh dei primi nove mesi 2013.

I volumi venduti a clienti finali e grossisti sono pari a 3.742 in diminuzione del -11,3% rispetto ai 4.221 GWh dei primi nove mesi 2013 mentre i volumi impiegati sulla Borsa al lordo dell'energia compravenduta ammontano a 3.596 GWh in riduzione del -22,2% rispetto ai 4.623 GWh del corrispondente periodo 2013. Relativamente ai clienti gestiti in regime di maggior tutela, i volumi complessivamente venduti nel corso del periodo sono stati pari a 537 GWh in calo del -17,6% rispetto ai 652 GWh dei primi nove mesi 2013 per effetto della progressiva liberalizzazione del mercato. Nel primo nove mesi del 2014 il Gruppo ha mantenuto, anche attraverso le produzioni degli impianti ex-Edipower di Tuscano e Turbigo che hanno sostanzialmente compensato la cessazione del tolling Edipower, una quota di produzione di energia elettrica da fonti interne al Gruppo di circa il 61%.

Il margine operativo lordo (Ebitda) della vendita di energia elettrica è pari a 16 milioni di euro in rilevante incremento rispetto al risultato negativo (-1 milioni di euro) del 2013.

Tale risultato è correlato principalmente al venir meno delle perdite connesse alla gestione del contratto di tolling che nel 2013 rifletteva la perdita gestionale di Edipower, da conguagli di anni precedenti tra cui in particolare il riconoscimento, ad esito della sentenza definitiva del Consiglio di Stato, dell'Ulteriore Corrispettivo del Capacity Payment per il periodo 2010-2013.

Commercializzazione Gas Naturale

I volumi complessivi di gas naturale approvvigionati nel corso dei primi nove mesi 2014 sono stati pari a 1.479 milioni di metri cubi a fronte dei 2.164 milioni di metri cubi del corrispondente periodo 2013 (-31,6%). I volumi commercializzati a clienti esterni al Gruppo sono stati pari a 644 milioni di metri cubi (921 milioni di metri cubi dei primi nove mesi 2013) mentre 693 milioni di metri cubi sono stati impiegati all'interno del Gruppo sia per la produzione di energia elettrica sia per la fornitura di servizi calore (1.050 milioni di metri cubi nel corrispondente periodo 2013) e 142 milioni di metri cubi sono stati immessi in stoccaggio (194 milioni di metri cubi nel corrispondente periodo 2013).

Il margine operativo lordo (Ebitda) pari a 39 milioni di euro risulta in flessione del -44% rispetto ai 70 milioni del corrispondente periodo del 2013 prevalentemente per la contrazione del margine unitario derivante dai provvedimenti AEEGSI di revisione dei meccanismi di definizione tariffaria oltre alla rilevante riduzione dei volumi venduti per il già citato effetto climatico che ha caratterizzato in modo straordinario la prima parte dell'anno.

Sviluppo mercato

Nel corso del 2014 è proseguita un'attività costante e continuativa per la fidelizzazione della clientela e per l'ampliamento del portafoglio di riferimento, estendendo il perimetro di attività a nuove aree geografiche.

L'attività dei competitor è proseguita in misura crescente sui territori storicamente gestiti e quindi è stata ulteriormente rafforzata l'attività commerciale, attraverso l'incremento dei canali di vendita e il potenziamento dell'attività outbound verso i clienti.

Vendita calore tramite reti di teleriscaldamento:

Il margine operativo lordo nel primo semestre 2014 ammonta a 1 milioni di euro in contrazione rispetto ai 4 milioni di euro del corrispondente periodo del 2013 (-73,9%). La flessione è da ricondursi all'andamento climatico particolarmente mite e ai nuovi contratti relativi alla sola manutenzione ordinaria.

Infrastrutture energetiche

Al 30 settembre 2014 il settore Infrastrutture Energetiche, che comprende i business della distribuzione gas ed energia elettrica, ha registrato ricavi per 241 milioni di euro in lieve aumento rispetto ai 238 milioni di euro del corrispondente periodo del 2013 (+1,2%).

Il margine operativo lordo (Ebitda) è stato pari a 107 milioni di euro in flessione del -7,7% rispetto ai 115 milioni di euro del 2013.

Il risultato operativo netto (Ebit) è stato pari a 75 milioni di euro in calo rispetto agli 81 milioni di euro del 2013 (-7,5%).

Di seguito vengono espone le principali dinamiche dei settori interessati.

| | | Primi 9 mesi 2014 | Primi 9 mesi 2013 | Δ % |
|----------------------------------|---------------------------|----------------------|----------------------|--------|
| Ricavi | €/mil. | 241 | 238 | 1,2% |
| Margine operativo lordo (Ebitda) | €/mil. | 107 | 115 | -7,0% |
| <i>Ebitda Margin</i> | | <i>44,3%</i> | <i>48,2%</i> | |
| | <i>da Reti Elettriche</i> | 52 | 61 | -15,7% |
| | <i>da Reti Gas</i> | 55 | 54 | 3,0% |
| Risultato Operativo (Ebit) | €/mil. | 75 | 81 | -7,5% |
| Investimenti | €/mil. | 43 | 33 | 27,6% |
| | <i>in Reti Elettriche</i> | 17 | 16 | 8,7% |
| | <i>in Reti Gas</i> | 26 | 18 | 44,2% |
| Energia elettrica distribuita | GWh | 2.880 | 3.134 | -8,1% |
| Gas distribuito | Mmc | 730 | 939 | -22,3% |

Reti Distribuzione Energia elettrica

Il margine operativo lordo è stato pari a 52 milioni di euro, in diminuzione del -15,7% rispetto ai 61 milioni di euro del 2013. La flessione per -9 milioni di euro è riconducibile al saldo negativo delle sopravvenienze (il 2013 beneficiava di sopravvenienze attive sulle componenti tariffaria CCSE), riduzione dei contributi di allacciamento alla rete e altri ricavi accessori del margine di contribuzione.

Nel corso dei primi nove mesi del 2014 sono stati effettuati investimenti per circa 17 milioni di euro 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 55 milioni di euro in miglioramento del +3% rispetto ai 54 milioni di euro del 2013; la variazione positiva del margine è da ricondursi al riconoscimento e alla valorizzazione di titoli di efficienza energetica.

Gli investimenti di periodo realizzati ammontano a 26 milioni di euro e riguardano in particolare il piano di risanamento della rete tramite l'installazione di impianti di protezione catodica la sostituzione delle tubazioni ghisa grigia, l'installazione dei misuratori elettronici e le iniziative di sviluppo della rete di distribuzione e degli allacciamenti

Servizio idrico integrato

Al 30 settembre 2014 il Servizio Idrico Integrato ha registrato ricavi per 334 milioni di euro in aumento del 7,2% rispetto ai 311 milioni di euro del corrispondente periodo del 2013. L'incremento dei ricavi rispetto al precedente esercizio sono riconducibile agli aumenti tariffari connessi al nuovo VRG (Vincolo Ricavi Gestore) ed in particolare ai conguagli tariffari connessi all'applicazione del Metodo transitorio Tariffario sul 2012 e 2013 oltre a maggiori ricavi dal riconoscimento di titoli di efficienza energetica per la

realizzazione di impianti finalizzati alla riduzione dei consumi di energia elettrica. Inoltre si registrano i maggiori ricavi relative all'applicazione dell' IFRIC 12 correlati agli investimenti di periodo su beni di terzi.

| | | Primi 9 mesi 2014 | Primi 9 mesi 2013 | Δ % |
|----------------------------------|--------|----------------------|----------------------|-------|
| Ricavi | €/mil. | 334 | 311 | 7,2% |
| Margine operativo lordo (Ebitda) | €/mil. | 118 | 89 | 33,4% |
| <i>Ebitda Margin</i> | | 35,5% | 28,5% | |
| Risultato Operativo (Ebit) | €/mil. | 66 | 39 | 68,9% |
| Investimenti | €/mil. | 48 | 45 | 7,2% |
| Acqua Venduta | Mmc | 108 | 113 | -4,2% |

Il margine operativo lordo (Ebitda) ammonta a 118 milioni di euro in significativo aumento (+33,4%) rispetto agli 89 milioni di euro del 2013. L'incremento è da ricondursi alle dinamiche tariffarie, alle sopravvenienze per conguagli tariffari pregressi, al riconoscimento di titoli di efficienza energetica e e al venir meno di sopravvenienze passive che avevano caratterizzato il corrispondente periodo del 2013 principalmente per la restituzione della remunerazione sul capitale ex referendum 2011.

Il risultato operativo (Ebit) ammonta a 66 milioni di euro in aumento del +68,9% rispetto ai 39 milioni di euro del corrispondente periodo 2013. Il miglioramento riflette le dinamiche del margine operativo lordo.

Gli investimenti ammontano a 48 milioni di euro e riguardano la realizzazione di infrastrutture previste dai Piani d'Ambito per la manutenzione e lo sviluppo di reti ed impianti di distribuzione, della rete fognaria e dei sistemi di depurazione.

Ambiente

Al 30 settembre 2014 i ricavi del settore ammontano a 169 milioni di euro in incremento del +7% rispetto ai 158 milioni di euro del corrispondente periodo del 2013. L'incremento di 11 milioni di euro è derivante principalmente da maggior ricavi energetici (energia elettrica, termica e relativi incentivi) per l'entrata in funzione del WTE-PAI Parma, dai corrispettivi dei servizi di igiene ambientale e dalla vendita di materiali di recupero rivenienti dalla raccolta differenziata.

| | | Primi 9 mesi 2014 | Primi 9 mesi 2014 | Δ % |
|----------------------------------|--------|----------------------|----------------------|--------|
| Ricavi | €/mil. | 169 | 158 | 7,0% |
| Margine operativo lordo (Ebitda) | €/mil. | 39 | 27 | 47,0% |
| <i>Ebitda Margin</i> | | 23,0% | 16,7% | |
| Risultato Operativo (Ebit) | €/mil. | 15 | 8 | 91,3% |
| Investimenti | €/mil. | 14 | 37 | -60,6% |
| Rifiuti trattati | ton | 795.711 | 738.505 | 7,7% |
| <i>Rifiuti urbani</i> | ton | 540.892 | 535.617 | 1,0% |
| <i>Rifiuti speciali</i> | ton | 254.819 | 202.888 | 25,6% |

Il margine operativo lordo di periodo (Ebitda) ammonta a 39 milioni di euro in rilevante aumento (+47%) rispetto ai 27 milioni di euro del 2013. L'incremento è da ricondursi all'avvio del termovalorizzatore PAI Parma (ricavi energetici e costi cessanti su altri impianti), al recupero di marginalità del termovalorizzatore Tecnoborgo, all'incremento dei margini sulle attività di igiene ambientale anche per sinergie operative e sulle attività di trading e trattamento dei rifiuti speciali.

Il risultato operativo netto (Ebit) ammonta a 15 milioni di euro in crescita del +91,3% rispetto agli 8 milioni di euro del 2013. La dinamica del margine operativo lordo viene parzialmente assorbita dal venir meno dell'effetto positivo del rilascio fondi post mortem effettuato nel 2013, dall'incremento degli ammortamenti collegati all'entrata in funzione dell'impianto WTE-PAI Parma compensati parzialmente da minori altri ammortamenti e accantonamenti CIG/CIGS .

Gli investimenti di periodo ammontano a 14 milioni di euro e si riferiscono principalmente ai lavori di completamento del Polo Ambientale Integrato di Parma, attrezzature del servizio di raccolta rifiuti a supporto dello sviluppo della raccolta differenziata con modalità porta-porta e alla realizzazione di impianto di trattamento delle sabbie derivanti dallo spazzamento stradale.

Servizi e altro

| | | Primi 9 mesi 2014 | Primi 9 mesi 2013 | Δ % |
|----------------------------------|--------|----------------------|----------------------|-------|
| Ricavi | €/mil. | 76 | 63 | 20,4% |
| Margine operativo lordo (Ebitda) | €/mil. | 23 | 1 | * |
| <i>Ebitda Margin</i> | | 30,4% | 0,8% | |
| Risultato Operativo (Ebit) | €/mil. | 19 | -4 | (*) |
| Investimenti | €/mil. | 12 | 9 | 29,5% |

(*) Variazione superiore al 100%

Al 30 settembre 2014 i ricavi ammontano a 76 milioni di euro in aumento del 20,4% rispetto ai 63 milioni di euro del corrispondente periodo 2013.

L'incremento è da ricondursi alla plusvalenza generata, già al semestre, per la cessione di ulteriori quote del Fondo immobiliare in precedenza costituito con conferimento di immobili del Gruppo.

Tale plusvalenza incide positivamente anche sul margine operativo lordo di periodo, che è pari a 23 milioni di euro a fronte di 1 milione di euro del corrispondente periodo 2013.

Situazione patrimoniale

STATO PATRIMONIALE RICLASSIFICATO GRUPPO IREN AL 30 SETTEMBRE 2014

| | migliaia di euro | | |
|--|------------------|-------------------------|---------------|
| | 30.09.2014 | 31.12.2013 Riesposto | Var. % |
| Attivo immobilizzato | 4.537.163 | 4.525.762 | 0,3 |
| Altre attività (Passività) non correnti | (154.770) | (135.501) | 14,2 |
| Capitale circolante netto | 209.571 | 151.369 | 38,5 |
| Attività (Passività) per imposte differite | 129.844 | 121.995 | 6,4 |
| Fondi rischi e Benefici ai dipendenti | (445.286) | (473.695) | (6,0) |
| Attività (Passività) destinate a essere cedute | 491 | 995 | (50,7) |
| Capitale investito netto | 4.277.013 | 4.190.925 | 2,1 |
| Patrimonio netto | 1.995.632 | 1.998.762 | (0,2) |
| <i>Attività finanziarie a lungo termine</i> | <i>(63.332)</i> | <i>(79.424)</i> | <i>(20,3)</i> |
| <i>Indebitamento finanziario a medio e lungo termine</i> | <i>2.235.477</i> | <i>1.853.608</i> | <i>20,6</i> |
| Indebitamento finanziario netto a medio lungo termine | 2.172.145 | 1.774.184 | 22,4 |
| <i>Attività finanziarie a breve termine</i> | <i>(539.231)</i> | <i>(454.902)</i> | <i>18,5</i> |
| <i>Indebitamento finanziario a breve termine</i> | <i>648.467</i> | <i>872.881</i> | <i>(25,7)</i> |
| Indebitamento finanziario netto a breve termine | 109.236 | 417.979 | (73,9) |
| Indebitamento finanziario netto | 2.281.381 | 2.192.163 | 4,1 |
| Mezzi propri ed indebitamento finanziario netto | 4.277.013 | 4.190.925 | 2,1 |

Nel seguito sono commentate le principali dinamiche patrimoniali del periodo chiuso al 30 settembre 2014.

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

L'incremento del Capitale Circolante netto (+38,5%) risente della dinamica dei debiti e crediti commerciali e delle poste tributarie.

La fiscalità differita risulta in crescita del 6,4% rispetto al periodo precedente.

Il Patrimonio netto risulta sostanzialmente invariato rispetto al 31 dicembre 2013 principalmente per effetto dei dividendi distribuiti e del risultato del periodo.

Il rendiconto finanziario, presentato nel seguito, fornisce un dettaglio analitico delle ragioni della movimentazione dell'indebitamento dei primi nove mesi del 2014.

Situazione Finanziaria

RENDICONTO FINANZIARIO DEL GRUPPO IREN PRIMI NOVE MESI DEL 2014

migliaia di euro

| | Primi nove mesi 2014 Riesposto | Primi nove mesi 2013 Riesposto | Var. % |
|--|---|---|---------------|
| A. Disponibilità liquide iniziali | 50.221 | 26.681 | 88,2 |
| Flusso finanziario generato dall'attività operativa | | | |
| Risultato del periodo | 102.157 | 107.966 | (5,4) |
| Rettifiche per: | | | |
| Ammortamenti attività materiali e immateriali | 179.700 | 152.599 | 17,8 |
| (Plusvalenze) Minusvalenze e altre variazioni patrimoniali | (25.127) | (2.031) | (*) |
| Variazione netta TFR e altri benefici ai dipendenti | 742 | 1.120 | (33,8) |
| Variazione netta fondo rischi e altri oneri | (33.325) | (23.790) | 40,1 |
| Variazione imposte anticipate e differite | (7.749) | (355) | (*) |
| Variazione altre attività/passività non correnti | 19.269 | (34.007) | (*) |
| Dividendi contabilizzati al netto delle elisioni | (1.030) | (1.165) | (11,6) |
| Quota del risultato di collegate | 12.152 | (8.889) | (*) |
| Svalutazioni (Rivalutazioni) nette di attività | 837 | 10.755 | (92,2) |
| B. Cash flow operativo prima delle variazioni di CCN | 247.626 | 202.203 | 22,5 |
| Variazione rimanenze | 10.971 | (10.435) | (*) |
| Variazione crediti commerciali | 193.490 | 289.406 | (33,1) |
| Variazione crediti tributari e altre attività correnti | (67.464) | 30.492 | (*) |
| Variazione debiti commerciali | (300.664) | (336.374) | (10,6) |
| Variazione debiti tributari e altre passività correnti | 105.465 | 79.766 | 32,2 |
| C. Flusso finanziario derivante da variazioni di CCN | (58.202) | 52.855 | (*) |
| D. Cash flow operativo (B+C) | 189.424 | 255.058 | (25,7) |
| Flusso finanziario da (per) attività di investimento | | | |
| Investimenti in attività materiali e immateriali | (175.490) | (158.582) | 10,7 |
| Investimenti in attività finanziarie | (58.823) | (723) | (*) |
| Realizzo investimenti e variazione attività destinate ad essere cedute | 23.778 | 5.156 | (*) |
| Dividendi incassati | 7.061 | 8.730 | (19,1) |
| E. Totale flusso finanziario da attività di investimento | (203.474) | (145.419) | 39,9 |
| F. Free cash flow (D+E) | (14.050) | 109.639 | (*) |
| Flusso finanziario da attività di finanziamento | | | |
| Erogazione di dividendi | (73.642) | (76.070) | (3,2) |
| Nuovi finanziamenti a lungo termine | 525.000 | 258.000 | (*) |
| Rimborsi di finanziamenti a lungo termine | (530.330) | (186.683) | (*) |
| Variazione debiti finanziari | 161.259 | (164.485) | (*) |
| Variazione crediti finanziari | (87.132) | 58.910 | (*) |
| G. Totale flusso finanziario da attività di finanziamento | (4.845) | (110.328) | (95,6) |
| H. Flusso monetario del periodo (F+G) | (18.895) | (689) | (*) |
| I. Disponibilità liquide finali (A+H) | 31.326 | 25.992 | 20,5 |

(*) Variazione superiore al 100%

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

| | migliaia di euro | | |
|---|---|---|---------------|
| | Primi nove mesi 2014 Riesposto | Primi nove mesi 2013 Riesposto | Var. % |
| Free cash flow | (14.050) | 109.639 | (*) |
| Erogazione di dividendi | (73.642) | (76.070) | (3,2) |
| Variazione fair value strumenti derivati di copertura | (1.526) | 19.265 | (*) |
| Variazione posizione finanziaria netta | (89.218) | 52.834 | (*) |

(*) Variazione superiore al 100%

L'indebitamento finanziario netto al 30 settembre 2014 è pari a 2.281 milioni di euro, in crescita del 4,1% rispetto al 31 dicembre 2013.

In particolare il free cash flow, negativo per 14 milioni di euro, deriva dall'effetto congiunto dei seguenti flussi monetari:

- il cash flow operativo è positivo per 189 milioni di euro e si compone per 247 milioni di euro da cash flow operativo prima delle variazioni di capitale circolante netto e per -58 milioni di euro dal flusso finanziario derivante da variazioni di capitale circolante netto;
- il flusso monetario da attività di investimento, negativo per 203 milioni di euro, è generato da investimenti in immobilizzazioni materiali, immateriali e finanziarie per 234 milioni di euro (comprensivi degli investimenti effettuati per la costruzione delle infrastrutture in regime di concessione secondo quanto stabilito dall'IFRIC 12), da realizzo di attività immobilizzate per 24 milioni di euro e dall'incasso di dividendi per 7 milioni di euro.

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

FATTI DI RILIEVO INTERVENUTI DOPO LA CHIUSURA

Progetto di fusione per incorporazione di Società Acque Potabili in Sviluppo Idrico

In data 8 ottobre 2014 è intervenuta l'iscrizione della delibera assembleare di fusione per incorporazione di Acque Potabili in Sviluppo Idrico nel registro delle imprese di Torino, mentre in data 23 ottobre 2014 è scaduto il termine per la presentazione delle dichiarazioni di recesso da parte dei Soci.

In data 6 novembre è stato comunicato il numero delle azioni, pari a 699.411, per le quali è stato esercitato il diritto di recesso. Tali azioni, in conformità alla normativa vigente, sono offerte in prelazione sino al 9 dicembre 2014 agli azionisti Acque Potabili che non hanno esercitato il diritto di recesso.

Iren – CGIL, CISL e UIL: accordo per un patto intergenerazionale con sbocchi occupazionali per i giovani

Un patto intergenerazionale per aprire concreti sbocchi occupazionali ai giovani che potranno entrare nel Gruppo Iren sulla base di un piano di incentivazione all'esodo su base volontaria del personale che matura i requisiti pensionistici entro il 2018. E' il fulcro dell'accordo concluso tra il Gruppo Iren e CGIL, CISL e UIL, attraverso le categorie di riferimento (gas-acqua, elettrici, ambiente), che è stato sottoscritto il 24 ottobre.

L'accordo, frutto di un dialogo e una collaborazione costruttiva tra Iren e le Organizzazioni Sindacali, prevede l'accompagnamento incentivato alla pensione anticipata di circa 300 dipendenti occupati nei vari territori di riferimento, con adesioni su base volontaria tra i circa 4.500 lavoratori del Gruppo, e l'assunzione di circa 180 nuovi lavoratori, principalmente giovani con contratto di apprendistato, entro il 2016.

L'incentivazione, che sarà a totale carico del Gruppo Iren e senza oneri per gli Istituti previdenziali (in applicazione dell'art. 4 della legge 92/2012), consentirà al personale più anziano attualmente occupato di andare in pensione fino a 24 mesi prima della data di maturazione, colmando in parte il ritardo nella cessazione del rapporto di lavoro venutosi a determinare dopo la riforma del sistema previdenziale.

Le nuove opportunità occupazionali, sostenute da percorsi formativi professionalizzanti in collaborazione con il mondo scolastico e universitario a carico del Gruppo Iren, e il riequilibrio demografico sono obiettivi fondamentali per la realizzazione dei progetti di sviluppo che il Gruppo Iren sta definendo nel nuovo Piano industriale e che richiedono l'acquisizione di nuove professionalità, una focalizzazione più spinta su competenze distintive e innovative e la costruzione di una cultura di Gruppo più orientata all'anticipazione dei bisogni delle comunità, alla centralità del cliente e alla crescita come occasione di sviluppo anche per i territori di riferimento.

EVOLUZIONE PREVEDIBILE DELLA GESTIONE

Lo scenario macroeconomico nell'area Euro nei primi nove mesi del 2014 conferma quello del primo semestre ed evidenzia un Pil praticamente piatto o leggermente negativo e stride con crescita di circa 1 punto percentuale degli Stati Uniti e dello 0,8 per il Regno Unito. In particolare il secondo trimestre dell'esercizio risulta negativo anche per Germania e Francia, mentre per il nostro Paese Moody's ha aggiornato al ribasso le previsioni di crescita dallo 0,5% al - 0,1%. Per il quarto trimestre del 2014, 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.

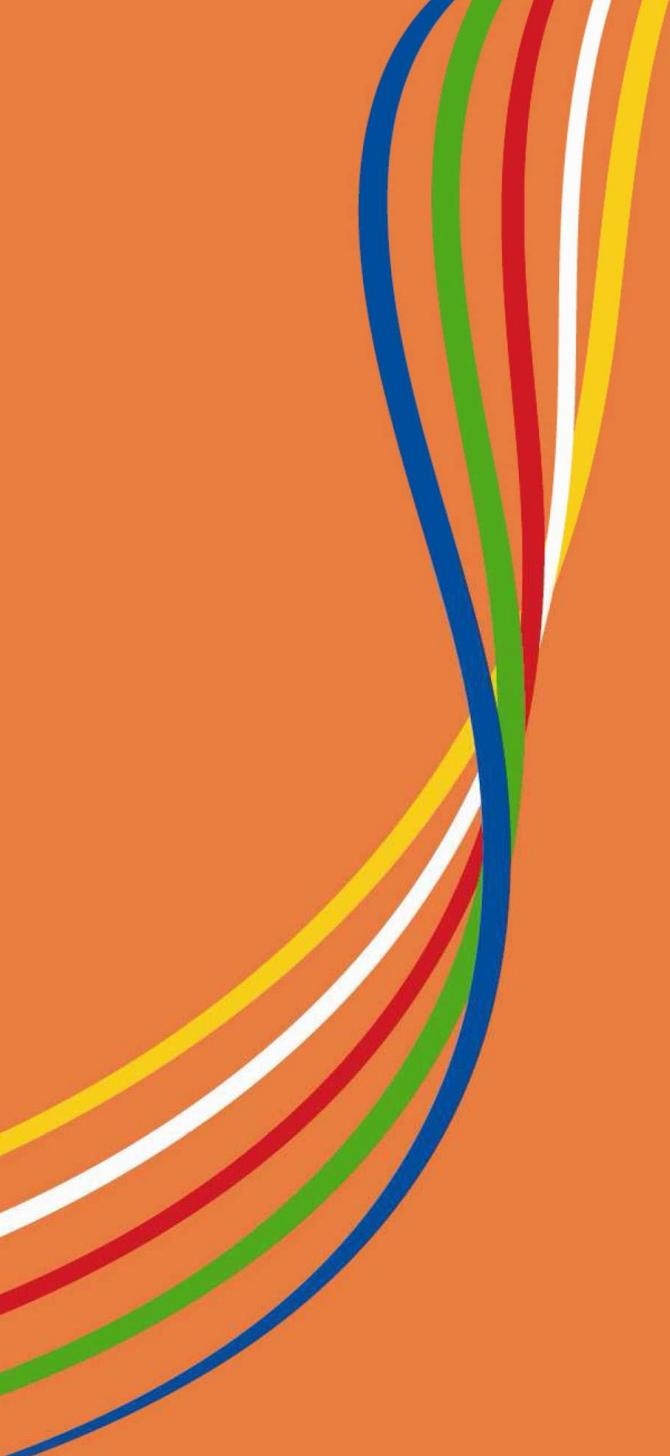
Per il nostro Paese gli scenari, descritti in precedenza, prevedono un trend che oscilla dalla seppur lieve recessione ad una crescita estremamente contenuta, in ragione della capacità di prestito del sistema bancario al fine di non interrompere il normale ciclo d'investimento, nonché dall'attuazione o meno delle riforme in itinere conseguenti all'attuale fase politico istituzionale. Si fa particolare riferimento al piano di rimborso alle imprese da parte della pubblica amministrazione, alle misure attinenti il mercato del lavoro ed alle azioni volte ad aumentare la capacità di spesa dei contribuenti. Lo scenario competitivo rimarrà

sfidante con prezzi delle *commodities* energetiche che nel breve termine non mostrano segnali di recupero.

In tale contesto macroeconomico, la strategia di breve termine del Gruppo si focalizza sul mantenimento della redditività, il perseguimento di significative sinergie gestionali il 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. Sulle sinergie gestionali sono attese positive ricadute dall'attuazione del progetto di riequilibrio demografico delle risorse umane del Gruppo che prevede l'apertura di sbocchi occupazionali ai giovani sulla base di un piano di incentivazione all'esodo su base volontaria del personale che matura i requisiti pensionistici entro il 2018.

Iren S.p.A.

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



**PROSPETTI CONTABILI CONSOLIDATI
AL 30 SETTEMBRE 2014**

Situazione patrimoniale-finanziaria consolidata

| | migliaia di euro | | |
|--|------------------|-------------------|------------------|
| | 30.09.2014 | 31.12.2013 (*) | 1.1.2013 (*) |
| ATTIVITA' | | | |
| Attività materiali | 2.909.246 | 2.567.337 | 2.257.518 |
| Investimenti immobiliari | 14.515 | 14.457 | 926 |
| Attività immateriali a vita definita | 1.195.899 | 1.178.214 | 1.142.962 |
| Avviamento | 124.407 | 124.407 | 125.407 |
| Partecipazioni valutate con il metodo del Patrimonio Netto | 277.531 | 426.242 | 725.062 |
| Altre partecipazioni | 15.565 | 15.491 | 29.808 |
| Attività finanziarie non correnti | 63.332 | 79.424 | 142.043 |
| Altre attività non correnti | 45.634 | 52.982 | 32.510 |
| Attività per imposte anticipate | 309.267 | 305.915 | 211.136 |
| Totale attività non correnti | 4.955.396 | 4.764.469 | 4.667.372 |
| Rimanenze | 96.149 | 106.618 | 87.905 |
| Crediti commerciali | 802.826 | 998.269 | 1.219.498 |
| Crediti per imposte correnti | 19.889 | 5.042 | 8.283 |
| Crediti vari e altre attività correnti | 249.881 | 197.205 | 246.721 |
| Attività finanziarie correnti | 507.905 | 418.407 | 404.703 |
| Cassa e altre disponibilità liquide equivalenti | 31.326 | 50.222 | 26.681 |
| Totale attività correnti | 1.707.976 | 1.775.763 | 1.993.791 |
| Attività destinate ad essere cedute | 491 | 1.001 | 4.787 |
| TOTALE ATTIVITA' | 6.663.863 | 6.541.233 | 6.665.950 |

(*) I valori comparativi al 31.12.2013 e al 01.01.2013 sono stati rideterminati a seguito dell'applicazione dell'IFRS 11 "Accordi a controllo congiunto".

| | 30.09.2014 | 31.12.2013 (*) | 1.1.2013 (*) |
|---|------------------|-------------------|------------------|
| migliaia di euro | | | |
| 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 | 413.338 | 415.721 | 463.629 |
| Risultato netto del periodo | 95.143 | 80.554 | - |
| Totale patrimonio netto di pertinenza della Capogruppo | 1.784.707 | 1.772.501 | 1.739.855 |
| Patrimonio netto di pertinenza dei Terzi | 210.925 | 216.526 | 214.402 |
| TOTALE PATRIMONIO NETTO | 1.995.632 | 1.989.027 | 1.954.257 |
| PASSIVITA' | | | |
| Passività finanziarie non correnti | 2.235.477 | 1.841.116 | 2.137.465 |
| Benefici ai dipendenti | 115.560 | 113.198 | 98.964 |
| Fondi per rischi ed oneri | 256.906 | 283.685 | 271.498 |
| Passività per imposte differite | 179.423 | 173.198 | 102.720 |
| Debiti vari e altre passività non correnti | 200.404 | 188.484 | 152.693 |
| Totale passività non correnti | 2.987.770 | 2.599.681 | 2.763.340 |
| Passività finanziarie correnti | 648.467 | 714.320 | 533.518 |
| Debiti commerciali | 637.001 | 947.190 | 1.106.130 |
| Debiti vari e altre passività correnti | 245.100 | 205.348 | 223.862 |
| Debiti per imposte correnti | 77.073 | 10.952 | 3.274 |
| Fondi per rischi ed oneri quota corrente | 72.820 | 74.709 | 81.548 |
| Totale passività correnti | 1.680.461 | 1.952.519 | 1.948.332 |
| Passività correlate ad attività destinate ad essere cedute | - | 6 | 21 |
| TOTALE PASSIVITA' | 4.668.231 | 4.552.206 | 4.711.693 |
| TOTALE PATRIMONIO NETTO E PASSIVITA' | 6.663.863 | 6.541.233 | 6.665.950 |

(*) I valori comparativi al 31.12.2013 e al 01.01.2013 sono stati rideterminati a seguito dell'applicazione dell'IFRS 11 "Accordi a controllo congiunto".

Conto economico consolidato

| | migliaia di euro | |
|---|-------------------------------------|---|
| | Primi nove mesi 2014 | Primi nove mesi 2013 (*) |
| Ricavi | | |
| Ricavi per beni e servizi | 1.869.448 | 2.284.072 |
| Variazione dei lavori in corso | 80 | (562) |
| Altri proventi | 201.379 | 134.038 |
| <i>- di cui non ricorrenti</i> | <i>21.044</i> | <i>-</i> |
| Totale ricavi | 2.070.907 | 2.417.548 |
| Costi operativi | | |
| Costi materie prime sussidiarie di consumo e merci | (720.794) | (1.092.242) |
| Prestazioni di servizi e godimento beni di terzi | (672.586) | (679.933) |
| Oneri diversi di gestione | (54.088) | (59.264) |
| Costi per lavori interni capitalizzati | 13.592 | 15.775 |
| Costo del personale | (202.194) | (187.225) |
| Totale costi operativi | (1.636.070) | (2.002.889) |
| MARGINE OPERATIVO LORDO | 434.837 | 414.659 |
| Ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni | | |
| Ammortamenti | (170.206) | (139.717) |
| Accantonamenti e svalutazioni | (21.902) | (55.702) |
| Totale ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni | (192.108) | (195.419) |
| RISULTATO OPERATIVO | 242.729 | 219.240 |
| Gestione finanziaria | | |
| Proventi finanziari | 20.408 | 20.739 |
| Oneri finanziari | (94.740) | (81.254) |
| Totale gestione finanziaria | (74.332) | (60.515) |
| Risultato di partecipazioni contabilizzate con il metodo del patrimonio netto | 19.678 | 37.161 |
| Rettifica di valore di partecipazioni | (21) | (10.039) |
| Risultato prima delle imposte | 188.054 | 185.847 |
| Imposte sul reddito | (79.512) | (83.257) |
| Risultato netto delle attività in continuità | 108.542 | 102.590 |
| Risultato netto da attività operative cessate | - | - |
| Risultato netto del periodo | 108.542 | 102.590 |
| attribuibile a: | | |
| - Utile (perdita) di pertinenza del Gruppo | 95.143 | 93.911 |
| - Utile (perdita) di pertinenza di terzi | 13.399 | 8.679 |

(*) I valori comparativi dei primi nove mesi del 2013 sono stati rideterminati a seguito dell'applicazione dell'IFRS 11 "Accordi a controllo congiunto".

Altre componenti di conto economico complessivo

| | migliaia di euro | |
|--|----------------------------|----------------------------|
| | Primi nove mesi 2014 | Primi nove mesi 2013 |
| Utile/(perdita) del periodo - Gruppo e Terzi (A) | 108.542 | 102.590 |
| 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 | (1.526) | 19.265 |
| - 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 | (10.018) | 589 |
| Effetto fiscale delle altre componenti di conto economico complessivo | 100 | (6.371) |
| Totale altre componenti di conto economico complessivo che saranno successivamente riclassificate a Conto Economico, al netto dell'effetto fiscale (B1) | (11.444) | 13.483 |
| 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) | 97.098 | 116.073 |
| attribuibile a: | | |
| - Utile (perdita) di pertinenza del Gruppo | 83.636 | 107.309 |
| - Utile (perdita) di pertinenza di terzi | 13.462 | 8.764 |

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 |
| Riserva legale | | | 3.516 |
| Dividendi agli azionisti | | | |
| Utili portati a nuovo | | | |
| Cambio interessenze | | | |
| Altri movimenti | | | |
| Utile complessivo rilevato nel periodo | | | |
| di cui: | | | |
| - Utile netto del periodo | | | |
| - Altre componenti di Conto Economico complessivo | | | |
| 30/09/2013 | 1.276.226 | 105.102 | 32.512 |
| 31/12/2013 | 1.276.226 | 105.102 | 32.512 |
| Riserva legale | | | 4.343 |
| Dividendi agli azionisti | | | |
| Utili portati a nuovo | | | |
| Cambio interessenze | | | |
| Altri movimenti | | | |
| Utile complessivo rilevato nel periodo | | | |
| di cui: | | | |
| - Utile netto del periodo | | | |
| - Altre componenti di Conto Economico complessivo | | | |
| 30/09/2014 | 1.276.226 | 105.102 | 36.855 |

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 |
| | | 3.516 | (3.516) | | | - |
| | | - | (66.747) | (66.747) | (9.323) | (76.070) |
| | 82.296 | 82.296 | (82.296) | - | | - |
| | 3.122 | 3.122 | | 3.122 | | 3.122 |
| | 228 | 228 | | 228 | (8) | 220 |
| 13.398 | | 13.398 | 93.911 | 107.309 | 8.764 | 116.073 |
| | | | 93.911 | 93.911 | 8.679 | 102.590 |
| 13.398 | - | 13.398 | | 13.398 | 85 | 13.483 |
| (29.247) | 305.263 | 413.630 | 93.911 | 1.783.767 | 213.835 | 1.997.602 |
| (24.028) | 302.135 | 415.721 | 80.554 | 1.772.501 | 216.526 | 1.989.027 |
| | | 4.343 | (4.343) | - | | - |
| | | - | (66.747) | (66.747) | (6.895) | (73.642) |
| | 9.464 | 9.464 | (9.464) | - | | - |
| | (1.585) | (1.585) | | (1.585) | (12.219) | (13.804) |
| | (3.099) | (3.099) | | (3.099) | 52 | (3.047) |
| (11.506) | | (11.506) | 95.143 | 83.637 | 13.461 | 97.098 |
| | | | 95.143 | 95.143 | 13.399 | 108.542 |
| (11.506) | - | (11.506) | | (11.506) | 62 | (11.444) |
| (35.534) | 306.915 | 413.338 | 95.143 | 1.784.707 | 210.925 | 1.995.632 |

Rendiconto finanziario consolidato

| | migliaia di euro | |
|--|----------------------------|--------------------------------|
| | Primi nove mesi 2014 | Primi nove mesi 2013 (*) |
| A. Disponibilità liquide iniziali | 50.222 | 26.681 |
| Flusso finanziario generato dall'attività operativa | | |
| Risultato del periodo | 108.542 | 102.590 |
| Rettifiche per: | | |
| Ammortamenti attività materiali e immateriali | 170.206 | 139.717 |
| (Plusvalenze) Minusvalenze e altre variazioni patrimoniali | (19.110) | 2.078 |
| Variazione netta TFR e altri benefici ai dipendenti | 250 | 1.254 |
| Variazione netta fondo rischi e altri oneri | (32.842) | (23.454) |
| Variazione imposte anticipate e differite | (7.312) | (742) |
| Variazione altre attività/passività non correnti | 19.312 | (33.964) |
| Dividendi contabilizzati al netto delle elisioni | (1.030) | (1.165) |
| Quota del risultato di collegate | (19.678) | (37.161) |
| Svalutazioni (Rivalutazioni) nette di attività | 837 | 10.755 |
| B. Cash flow operativo prima delle variazioni di CCN | 219.175 | 159.908 |
| Variazione rimanenze | 11.051 | (10.420) |
| Variazione crediti commerciali | 223.493 | 289.907 |
| Variazione crediti tributari e altre attività correnti | (67.318) | 29.880 |
| Variazione debiti commerciali | (320.096) | (318.713) |
| Variazione debiti tributari e altre passività correnti | 105.487 | 90.003 |
| C. Flusso finanziario derivante da variazioni di CCN | (47.383) | 80.657 |
| D. Cash flow operativo (B+C) | 171.792 | 240.565 |
| Flusso finanziario da (per) attività di investimento | | |
| Investimenti in attività materiali e immateriali | (170.837) | (151.426) |
| Investimenti in attività finanziarie | (58.823) | (723) |
| Realizzo investimenti e variazione attività destinate ad essere cedute | 23.808 | 5.160 |
| Variazione area di consolidamento | (207.560) | - |
| Dividendi incassati | 42.790 | 43.836 |
| E. Totale flusso finanziario da attività di investimento | (370.622) | (103.153) |
| F. Free cash flow (D+E) | (198.830) | 137.412 |
| Flusso finanziario da attività di finanziamento | | |
| Erogazione di dividendi | (73.642) | (76.070) |
| Nuovi finanziamenti a lungo termine | 525.000 | 258.000 |
| Rimborsi di finanziamenti a lungo termine | (530.330) | (186.683) |
| Variazione debiti finanziari | 332.312 | (179.293) |
| Variazione crediti finanziari | (73.406) | 45.945 |
| G. Totale flusso finanziario da attività di finanziamento | 179.934 | (138.101) |
| H. Flusso monetario del periodo (F+G) | (18.896) | (689) |
| I. Disponibilità liquide finali (A+H) | 31.326 | 25.992 |

(*) I valori comparativi dei primi nove mesi del 2013 sono stati rideterminati a seguito dell'applicazione dell'IFRS 11 "Accordi a controllo congiunto".

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

Il sottoscritto Massimo Levrino, Dirigente Preposto alla redazione dei documenti contabili e societari di IREN S.p.A., dichiara, ai sensi del comma 2 articolo 154 bis del Testo Unico della Finanza, che l'informativa contabile contenuta nel presente Resoconto Intermedio di Gestione al 30 settembre 2014 corrisponde alle risultanze documentali, ai libri e alle scritture contabili.

12 novembre 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

