

# Resoconto intermedio di gestione al 31 marzo 2015

Consiglio di Amministrazione  
del 14 maggio 2015



# Sommario

Gruppo Iren in cifre.....	3
Cariche sociali .....	5
Missione e valori del Gruppo Iren.....	6
Il Gruppo Iren: l'assetto organizzativo .....	7
Organico del Gruppo Iren .....	11
Informazioni sul titolo Iren nei primi tre mesi del 2015.....	12
Dati operativi.....	14
Scenario di mercato .....	17
Quadro normativo.....	23
Fatti di rilievo del periodo .....	45
Criteri di redazione.....	47
Variazione area di consolidamento rispetto al 31 dicembre 2014 .....	47
Risk Management .....	48
Situazione economica, patrimoniale e finanziaria del Gruppo Iren .....	52
Situazione economica.....	52
Analisi per settori di attività .....	55
Situazione patrimoniale.....	61
Situazione Finanziaria .....	62
Fatti di rilievo intervenuti dopo la chiusura del periodo ed evoluzione prevedibile della gestione.....	64
Prospetti contabili consolidati al 31 marzo 2015.....	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

## GRUPPO IREN IN CIFRE

	Primi 3 mesi 2015	Primi 3 mesi 2014	Variaz. %
<b>Dati Economici (milioni di euro)</b>			
Ricavi	919	903	1,8
Margine operativo lordo	211	203	4,0
Risultato operativo	133	129	3,5
Risultato prima delle imposte	102	100	1,6
Risultato netto di Gruppo e di Terzi	63	55	14,6
<b>Dati Patrimoniali (milioni di euro)</b>			
	<b>Al 31/03/2015</b>	<b>Al 31/12/2014</b>	
Capitale investito netto	4.228	4.279	(1,2)
Patrimonio netto	2.055	1.994	3,1
Posizione finanziaria netta	(2.172)	(2.286)	(5,0)
<b>Indicatori economico-finanziari</b>			
	<i>Primi 3 mesi 2015</i>	<i>Primi 3 mesi 2014</i>	
MOL/Ricavi	23,0%	22,5%	
	<i>Al 31/03/2015</i>	<i>Al 31/12/2014</i>	
Debt/Equity	1,06	1,15	
<b>Dati tecnici e commerciali</b>			
	<i>Primi 3 mesi 2015</i>	<i>Primi 3 mesi 2014</i>	
Energia elettrica venduta (GWh)	3.412	3.387	0,7
Energia termica prodotta (GWh <sub>t</sub> )	1.286	1.256	2,4
Volumetria teleriscaldata (mln m <sup>3</sup> )	80,3	78,9	1,8
Gas venduto (mln m <sup>3</sup> )	958	901	6,3
Acqua distribuita (mln m <sup>3</sup> )	35	37	(5,2)
Rifiuti raccolti (ton)	172.237	171.503	0,4
Rifiuti smaltiti (ton)	209.492	151.043	38,7

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 nelle attività di igiene ambientale in tutta la filiera dalla raccolta allo smaltimento dei rifiuti oltre che nella progettazione e gestione degli impianti di trattamento e smaltimento.

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.

Distribuzione Gas: attraverso oltre 7.600 chilometri di rete Iren serve circa 719.000 utenti.

Distribuzione Energia Elettrica: con 7.283 chilometri di reti in alta, media e bassa tensione il Gruppo distribuisce l'energia elettrica ad oltre 685.000 clienti a Torino e Parma.

Ciclo idrico integrato: con circa 15.400 chilometri di reti acquedottistiche, oltre 9.100 km di reti fognarie e 1.076 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 e di circa 1.100.000 tonnellate gestite

Teleriscaldamento: grazie a 864 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 802.000 persone.

Vendita gas, energia elettrica e termica: il Gruppo ha commercializzato nel 2014 più di 2 miliardi di metri cubi di gas, più di 11.000 GWh di energia elettrica e circa 2.600 GWh<sub>t</sub> di calore per teleriscaldamento.

## CARICHE SOCIALI

### Consiglio di Amministrazione

Presidente	Francesco Profumo
Vice Presidente	Andrea Viero (*)
Amministratore Delegato	Vito Massimiliano Bianco <sup>(1)</sup>
Consiglieri	Franco Amato <sup>(2)</sup>
	Lorenzo Bagnacani
	Roberto Bazzano
	Tommaso Dealessandri
	Anna Ferrero
	Augusto Buscaglia <sup>(3)</sup>
	Alessandro Ghibellini <sup>(4)</sup>
	Fabiola Mascardi <sup>(5)</sup>
	Ettore Rocchi <sup>(6)</sup>
	Barbara Zanardi <sup>(7)</sup>

### Collegio Sindacale (\*\*)

Presidente	Paolo Peveraro <sup>(8)</sup>
Sindaci effettivi	Aldo Milanese <sup>(8)</sup>
	Annamaria Fellegara <sup>(8)</sup>
Sindaci supplenti	Alessandro Cotto <sup>(8)</sup>
	Emilio Gatto <sup>(8)</sup>

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

Massimo Levrino

### Società di Revisione

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

(\*) Il Vice Presidente Dottor Andrea Viero in data 30 aprile 2015 ha formalizzato le sue dimissioni dall'incarico con effetto immediato. Si veda anche quanto riportato al paragrafo relativo ai Fatti di rilievo intervenuti dopo la chiusura del periodo

(\*\*) Si precisa che l'Assemblea dei Soci di IREN S.p.A. tenutasi il 28 aprile 2015 ha proceduto alla nomina dei nuovi membri del Collegio Sindacale. Si veda anche quanto riportato al paragrafo relativo ai Fatti di rilievo intervenuti dopo la chiusura del periodo.

<sup>(1)</sup> Cooptato dal Consiglio di Amministrazione in data 1° dicembre 2014 in sostituzione del dimissionario ing. Nicola De Sanctis e nella stessa seduta nominato Amministratore Delegato con conferimento dei relativi poteri.

<sup>(2)</sup> Presidente del Comitato Controllo e Rischi e componente del Comitato Operazioni Parti Correlate.

<sup>(3)</sup> Nominato Amministratore dall'Assemblea degli azionisti tenutasi il 18 giugno 2014 in sostituzione del sig. Roberto Walter Firpo. Componente del Comitato Remunerazioni.

<sup>(4)</sup> Componente del Comitato Controllo e Rischi.

<sup>(5)</sup> Presidente del Comitato Remunerazioni e componente del Comitato Operazioni Parti Correlate.

<sup>(6)</sup> Componente del Comitato Remunerazioni.

<sup>(7)</sup> Presidente del Comitato Operazioni Parti Correlate e componente del Comitato Controllo e Rischi.

<sup>(8)</sup> Nominati dall'Assemblea Ordinaria del 14 maggio 2012 per il triennio 2012-2014.

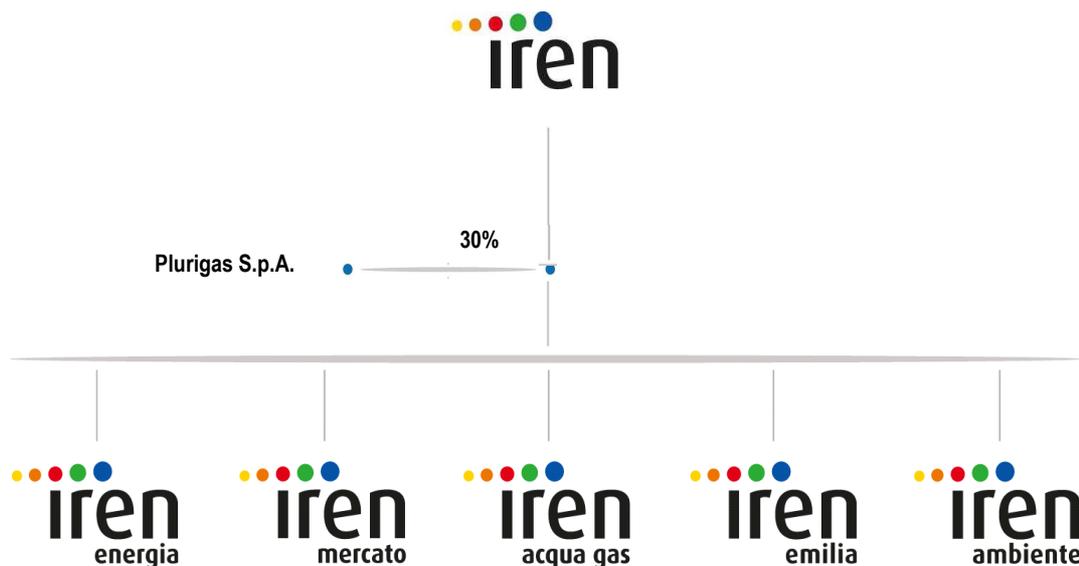
<sup>(8)</sup> Incarico affidato dall'Assemblea Ordinaria del 14 maggio 2012 per il novennio 2012-2020.

## 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. Si precisa che si tratta della struttura organizzativa a fini gestionali.

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

### IREN ENERGIA

#### Produzione di energia elettrica e termica cogenerativa

Iren Energia dispone complessivamente di circa 3.000 MW di potenza installata (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, 6 termoelettrici in cogenerazione e 1 termoelettrico, per una potenza complessiva di circa 2.800 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. Il 40% della potenza termica complessiva proviene dagli impianti di cogenerazione di proprietà e la parte restante è relativa a generatori di calore convenzionali. La produzione di calore nel primo trimestre 2015 è stata pari a circa 1.286 GWht, con una volumetria teleriscaldata pari a più di 80 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 528 km di doppia tubazione.

Iren Energia detiene anche la rete di teleriscaldamento di Reggio Emilia con un'estensione di circa 217 Km, di Parma con circa 91 Km, di Piacenza con circa 20 Km e di Genova con 10 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 tre mesi del 2015 l'energia elettrica complessiva distribuita è stata pari a 999 GWh.

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

Iren Servizi e Innovazione (già Iride Servizi) fornisce alla città di Torino il servizio di illuminazione pubblica e monumentale, il servizio semaforico, la gestione in global service tecnologico degli edifici e delle energie rinnovabili ed alternative.

Inoltre, Iren Servizi e Innovazione realizza impianti per la produzione di energia elettrica mediante fonti rinnovabili o assimilate come la trigenerazione.

### **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 nei territori di Genova, Torino e dell'Emilia.

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 tre mesi del 2015 sono stati pari a 958 Mmc di cui 494 Mmc commercializzati a clienti finali esterni al Gruppo e 464 Mmc impiegati all'interno del Gruppo IREN sia per la produzione di energia elettrica e termica sia per la fornitura di servizi calore.

Al 31 marzo 2015 i clienti gas gestiti direttamente da Iren Mercato sono pari a circa 730.000 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 tre mesi 2015, sono stati pari a 3.412 GWh.

I clienti di energia elettrica gestiti a fine marzo 2015 sono pari a circa 708.000 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 1.191 GWh, mentre i volumi impiegati sulla borsa al netto dell'energia compravenduta sono pari a 1.865 GWh.

Mercato ex vincolato

I clienti complessivamente gestiti in regime di maggior tutela da Iren Mercato nei primi tre mesi del 2015 sono pari a circa 292.000, mentre i volumi complessivamente venduti ammontano a 175 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 tre mesi del 2015 la volumetria teleriscaldata si è attestata a 80,3 milioni di metri cubi in incremento rispetto all'esercizio precedente (+1,4 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.

### **IREN ACQUA GAS**

#### **Servizi Idrici Integrati**

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

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

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

Iren Acqua Gas direttamente e tramite le sue controllate, nel corso dei primi tre mesi del 2015, ha venduto circa 35 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 1.657 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 tre mesi del 2015, per complessivi 173 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 5.955 km di rete di distribuzione locale di alta, media e bassa pressione per una potenzialità progettata massima di prelievo pari complessivamente a 862.195 Smc/h.

Iren Emilia, fino al 30 giugno 2014, ha svolto la sua attività nell'ambito dei servizi di Igiene Ambientale nelle province di Piacenza, Parma e Reggio Emilia per un totale di 116 comuni del territorio.

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 12.275 km di rete di acquedotto, 7.010 km di reti fognarie e 477 impianti di sollevamento delle acque reflue e 798 impianti di trattamento tra depuratori biologici e fosse imhoff distribuiti sul territorio di 109 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 330 km con una volumetria complessiva servita pari a 19,7 milioni di metri cubi.

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

La gestione operativa della rete di distribuzione di energia elettrica è svolta nella città di Parma e riguarda 2.413 km di rete con un numero prossimo di poco inferiore ai 125.000 punti di consegna alla clientela finale.

## **IREN AMBIENTE**

### **Settore ambiente**

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

A seguito dell'acquisizione del ramo "raccolta rifiuti" ceduto da Iren Emilia con decorrenza 1 Luglio 2014, Iren Ambiente S.p.A. svolge anche l'attività di raccolta e spazzamento rifiuti oltre ad altri servizi collaterali.

Tal operazione straordinaria ha consentito di ottimizzare la gestione delle attività di raccolta e spazzamento e di concentrare in un unico soggetto l'intera gestione del ciclo economico ed industriale dei rifiuti.

In conseguenza della suddetta operazione, Iren Ambiente svolge pertanto la sua attività nell'ambito dei servizi di Igiene Ambientale nelle province di Piacenza, Parma e Reggio Emilia per un totale di 116 comuni del territorio, servendo un bacino di circa 1.139.000 abitanti al 31 dicembre 2014.

L'attenzione crescente alla salvaguardia ambientale ed allo sviluppo sostenibile ha portato alla attivazione sempre più spinta di sistemi di raccolta differenziata capillarizzata dei rifiuti che, anche grazie alla gestione di 123 stazioni ecologiche attrezzate, hanno consentito al bacino servito di ottenere risultati pari al 64% in termini di raccolta differenziata totale.

Iren Ambiente S.p.A. gestisce anche 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 S.p.A. gestisce circa 1.150.000 tonnellate annue di rifiuti avvalendosi di 17 impianti di trattamento, selezione e stoccaggio, 2 termovalorizzatori (Piacenza e Parma), 1 discarica (Poitica - Reggio Emilia), 2 impianti di compostaggio (Reggio Emilia). Il nuovo Polo Ambientale Integrato (PAI), impianto di selezione e termovalorizzazione da rifiuti della provincia di Parma è entrato in esercizio definitivo nel mese di aprile 2014.

## ORGANICO DEL GRUPPO IREN

Al 31 marzo 2015 risultavano in forza al Gruppo Iren 6.263 dipendenti per effetto dell'ingresso della società AMIAT nel Gruppo; a parità di perimetro rispetto al 31.12.2014 si registra una leggera diminuzione risultante dagli attuali 4.505 dipendenti contro i 4.524 precedenti. Nella tabella seguente si riporta la consistenza degli addetti al 31 marzo 2015, suddivisa per Holding e Società di Primo Livello (con relative controllate).

<b>Società</b>	<b>Organico al 31.03.2015</b>	<b>Organico al 31.12.2014</b>
Iren S.p.A.	362	254
Iren Acqua Gas e controllate	878	898
Iren Ambiente e controllate	2.369	608
Iren Emilia e controllate	1.204	1.253
Iren Energia e controllate	1.019	1.069
Iren Mercato e controllate	431	442
<b>Totale</b>	<b>6.263</b>	<b>4.524</b>

Questa situazione è correlata:

- All'ingresso nel Gruppo, con decorrenza 1° gennaio 2015, della società AMIAT.
- Al processo di riorganizzazione ed accentramento delle staff in Iren S.p.A. che continuerà, nel corso dell'anno, con l'ulteriore ingresso nel ruolo della stessa Società del personale attualmente allocato nelle altre Società del Gruppo.
- All'avvio del percorso di incentivazione all'esodo, di cui all'art. 4 della legge 92/2012, che nel realizzare un ricambio generazionale terrà comunque conto dell'esigenza organizzativa di garantire il mantenimento della politica in materia di contenimento degli organici.

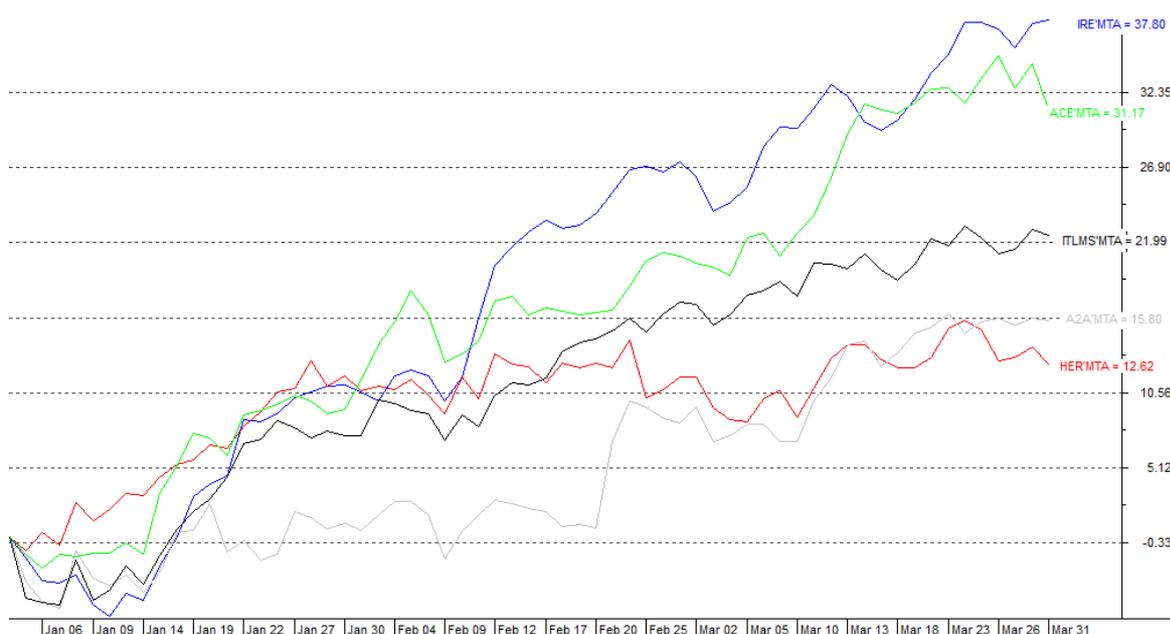
## INFORMAZIONI SUL TITOLO IREN NEI PRIMI TRE MESI DEL 2015

### Andamento del titolo IREN in Borsa

Il titolo Iren nel primo trimestre del 2015 ha realizzato la miglior performance di settore, registrando una crescita di circa il 38% contro un incremento dell'indice MTA di circa il 22%.

Tale performance positiva è legata da una parte alla nuova governance definita dal nuovo Amministratore Delegato, Dott. Massimiliano Bianco che si è insediato ad inizio dicembre 2014, dall'altra all'allentamento delle tensioni sui mercati finanziari grazie alle azioni di stimolo legate all'intervento della BCE che hanno avuto un impatto positivo anche sui titoli azionari.

### ANDAMENTO TITOLO IREN VS COMPETITORS



Il titolo Iren a fine marzo 2015 si è attestato a 1,27 euro per azione con volumi medi da inizio anno che si sono attestati intorno ai 2,2 milioni di pezzi giornalieri.

Nel corso del primo trimestre dell'anno in corso il prezzo medio è stato di 1,09 euro per azione avendo toccato il massimo di 1,27 euro per azione il 31 marzo ed il minimo di 0,87 euro per azione il 12 gennaio.

## ANDAMENTO PREZZO E VOLUMI DEL TITOLO IREN



### Il coverage del titolo

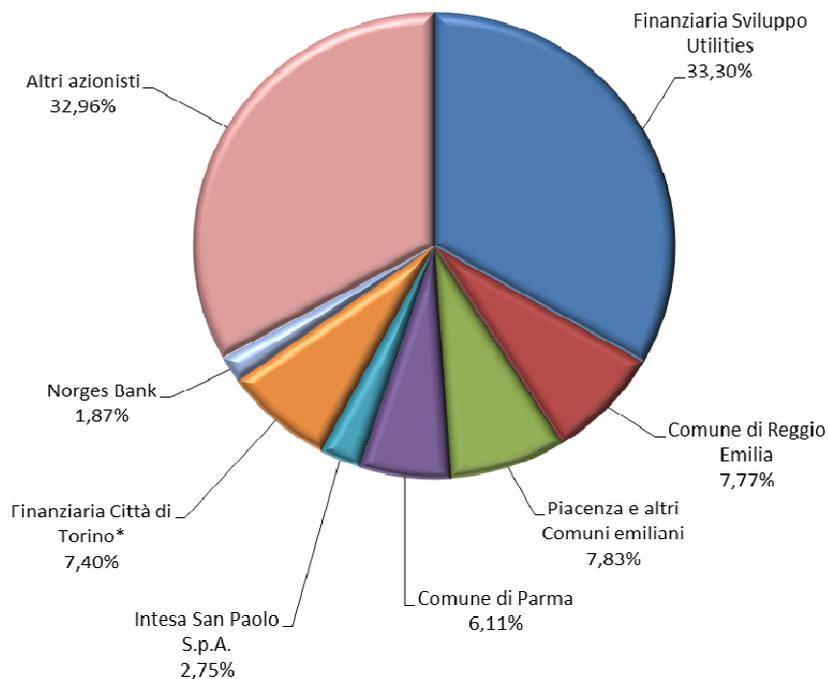
Il Gruppo IREN è attualmente seguito da sei broker: Banca IMI, Banca Akros, Equita, Intermonte, KeplerCheuvreux e Mediobanca.

### Azionariato

Al 31 marzo 2015 sulla base delle informazioni disponibili alla società, l'azionariato di IREN era il seguente:

### Azionariato di Iren S.p.A

(% su capitale sociale complessivo)



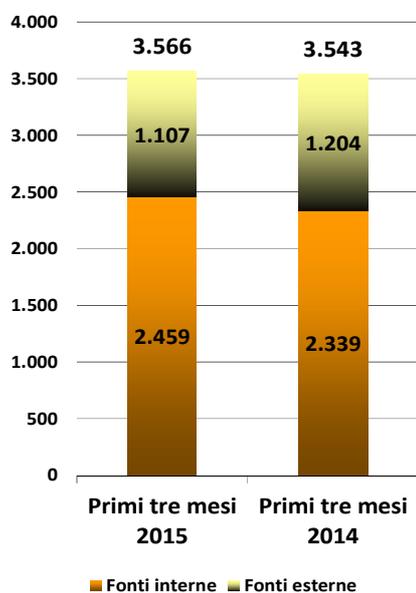
(\*) azioni di risparmio prive di diritto di voto

## DATI OPERATIVI

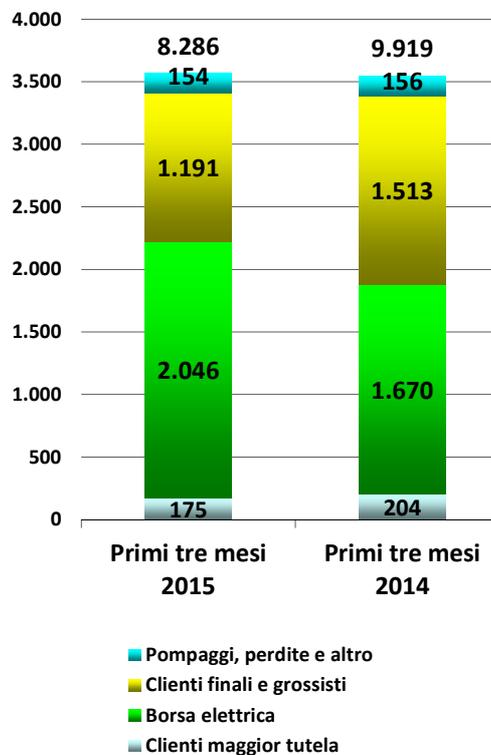
### Bilancio dell'energia elettrica

GWh	Primi 3 mesi 2015	Primi 3 mesi 2014	Variaz. %
<b>FONTI</b>			
Produzione lorda del Gruppo	2.459	2.339	5,1
<i>a) Idroelettrica</i>	263	245	7,3
<i>b) Cogenerativa</i>	1.813	1.721	5,3
<i>c) Termoelettrica</i>	269	292	-7,9
<i>d) Produzione da WTE e discariche</i>	114	81	40,7
Acquisto da Acquirente Unico	184	214	-14,0
Acquisto energia in Borsa Elettrica	415	477	-13,0
Acquisto energia da grossisti e importazioni	508	513	-1,0
<b>Totale Fonti</b>	<b>3.566</b>	<b>3.543</b>	<b>0,6</b>
<b>IMPIEGHI</b>			
Vendite a clienti di maggior tutela	175	204	-14,2
Vendite in Borsa Elettrica	2.046	1.670	22,5
Vendite a clienti finali e grossisti	1.191	1.513	-21,3
Pompaggi, perdite di distribuzione e altro	154	156	-1,3
<b>Totale Impieghi</b>	<b>3.566</b>	<b>3.543</b>	<b>0,6</b>

**Composizione Fonti**



**Composizione Impieghi**

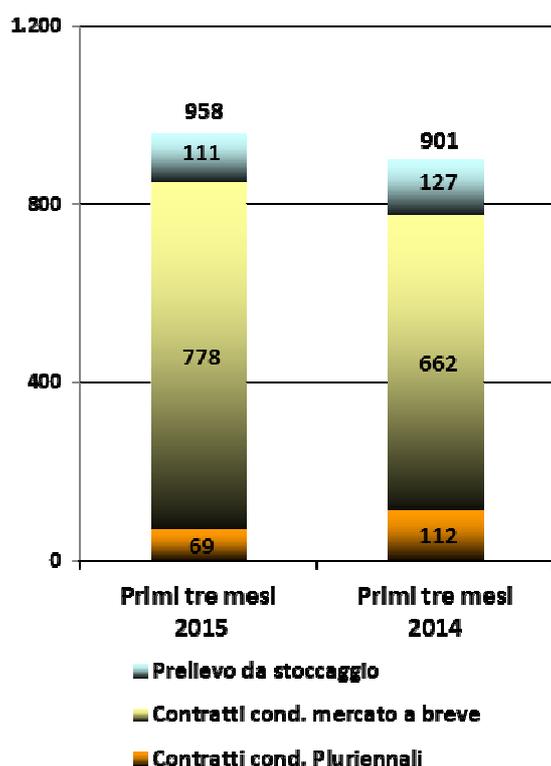


## Bilancio del gas

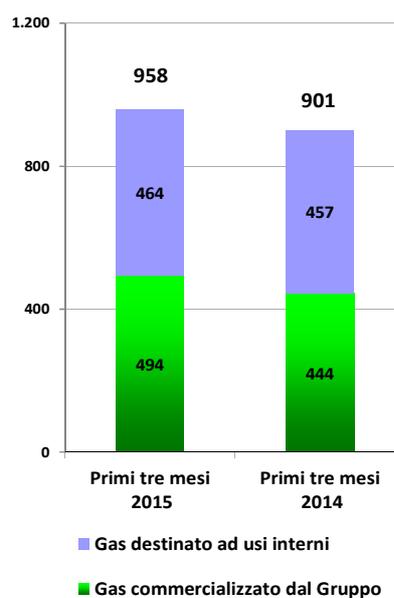
Milioni di metri cubi	Primi 3 mesi 2015	Primi 3 mesi 2014	Variaz. %
<b>FONTI</b>			
Contratti con condizioni pluriennali	69	112	-38,4
Contratti con condizioni mercato a breve (annuali e spot)	778	662	17,5
Gas in stoccaggio	111	127	-12,6
<b>Totale Fonti</b>	<b>958</b>	<b>901</b>	<b>6,3</b>
<b>IMPIEGHI</b>			
Gas commercializzato dal Gruppo	494	444	11,3
Gas destinato ad usi interni (1)	464	457	1,5
<b>Totale Impieghi</b>	<b>958</b>	<b>901</b>	<b>6,3</b>

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

### Composizione Fonti



### Composizione Impieghi



## Servizi a rete

	Primi 3 mesi 2015	Primi 3 mesi 2014	Variaz. %
<b>DISTRIBUZIONE ENERGIA ELETTRICA</b>			
Energia elettrica distribuita (GWh)	999	996	0,3
N. contatori elettronici	704.960	698.857	0,9
<b>DISTRIBUZIONE GAS</b>			
<i>Gas distribuito da Iren Acqua Gas (mln mc)</i>	<i>174</i>	<i>166,0</i>	<i>4,8</i>
<i>Gas distribuito da Iren Emilia (mln mc)</i>	<i>401</i>	<i>352,0</i>	<i>13,9</i>
Totale Gas distribuito	575	518,0	11,0
<b>TELERISCALDAMENTO</b>			
Volumetria teleriscaldata (mln mc)	80,3	78,9	1,8
Rete Teleriscaldamento (Km)	866	858,2	0,9
<b>SERVIZIO IDRICO INTEGRATO</b>			
Volumi Acqua (mln mc)	35	37	-5,4

## SCENARIO DI MERCATO

### Andamento macroeconomico

Nell'Area Euro fattori esogeni potenzialmente in grado di dare impulso al ciclo economico - quali Quantitative Easing della BCE, discesa dei prezzi dei prodotti energetici, deprezzamento del cambio - stanno determinando un aumento del clima di fiducia delle imprese e delle famiglie. Per l'economia italiana, dopo un lungo periodo recessivo, sembrano affiorare primi segnali positivi in un contesto però ancora molto incerto. Il progressivo miglioramento degli indicatori di fiducia di imprese e consumatori trovano nel primo trimestre un riscontro solo parziale nei dati sui volumi della produzione. L'andamento dell'attività produttiva appare incerto soprattutto nel settore manifatturiero mentre vi sono segnali di miglioramento nel settore servizi e in parte nelle costruzioni. L'indicatore anticipatore dell'economia italiana risulta comunque su livelli positivi supportando l'ipotesi di un miglioramento del PIL nel primo trimestre 2015 che è atteso in segno positivo, anche se solo dello 0,1/0,2%.

### Scenario elettrico nazionale

Nel periodo Gennaio - Marzo 2015 la produzione netta di energia elettrica in Italia è stata pari a 65.063 GWh in riduzione (- 0,7%) rispetto allo stesso periodo del 2014. La richiesta di energia elettrica, pari a 78.117 GWh (- 0,1%) è stata soddisfatta per l'83,9% dalla produzione nazionale (- 0,9%) e per il restante 16,1% dal saldo con l'estero. A livello nazionale, la produzione termoelettrica tradizionale è stata pari a 44.484 GWh, con un incremento del + 4,2% rispetto al 2014 ed ha rappresentato il 68,4% dell'offerta produttiva; la produzione di fonte idroelettrica è stata pari a 9.459 GWh (-26,1% rispetto al 2014) rappresentandone il 14,5% mentre la produzione da fonte geotermica, eolica e fotovoltaica è stata pari a 11.120 GWh (+11,0%) coprendo il 17,1% dell'offerta.

### Domanda e offerta di energia elettrica cumulata

	(GWh e variazioni tendenziali)		
	fino a 31/03/2015	fino a 31/03/2014	Var. %
<b>Domanda</b>	<b>78.117</b>	<b>78.193</b>	<b>(0,1)%</b>
- Nord	35.934	36.223	(0,8)%
- Centro	23.293	23.501	(0,9)%
- Sud	11.639	11.303	3,0%
- Isole	7.251	7.166	1,2%
<b>Produzione netta</b>	<b>65.063</b>	<b>65.537</b>	<b>(0,7)%</b>
- Idroelettrico	9.459	12.806	(26,1)%
- Termoelettrico	44.484	42.709	4,2%
- Geotermoelettrico	1.438	1.339	7,4%
- Eolico e fotovoltaico	9.682	8.683	11,5%
<b>Saldo estero</b>	<b>13.504</b>	<b>13.392</b>	<b>0,8%</b>

Fonte: elaborazione RIE su dati TERNA

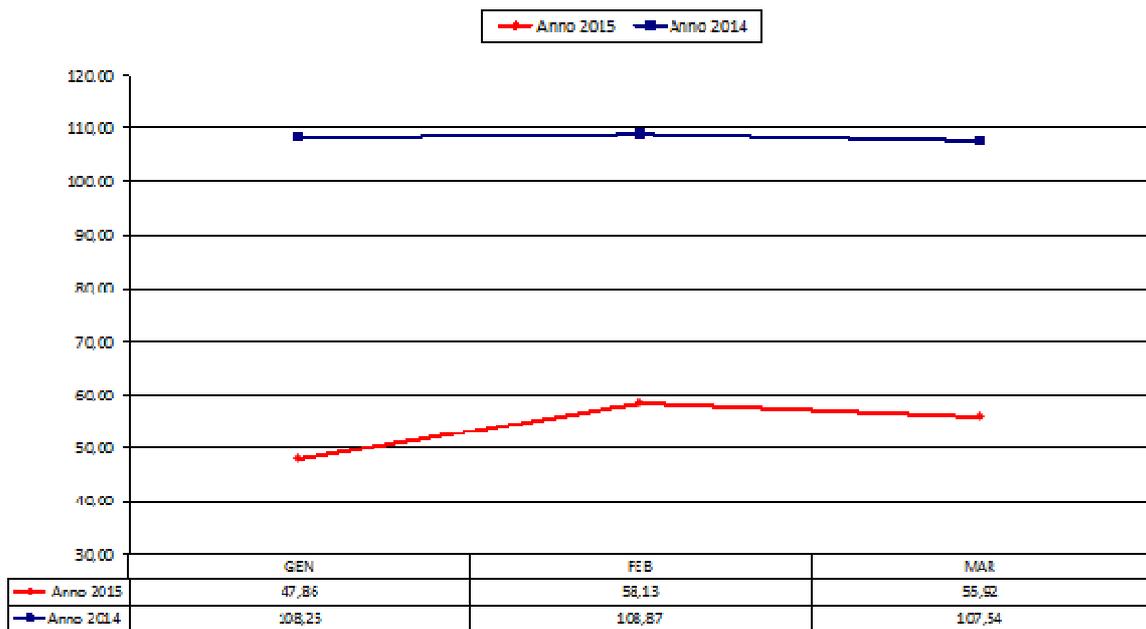
I primi tre mesi del 2015 hanno visto complessivamente una lieve riduzione del - 0,1% della domanda elettrica rispetto al pari periodo dell'anno precedente, mentre la stessa risulta in aumento rispetto al trimestre precedente (+ 5,3%). I decrementi percentuali si verificano principalmente nella zona Nord e Centro del Paese, i maggiori decrementi si registrano in Emilia Romagna e Toscana (- 1,9%) ed a seguire nelle zona del Nord Est (- 1,4%).

Nei primi 3 mesi del 2015 il prezzo medio del greggio è stato pari a 53,97 \$/bbl, in netta riduzione rispetto allo stesso periodo del 2014 (108,2 \$/bbl pari a -50,1%). Il cambio \$/€ medio è stato 1,13 con un apprezzamento della nostra moneta rispetto alla media dello stesso periodo del 2014 (1,37) Per effetto della precedente dinamica, la quotazione media del greggio in euro è stata 48 €/bbl nel 2014 in riduzione rispetto al valore medio del 2014 (-39,3%).

Nel I trimestre 2015, le quotazioni in dollari del Brent Dated hanno visto una dinamica altalenante rispetto al trimestre precedente. Le quotazioni di Gennaio hanno raggiunto in media il minimo, da sei anni, pari 47,9 \$/bbl per poi oscillare tra i 58,1 \$/bbl di Febbraio e i 55,9 \$/bbl di Marzo.

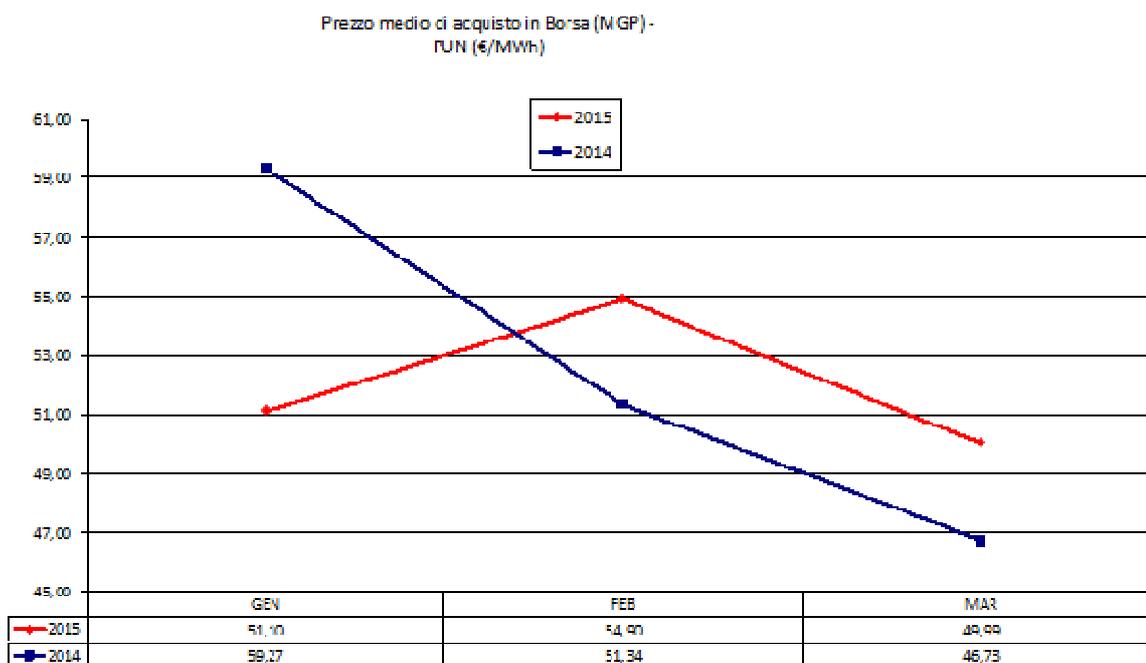
L'attuale momento appare particolarmente influenzato dalle transazioni sui mercati dei futures che hanno raggiunto livelli molto elevati proprio in funzione delle condizioni di volatilità delle quotazioni: da gennaio aumentano costantemente le posizioni di acquisto mentre si riducono quelle di vendita.

### Andamento del Brent (\$/bbl)



Il I trimestre del 2015 sulla borsa elettrica si chiude con un prezzo medio di 51,9 €/MWh. Prezzo che risulta, per il periodo considerato, il più basso dall'avvio della piattaforma informatica. Il valore è in minima riduzione, di 0,4 €/MWh, rispetto al pari trimestre del 2014 con una percentuale di decremento del - 0,9%.

In relazione ai prezzi zionali, l'inizio del 2015 conferma, come per l'anno passato, la zona Sud l'area di minimo, la Sicilia la zona di massimo, rispettivamente con 49,8 €/MWh e 53,9 €/MWh. La Sicilia vede un drastico ridimensionamento delle quotazioni rispetto al PUN passando dal + 42,1% del I trimestre 2014 al +4,1% di quest'anno.



Le principali borse elettriche europee hanno espresso, nel I trimestre, un prezzo medio di 41,2 €/MWh con un differenziale rispetto al PUN medio di circa 11 €/MWh. Differenziale che si riduce sia rispetto al trimestre precedente (17,2 €/MWh) che rispetto al trimestre dell'anno precedente (20,2 €/MWh).



Relativamente al mercato dei futures, nella tabella seguente l'indicazione ed il confronto tra i prezzi medi mensili espressi dall'IDEX. Nei tre mesi da Gennaio a Marzo si registrano variazioni in riduzione continua per tutte le quotazioni. Il future annuale (Dicembre 2016) che quotava 44,7 €/MWh a Gennaio 2015, ha toccato i 47,8 €/MWh in Febbraio per ritornare a 46,9 €/MWh in Marzo.

Gennaio 2015 Futures			Febbraio 2015 Futures			Marzo 2015 Futures		
mensili		€/MWh	mensili		€/MWh	mensili		€/MWh
	feb-15	51,4		mar-15	49,6		apr-15	46,6
	mar-15	47,5		apr-15	47,0		mag-15	45,5
	apr-15	43,9		mag-15	44,9		giu-15	47,4
trimestrali		€/MWh	trimestrali		€/MWh	trimestrali		€/MWh
	giu-15	42,8		giu-15	46,3		giu-15	46,4
	set-15	46,1		set-15	49,4		set-15	49,1
	dic-15	49,4		dic-15	52,8		dic-15	51,6
	mar-16	49,5		mar-16	52,9		mar-16	51,5
annuali		€/MWh	Annuali		€/MWh	Annuali		€/MWh
	dic-16	44,7		dic-16	47,8		dic-16	46,9

Fonte: elaborazioni RIE su dati IDEX

### Il Mercato del Gas Naturale

Dopo la forte contrazione dei consumi nazionali nel 2014 (-11,6% per -8,2 mld mc), il primo trimestre 2015 fa registrare un aumento del 10,4% con un "recupero" di 2,2 mld mc rispetto all'anno precedente. Alla crescita hanno contribuito oltre ai maggiori prelievi delle reti di distribuzione cittadine (+16,6%), causa temperature un poco più rigide rispetto alla scorsa stagione invernale molto mite, anche gli usi termoelettrici (+8,7%). Questi ultimi, a sostanziale parità di domanda elettrica nel trimestre, sembrano aver risentito positivamente della riduzione della produzione idroelettrica (-3,3 TWh). In lieve calo i consumi di metano delle industrie (-1,2%).

Il 60,9% della domanda è stato coperto da importazioni, peraltro diminuite dell'1,3%, mentre la produzione nazionale ha inciso per il 6,7% (in calo del 7,9%); il 32,4% è stato soddisfatto attraverso l'utilizzo degli stoccaggi le cui erogazioni sono aumentate del 50% per la scelta commerciale degli operatori di utilizzare le scorte invece dell'import. Soprattutto a partire dalla seconda metà di gennaio 2015, infatti, il sistema ha aumentato l'utilizzo del gas stoccato, che a fine 2014 aveva ancora giacenze di circa 9 mld mc. Al 31 marzo, termine formale del periodo di erogazione, i siti Stogit hanno mostrato un residuo del 10,4% rispetto al 1 novembre 2014 (1,1 mld mc), mentre era stato del 31% (3,0 mld mc) lo stesso giorno del 2014.

Da inizio anno, i volumi importati sono provenuti per il 46,5% da Tarvisio (Russia principalmente), il 19,5% da Passo Gries (Nord-Europa), l'11,3% da Mazara del Vallo (Algeria), il 12,2% da Gela (Libia) e il 10,5% dal rigassificatore di Rovigo (Qatar).

### Impieghi e fonti di gas naturale nel I trimestre 2015 e confronto con gli anni precedenti

	2015	2014	2013	2012	2008	Var. % '15/'14	Var. % '15/'13	Var. % '15/'12	Var. % '15/'08
<b>GAS PRELEVATO (Mld mc)</b>									
Impianti di distribuzione	14,4	12,7	16,1	15,9	14,7	13,6%	-10,1%	-9,0%	-1,5%
Usi industriali	3,5	3,5	3,5	3,7	4,2	-1,2%	-0,9%	-6,3%	-17,6%
Usi termoelettrici	5,0	4,6	5,9	6,9	8,9	8,7%	-14,9%	-27,9%	-43,7%
Rete Terzi e consumi di sistema (*)	0,7	0,6	0,7	0,9	1,0	26,1%	-1,1%	-20,4%	-32,6%
<b>Totale prelevato</b>	<b>23,6</b>	<b>21,4</b>	<b>26,2</b>	<b>27,4</b>	<b>28,8</b>	<b>10,4%</b>	<b>-9,7%</b>	<b>-13,8%</b>	<b>-18,0%</b>
<b>GAS IMMESSO (Mld mc)</b>									
Produzione nazionale	1,6	1,7	1,9	2,0	2,3	-7,9%	-15,2%	-22,1%	-31,9%
Importazioni	14,4	14,6	16,8	20,4	23,0	-1,3%	-14,3%	-29,6%	-37,5%
Stoccaggi	7,7	5,1	7,50	4,9	3,5	50,2%	2,2%	54,9%	121,3%
<b>Totale immesso</b>	<b>23,6</b>	<b>21,4</b>	<b>26,2</b>	<b>27,4</b>	<b>28,8</b>	<b>10,4%</b>	<b>-9,7%</b>	<b>-13,8%</b>	<b>-18,0%</b>

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

Fonte: elaborazioni su dati Snam Rete Gas: provvisori per marzo 2015.

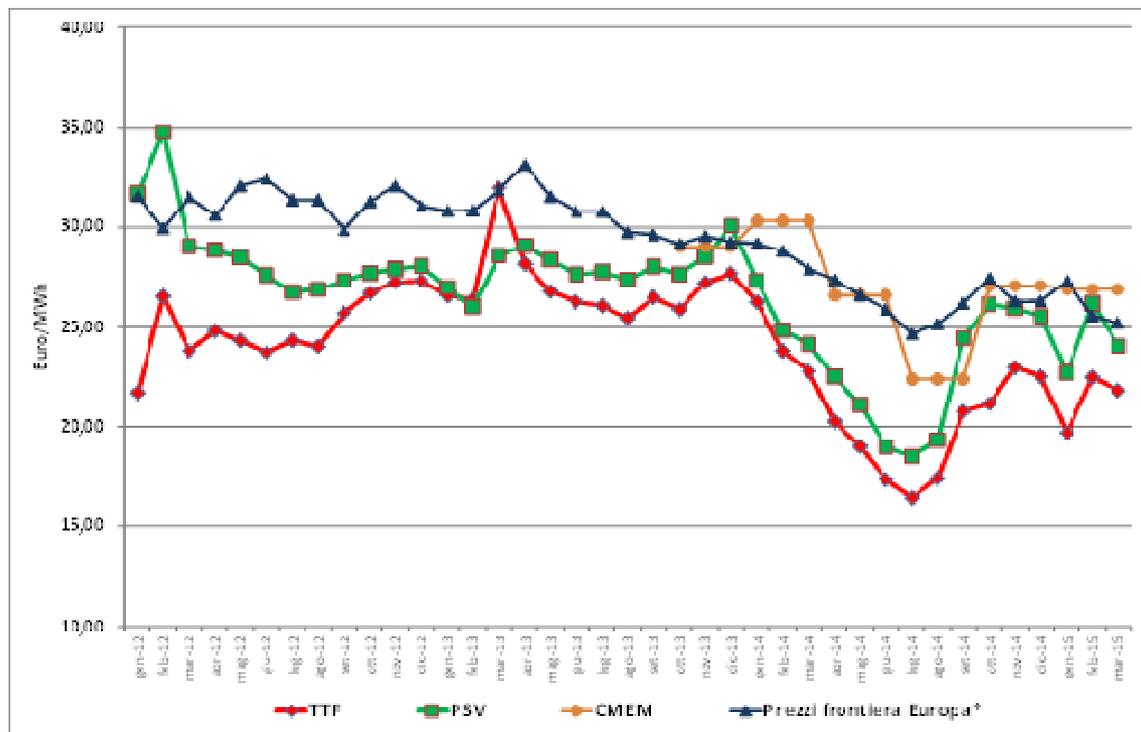
Il primo trimestre 2015 è caratterizzato da una tendenza al calo dei prezzi all'ingrosso del gas naturale in tutte le aree internazionali di mercato.

In Europa i primi mesi del 2015 hanno visto un andamento altalenante delle quotazioni presso gli hubs, ma con valori mediamente inferiori a quelli del corrispondente periodo del 2014 e di fine anno, dato il persistere di un contesto di domanda debole accentuato dal protrarsi di un inverno mite in quasi tutti i Paesi. A gennaio, in controtendenza con le normali dinamiche stagionali, i prezzi hanno segnato una riduzione intorno all'11-12% rispetto a dicembre 2014. Dopo questo calo, in febbraio i valori sono cresciuti tra il 13% e il 15% sia per una diminuzione delle temperature che per la decisione del governo olandese di ridurre ulteriormente la produzione del grande giacimento di Groningen, che già era stata tagliata nel 2014 per motivi precauzionali legati all'attività sismica nella zona. Questo fattore ha contribuito a determinare anche una ripresa delle quotazioni a termine dopo diversi mesi di ribassi consecutivi. In marzo, senza fatti di particolare rilievo a mutare i rapporti di mercato e procedendo verso la fine della stagione invernale, prezzi di nuovo in generale riduzione su tutti gli hubs con variazioni per gli spot comprese tra -2,9% del TTF olandese, attestatosi a 21,8 €/MWh, fino a -8,1% del PSV italiano che ha segnato in media 24 €/MWh; in lieve calo anche i valori dei prodotti a termine.

In media nel primo trimestre 2015 i prezzi degli hubs nord-europei risultano inferiori dell'11-12% rispetto al corrispondente periodo del 2014 (in media 21,7 €/MWh vs. 24,5 €/MWh), mentre il PSV fa osservare -4,4% (24,3 €/MWh vs. 25,4 €/MWh), restando l'hub europeo con i prezzi più elevati e con uno spread medio rispetto all'hub olandese di 3 €/MWh.

Contemporaneamente recenti dati ed informazioni riguardo i valori dei prezzi alla frontiera dei contratti a lungo termine confermano come le ripetute rinegoziazioni abbiano progressivamente spinto il loro valore verso quello dei prezzi agli hubs, pur rimanendo ancora presumibilmente in media più elevati (orientativamente nell'ordine del 5-10%). Per i volumi di importazione correlati ancora in tutto o in parte ai prezzi dei prodotti petroliferi, il crollo delle quotazioni del greggio si è traslato solo parzialmente nel prezzo del metano, ma inciderà maggiormente nei prossimi mesi contribuendo a comprimere i prezzi medi europei del gas naturale.

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



\*Valori indicativi basati su elaborazioni RIE di stime World Gas Intelligence (Platts), Commissione Europea, banca dati RIE

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

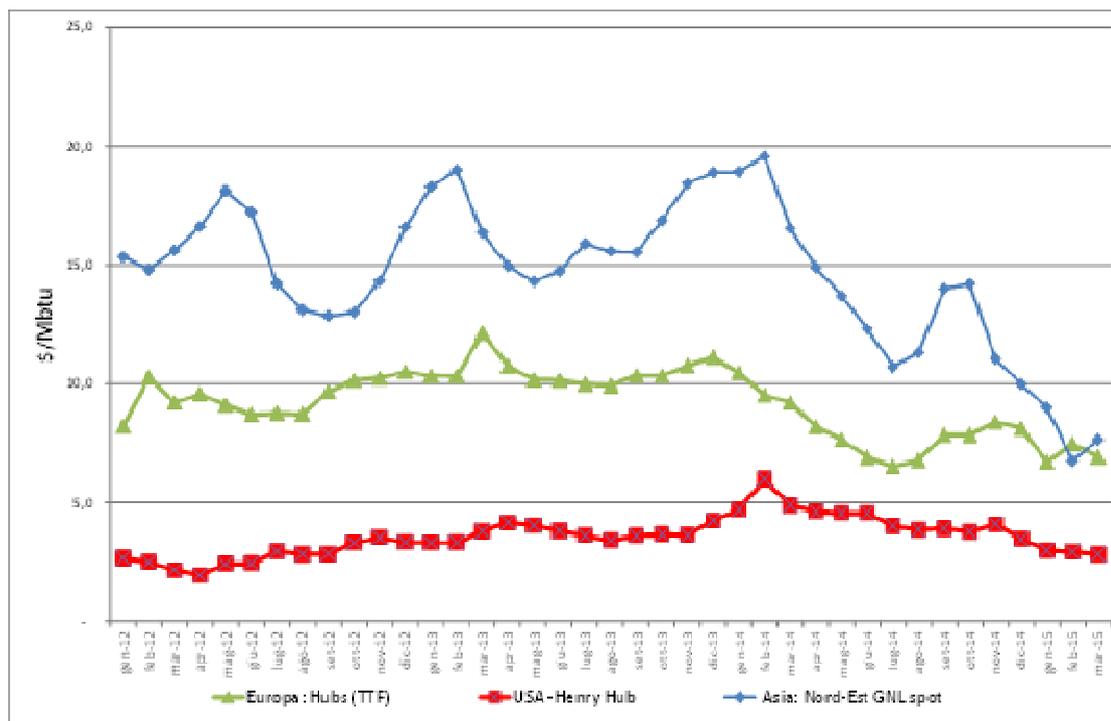
Altre Fonti: Elaborazioni RIE su dati European Gas Daily (Platts), AEEGSI

Riguardo al contesto italiano oltre alle già citate dinamiche del PSV, il mercato del bilanciamento (PB-Gas) si è confermato nel primo trimestre l'unico mercato gas liquido tra quelli organizzati dal Gestore dei Mercati Energetici (GME). Nei due comparti che lo costituiscono (G+1 e G-1) sono stati scambiati volumi per circa 1,5 md mc, con un prezzo medio di 23,6 €/MWh per il comparto G+1 e di 26,2 €/MWh per il G-1. La c.d. "componente CMEM", intesa a riflettere il costo di approvvigionamento del gas nel prezzo al mercato tutelato, definita da AEEGSI partendo dalle quotazioni forward del TTF, è risultata nel trimestre pari a 28,8 c€/mc (26,9 €/MWh).

Nei mercati del Nord-Est asiatico, dopo che a partire da ottobre 2014 una serie di fattori ha mutato i fondamentali del mercato sia per gli scambi a breve (domanda inferiore alle attese e maggiori flussi di offerta) che per i contratti a lungo termine (caduta del prezzo del petrolio), i prezzi del GNL hanno continuato tendenzialmente a scendere. I prezzi spot che nel primo trimestre 2014 avevano segnato in media 18,4 \$/MBtu, il doppio di quelli europei, si sono men che dimezzati scendendo in media trimestrale a 7,8 \$/MBtu rispetto a 7,1-7,3 \$/MBtu degli hubs del Nord Europa. L'avvicinamento ai prezzi europei ha reso i netbacks ottenibili dall'esportazioni a breve di GNL verso l'Asia meno attraenti per i produttori favorendo l'arrivo di maggiori carichi in Europa.

In USA prezzi in discesa e sempre più bassi rispetto alle altre aree di mercato, seppur con differenze diminuite rispetto al 2014 a causa del maggior calo dei prezzi europei e asiatici. In media nel trimestre l'Henry Hub, principale mercato americano, ha fatto osservare un prezzo di 2,9 \$/Mbtu (era 5,2 \$/Mbtu nel corrispondente periodo 2014).

### Confronto fra prezzi internazionali del gas naturale



Fonti: elaborazioni RIE su dati Platts

## 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.

La legge 23 dicembre 2014, n. 190, (legge di stabilità per il 2015) ha introdotto, al comma 609 dell'art. 1, modifiche all'articolo 3-bis del decreto-legge 13 agosto 2011, n. 138, convertito in legge 14 settembre 2011, n. 148, al fine di promuovere processi di aggregazione e di rafforzare la gestione industriale dei servizi pubblici locali a rete di rilevanza economica. Le funzioni di organizzazione dei servizi pubblici locali a rete di rilevanza economica sono esercitate unicamente dagli enti di governo degli ambiti o bacini territoriali ottimali e omogenei, cui gli enti partecipano obbligatoriamente. Qualora gli enti locali non aderiscano ai predetti enti di governo entro il 1° marzo 2015 oppure entro sessanta giorni dall'istituzione dell'ente di governo, il Presidente della Regione esercita i poteri sostitutivi, previa diffida. Gli enti di governo devono effettuare la relazione che dà conto delle ragioni e della sussistenza dei requisiti previsti dall'ordinamento europeo per la forma di affidamento prescelta e ne motivano le ragioni con riferimento agli obiettivi di universalità e di socialità, di efficienza, di economicità e di qualità del servizio.

L'operatore economico succeduto al concessionario iniziale, in via universale o parziale, a seguito di operazioni societarie effettuate con procedure trasparenti, comprese fusioni o acquisizioni, prosegue nella gestione dei servizi fino alle scadenze previste. In tali ipotesi il soggetto competente accerta la permanenza dei criteri qualitativi e delle condizioni di equilibrio economico-finanziario anche con aggiornamento del termine di scadenza di tutte o di alcune delle concessioni in essere, previa verifica dell'eventuale Autorità di regolazione.

Le spese in conto capitale effettuate dagli enti locali con i proventi della dismissione di partecipazioni in società sono esclusi dai vincoli del patto di stabilità.

Le disposizioni in materia di servizi pubblici locali a rete di rilevanza economica si intendono riferite, salvo deroghe espresse, anche al settore dei rifiuti urbani e ai settori sottoposti alla regolazione ad opera di un'autorità indipendente.

Al comma 611 dell'articolo 1 della legge di stabilità per il 2015 è previsto che le Regioni e gli enti locali, a partire dal 1° gennaio 2015, avviano un processo di razionalizzazione delle società e delle partecipazioni societarie direttamente o indirettamente possedute, secondo i seguenti criteri:

- a) eliminazione delle società e delle partecipazioni non indispensabili;
- b) soppressione delle società composte da soli amministratori o da un numero di amministratori superiore a quello dei dipendenti;
- c) eliminazione di società che svolgono attività analoghe o simili a quelle di altre partecipate;
- d) aggregazione di società di servizi pubblici locali di rilevanza economica;
- e) riorganizzazione degli organi amministrativi e di controllo e riduzione delle relative remunerazioni.

A tal fine il **c. 612** dispone, nell'ottica di una riorganizzazione e riduzione delle società partecipate, che i presidenti delle regioni e delle province autonome di Trento e di Bolzano, i presidenti delle province, i sindaci e gli altri organi di vertice delle amministrazioni di cui al comma 611, in relazione ai rispettivi ambiti di competenza, definiscono e approvano, entro il 31 marzo 2015, un piano operativo di razionalizzazione delle società e delle partecipazioni societarie direttamente o indirettamente possedute, le modalità e i tempi di attuazione, nonché l'esposizione in dettaglio dei risparmi da conseguire. Tale piano, corredato di un'apposita relazione tecnica, è previsto sia trasmesso alla competente sezione regionale di controllo della Corte dei conti e pubblicato nel sito internet istituzionale dell'amministrazione interessata. Entro il 31 marzo 2016, gli organi di cui al primo periodo predispongono una relazione sui risultati conseguiti, che è trasmessa alla competente sezione regionale di controllo della Corte dei conti e pubblicata nel sito internet istituzionale dell'amministrazione interessata. La pubblicazione del piano e della relazione costituisce obbligo di pubblicità.

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; in tal senso si è espresso il Consiglio di Stato, Sezione II, parere n 298 del 30/1/2015, secondo cui non può non tenersi conto della dettagliata disciplina introdotta dal legislatore europeo).

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" con controllo analogo).

### **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 1° luglio 2014 diventa obbligatorio verificare i requisiti attraverso la banca dati per gli appalti nei settori ordinari (es. raccolta RSU);
- nelle gare con aggiudicazione al prezzo più basso, detto prezzo è determinato al netto delle spese relative al costo del personale ai sensi dell'articolo 82 comma 3bis del D. Lgs. 163/2006; al proposito si segnala che il TAR Piemonte – Sez. 1, con sentenza depositata il 6 febbraio 2015 ha introdotto il principio della necessaria interpretazione non letterale, ma sostanziale e logico sistematica, della norma, onde evitare, tra l'altro, effetti distorsivi sulle procedure di gara.
- la legge anti-corruzione introduce nuovi obblighi di pubblicità per le P.A. e le società controllate da Enti pubblici, con esclusione, fino a nuove disposizioni, 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 e confermato dalla ANAC nello schema di delibera oggetto di consultazione on line (invio contributi entro il 15/04/2015) - **Linee guida per l'attuazione della normativa in materia di prevenzione della corruzione e trasparenza da parte delle società e degli enti di diritto privato controllati e partecipati dalle pubbliche amministrazioni e degli enti pubblici economici;**
- 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 segnalano:

- 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 ed il Comunicato A.N.A.C. 17/3/2015 : "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).

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, all'art. 9 in tema di misure per la semplificazione burocratica per interventi indifferibili di valore inferiore alla soglia comunitaria.

L'art. 28 del decreto legislativo 21 novembre 2014, n. 175, ha abrogato i commi 28, 28-bis e 28-ter dell'art. 35 del decreto-legge 4 luglio 2006, n. 223, che stabilivano la responsabilità solidale dell'appaltatore e del subappaltatore per il versamento all'erario delle ritenute fiscali sui redditi da lavoro dipendente dovute dal subappaltatore e imponevano al committente obblighi di controllo sull'adempimento degli obblighi di cui sopra.

### **Codice antimafia**

Con il decreto legislativo 6 settembre 2011, n. 159 successivamente integrato e modificato dal D. Lgs 153/2014 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.)

La Banca dati nazionale unica Antimafia prevista dagli articoli 87 e 90 del D.lgs 159/2011 e s.m.i, a seguito della pubblicazione sulla Gazzetta Ufficiale del 7/1/2015 n. 4 del Regolamento che ne disciplina le modalità di accesso: Decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri 30/10/2014 n. 193 "Regolamento recante disposizioni concernenti le modalita' di funzionamento, accesso, consultazione e collegamento con il CED, di cui all'articolo 8 della legge 1° aprile 1981, n. 121, della Banca dati nazionale unica della documentazione antimafia, istituita ai sensi dell'articolo 96 del decreto legislativo 6 settembre 2011, n. 159" avrebbe dovuto essere operativa da gennaio 2015, ma attualmente non è ancora possibile acquisire on line le informazioni antimafia.

### **Robin Hood Tax**

A seguito della sentenza della Corte Costituzionale dell'11 febbraio 2015 l'addizionale IRES ( Robin Hood Tax), introdotta nell'ordinamento italiano dal DL 25/6/2008 n. 112, convertito nella L 6/8/2008 n. 133, è stata ritenuta incostituzionale. Tuttavia, l'incostituzionalità non trova efficacia retroattiva, in quanto è stato stabilito che si applica dal giorno successivo alla pubblicazione di tale sentenza nella Gazzetta Ufficiale. Tale interpretazione "restrittiva" è stata ritenuta costituzionalmente orientata in quanto "L'impatto macroeconomico delle restituzioni dei versamenti tributari connesse alla dichiarazione di illegittimità costituzionale dell'art. 81, commi 16, 17 e 18, del d.l. n. 112 del 2008, e successive modificazioni, determinerebbe, infatti, uno squilibrio del bilancio dello Stato di entità tale da implicare la necessità di una manovra finanziaria aggiuntiva, anche per non venire meno al rispetto dei parametri cui l'Italia si è obbligata in sede di Unione europea e internazionale (artt. 11 e 117, primo comma, Cost.) e, in particolare, delle previsioni annuali e pluriennali indicate nelle leggi di stabilità in cui tale entrata è stata considerata a regime. Pertanto, le conseguenze complessive della rimozione con effetto retroattivo della

normativa impugnata finirebbero per richiedere, in un periodo di perdurante crisi economica e finanziaria che pesa sulle fasce più deboli, una irragionevole redistribuzione della ricchezza a vantaggio di quegli operatori economici che possono avere invece beneficiato di una congiuntura favorevole. Si determinerebbe così un irrimediabile pregiudizio delle esigenze di solidarietà sociale con grave violazione degli artt. 2 e 3 Costituzione.”

#### **Trasferimento di contante**

E' stato fissato a 999,99 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, con D.M. 12/11/2011, n. 226, 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 era 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” di cui sopra 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, come risulta dalle disposizioni di seguito indicate. Le concessioni sono attualmente in regime di *prorogatio* in attesa della indizione e dell'aggiudicazione delle gare ad evidenza pubblica.

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.”

L'articolo 30 bis del decreto legge 91/2014 c.d. decreto competitività, convertito, con modificazioni, dalla legge 116/2014, ha sancito la proroga delle scadenze per la pubblicazione dei bandi di gara 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. Inoltre con la Legge 27 febbraio 2015, n. 11, di conversione, con modificazioni, del decreto-legge 31 dicembre 2014, n. 192, recante proroga di termini previsti da disposizioni legislative, *c. d. Milleproroghe*, pubblicata in G.U. n.49 del 28-2-2015, nel testo coordinato, in vigore dal 1 marzo 2015, all'art. 3, *Proroga di termini in materia di sviluppo economico*, ha stabilito al c. 3 ter che « *Il termine oltre il quale si applica la previsione di cui al comma 4 dell'articolo 30-bis del decreto-legge 24 giugno 2014, n. 91, convertito, con modificazioni, dalla legge 11 agosto 2014, n. 116,*

*relativamente al primo e al secondo raggruppamento di cui all'allegato 1 al regolamento di cui al decreto del Ministro dello sviluppo economico 12 novembre 2011, n. 226, è prorogato al 31 dicembre 2015», e al successivo c.3 quater, che « I termini di cui all'articolo 3, comma 1, del regolamento di cui al comma 3-ter, relativi alla mancata pubblicazione del bando di gara, per gli ambiti del primo raggruppamento di cui all'allegato 1 allo stesso regolamento sono prorogati all'11 luglio 2015 (OMISSIS)».*

L'avvio delle gare per ATEM sono pertanto ad oggi previste secondo il seguente calendario, che tiene conto del termine di pubblicazione del bando di gara:

- Reggio Emilia - gara prorogata di due anni causa terremoto, non ha subito variazioni -11 novembre 2015
- Parma -11 luglio 2015
- Piacenza 1 Ovest - 11 novembre 2015
- Piacenza 2 Est - 11 novembre 2016
- Torino 2 - 11 luglio 2015
- Genova - 11 marzo 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 (oggi Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico - AEEGSI) in materia di:

- tariffe di distribuzione e misura;
- servizio di distribuzione e misura.

In data 22.5.2014 è stato emanato il Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico recante "Approvazione del documento «Linee Guida su criteri e modalità applicative per la valutazione del valore di rimborso degli impianti di distribuzione del gas naturale»", pubblicato in Gazzetta Ufficiale del 6.6.2014, Serie Generale n. 129 e il documento, che allegato al predetto decreto ne forma parte integrante, recante "Linee Guida su criteri e modalità applicative per la valutazione del valore di rimborso degli impianti di distribuzione del gas naturale".

L'AEEGSI ha pubblicato in data 24 luglio 2014 la Deliberazione n. 367/2014 e Allegato A - concernente il Sistema di regolazione tariffaria dei servizi distribuzione del gas, avente a riferimento il periodo di regolazione 2014-2019 per le gestioni d'Ambito e altre disposizioni in materia tariffaria.

Sia il D.M. del 22.5.2014, sia la Deliberazione n. 367/2014 sono state impugnate rispettivamente il primo al TAR Lazio, la seconda a TAR Lombardia. I ricorsi sono attualmente pendenti.

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 (SdD), 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 dal 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 indebitto 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.

L'Autorità, con Deliberazione n. 418/2014/R/GAS del 7 agosto 2014, ha approvato i criteri e le modalità per l'individuazione dei fornitori di ultima istanza (FUI) e dei fornitori del servizio di default di distribuzione (FDd) con riferimento al periodo 1 ottobre 2014 – 31 settembre 2016.

Inoltre con la medesima Deliberazione n. 418/2014/R/GAS del 7 agosto 2014, l'Autorità ha modificato, tra l'altro, il comma 30.4 del TIIVG stabilendo che "nei casi in cui la procedura concorsuale (di scelta del FdD) non consenta di individuare un FdD, ovvero nei casi di mancato assolvimento del servizio (di default) da parte del FdD selezionato le imprese di distribuzione che svolgono il servizio nelle aree dove avrebbe dovuto essere svolto dal FdD, sono responsabili dell'attività di regolazione economica delle partite fisiche di gas imputabili ai prelievi diretti effettuati dal cliente finale.

### **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.

Nel quarto periodo regolatorio (2012-2015) 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 *Unbundling* 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 predispone ed invia all'Autorità il Rapporto Annuale delle Misure Adottate (RAMA).

In merito al punto 8), la delibera 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 delibera 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.

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

### **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 all'articolo 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.

La Corte Costituzionale con sentenza n. 31 del 10 febbraio 2015 ha dichiarato la illegittimità costituzionale dell'articolo 10 comma 1 della Legge della Regione Liguria n. 1/2014

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 Gas e Servizio idrico.

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;
- predisporre 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.

Il D.L. 133 /2014 del 12 settembre 2014 c.d "Sblocca Italia" (art. 7) ha introdotto alcune modifiche alla disciplina del SII contenuta nel T.U. Ambiente (D. Lgs n. 152/2006).

In sintesi è stabilito che:

- le Regioni (che non vi abbiano ancora provveduto) individuano gli enti di governo dell'ambito entro il 31.12.2014 - in difetto si applicano i poteri sostitutivi governativi;
- 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;
- viene introdotto il concetto di *unicità* della gestione del SII;
- gli enti di governo dell'ambito (se non vi abbiano già provveduto) scelgono la forma di gestione del SII ed avviano le procedure di affidamento entro il termine del 30 settembre 2015;
- il rapporto fra l'ente di governo dell'ambito ed il soggetto gestore è regolato da una convenzione predisposta sulla base di convenzione tipo elaborata dall'AEEGSI - le convenzioni esistenti sono integrate in sintonia con le previsioni di dette convenzioni, con le modalità stabilite dall'AEEGSI;
- il nuovo gestore deve corrispondere al gestore uscente un valore di rimborso delle immobilizzazioni realizzate, determinato secondo criteri definiti dall'AEEGSI;
- in caso di cessazione anticipata degli affidamenti, al gestore uscente è dovuto un indennizzo titolo di ristoro degli investimenti effettuati (non ammortizzati) e del mancato guadagno (pari al 10% del servizio ancora da svolgere valutato sulla base del piano economico-finanziario), con richiamo alle disposizioni del Codice dei Contratti;
- i progetti definitivi delle opere e degli interventi previsti nel Piano degli Investimenti compresi nei Piani d'Ambito (e le relative modifiche sostanziali) sono approvati dagli enti di governo dell'ambito - l'approvazione dei progetti comporta la dichiarazione di pubblica utilità e costituisce titolo abilitativo e/o variante agli strumenti di pianificazione urbanistica e territoriale - l'ente di governo dell'ambito indice la conferenza dei servizi e costituisce autorità espropriante (ruolo quest'ultimo che può essere delegato al gestore);
- al fine di garantire il rispetto del principio della *unicità* della gestione, il gestore del SII subentra agli altri soggetti operanti nel medesimo ambito con effetto dall'entrata in vigore della norma, ma qualora tali soggetti gestiscano il servizio in base ad un affidamento assentito in conformità alla normativa *pro-tempore* vigente, il subentro avrà luogo alla scadenza dell'affidamento.

Infine l'AEEGSI ha adottato, tra l'altro, le seguenti deliberazioni di interesse del Gruppo:

- Deliberazione 15 gennaio 2015 n. 6/2015/R/IDR avente ad oggetto l'avvio di procedimento per la definizione del metodo tariffario idrico per il secondo periodo regolatorio con riunione del procedimento di cui alla Deliberazione 374/2014/R/IDR e individuazione di un termine unico per la conclusione del procedimento.
- Deliberazione 15 gennaio 2015 n. 8/2015/R/IDR avente ad oggetto avvio di procedimento per la definizione dei criteri di articolazione tariffaria applicata agli utenti dei servizi idrici.
- Deliberazione 5 marzo 2015 n. 83/2015/A avente ad oggetto la costituzione e funzionamento dell'Osservatorio permanente regolazione energetica idrica e teleriscaldamento.
- Deliberazione 12 marzo 2015 n. 107/2015/R/IDR contenente l'elenco delle gestioni escluse per mancata consegna degli impianti dall'aggiornamento tariffario per il primo periodo regolatorio 2012-2015. Nell'elenco risultano anche AMAT di Imperia e AIGA di Ventimiglia. Dette Società hanno presentato all'AEEGSI istanza di revisione della decisione e stanno predisponendo il ricorso al TAR nel caso di risposta negativa o mancata risposta entro i termini per impugnare.

- Deliberazione del 19 marzo 2015 n. 122/2015/R/IDR avente ad oggetto l'avvio di un procedimento per la realizzazione di sistemi solidaristici di perequazione economica e finanziaria a valere sulle tariffe del servizio idrico integrato anche su scala nazionale.

### **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, esclusivamente relative alla mancanza di iscrizione o pagamento del contributo annuale, si applicano a far data dal 1° aprile 2015 (a seguito della L. 11/2015 di conversione del decreto milleproroghe DL 31 dicembre 2014, n. 192). Invece le sanzioni Sistri per tutte le altre violazioni si applicano dal 1° gennaio 2016.

Il decreto "Sblocca Italia" convertito dalla legge 164/2014 prevede che entro novanta giorni dalla entrata in vigore della legge di conversione (10 febbraio 2015) 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. Allo scopo dovrà sentire la Conferenza permanente. Il Presidente del Consiglio deve effettuare la verifica con riguardo: a) la capacità complessiva di trattamento a livello nazionale dei rifiuti urbani e assimilati da parte degli impianti di incenerimento in esercizio o autorizzati a livello nazionale; b) gli impianti di incenerimento con recupero energetico da realizzare per coprire il fabbisogno residuo (con finalità di progressivo riequilibrio socio-economico).

La legge di stabilità per il 2015 (legge 23 dicembre 2014, n. 190) al comma 615 dell'art. 1 ha sostituito il secondo periodo dell'art. 149-bis del d. lgs. n. 152/2006 stabilendo che l'affidamento diretto del servizio può avvenire a favore di società interamente pubbliche, in possesso dei requisiti prescritti dall'ordinamento europeo per la gestione in house, comunque partecipate dagli enti locali ricadenti nell'ambito territoriale ottimale.

Tutti gli impianti di "recupero energetico" (non più "termotrattamento"), sia esistenti sia da realizzare, devono essere autorizzati a saturazione del carico termico, ma solo in caso di positiva valutazione di compatibilità ambientale dell'impianto in assetto operativo (incluso il rispetto del D. lgs. 155/2010 sulla qualità dell'aria).

Slitta al 10 febbraio 2015 il termine previsto sia per l'adeguamento per le Aia esistenti nel caso venga autorizzata la saturazione del carico termico, sia per la verifica della sussistenza dei requisiti ai fini della qualifica come impianti di recupero energetico (e di adeguamento delle Aia in tal senso).

Gli impianti in questione devono dare priorità ai rifiuti urbani prodotti nel territorio regionale (e a quelli delle altre Regioni, solo per la disponibilità residua al fabbisogno regionale).

Nel caso tali impianti ricevano rifiuti urbani da altre Regioni, i gestori degli impianti dovranno versare alla Regione un nuovo contributo (max 20 euro a tonnellata) destinato a finanziare un fondo destinato alla prevenzione dei rifiuti, all'incentivazione della Raccolta Differenziata e ad interventi di bonifica e di contenimento delle tariffe. La legge stabilisce che gli oneri di tale contributo "*non possono essere traslati sulle tariffe, poste a carico dei cittadini*".

Rimangono ammessi, "*in via complementare*" e nel rispetto del principio di prossimità, i soli rifiuti speciali pericolosi a solo rischio infettivo, a condizione che l'impianto sia dotato di un sistema di caricamento

dedicato che "escluda anche ogni contatto tra il personale addetto e il rifiuto" (a tal fine vanno adeguate le Aia).

Confermata la riduzione alla metà dei termini per le procedure di espropriazione (per i procedimenti in corso, sono ridotti a 1/4 i termini residui), salta la riduzione alla metà dei termini previsti per la Via e l'Aia, ma la norma stabilisce che i termini fissati dalla legge per tali procedure "si considerano perentori". Entro l'11 maggio 2015 il Presidente del Consiglio dei Ministri dovrà effettuare una ricognizione dell'offerta esistente di impianti anche per quel che riguarda il recupero della frazione organica, articolato per Regioni. Sino alla realizzazione degli impianti in questione, le Regioni potranno autorizzare, ove tecnicamente possibile, un incremento fino al 10% della capacità di tali impianti per favorire il recupero e la produzione di compost di qualità.

Viene modificato l'articolo 182 del "Codice ambientale", prevedendo l'esclusione dal divieto di smaltimento extraregionale i rifiuti urbani non pericolosi che il Presidente della Regione ritenga necessario avviare a smaltimento fuori dalla Regione "per fronteggiare situazioni di emergenza causate da calamità naturali per le quali è dichiarato lo stato di emergenza".

Nel mese di Gennaio è entrato in vigore il Decreto Ministeriale n. 272 del 13 novembre 2014, che rende note le modalità per redigere la relazione di riferimento in sede di richiesta o di rinnovo dell'AIA. I gestori di imprese titolari di un impianto soggetto ad AIA, qualora l'attività comporti l'utilizzo, la produzione o lo scarico di sostanze pericolose, dovranno infatti presentare una relazione contenente informazioni sulla qualità del suolo e delle acque sotterranee, indicando le sostanze pericolose. Ne consegue che, nel caso di procedura di AIA pendente, occorrerà integrare la domanda con la relazione di riferimento, la quale consentirà anche un raffronto sullo stato di contaminazione del suolo e delle acque al momento della cessazione definitiva dell'attività, così da permettere una valutazione circa gli eventuali obblighi di ripristino.

Il c.d. decreto milleproroghe (DL 31 dicembre 2014, n. 192, convertito nella L. n° 11 del 27.2.2015) sposta al 30 Giugno 2015 il termine del divieto di conferimento in discarica dei rifiuti con PCI (potere calorifico inferiore) superiore a 13.000 Kj/kg.

E' vigente dal primo gennaio la legge n. 190 del 2014, che dispone che nei siti inquinati non ancora bonificati possano essere effettuati gli interventi richiesti dalla normativa sulla sicurezza nei luoghi di lavoro e attività di manutenzione ordinaria e straordinaria, purchè non pregiudichino l'attività di bonifica e la salute dei lavoratori.

Entrerà in vigore il 1° Giugno 2015 il Regolamento (UE) n. 1357/2014 della Commissione Europea, che innova il sistema di classificazione dei rifiuti pericolosi. Il Regolamento sostituisce l'Allegato III della Direttiva 2008/98/CE, e di conseguenza l'intero Allegato I alla Parte IV del D.L.vo n. 152/2006.

Il 1° giugno 2015 entrerà in vigore pure la Decisione della Commissione Europea 2014/955/CE, che introduce un nuovo Elenco Europeo dei rifiuti che modifica la decisione 2000/532/CE sull'elenco europeo dei rifiuti, recepito a livello nazionale dall'allegato D della parte IV del Dlgs 152/06.

### ***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".

### ***Servizio Teleriscaldamento***

Con deliberazione 7 agosto 2014, 411/2014/R/com, l'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico (AEEGSI) ha avvisato il procedimento per l'adozione dei provvedimenti in materia di regolazione e controllo nel settore del teleriscaldamento e teleraffreddamento, ai fini dell'attuazione di quanto disposto del decreto legislativo 4 luglio 2014, n.102, di recepimento della direttiva 2012/27/UE sull'efficienza energetica, ovvero (art.10, comma 17): "L'Autorità [...], con uno o più provvedimenti da adottare entro ventiquattro mesi dalla data di entrata in vigore del presente decreto e sulla base di indirizzi formulati dal

Ministro dello sviluppo economico, al fine di promuovere lo sviluppo del teleriscaldamento e teleraffrescamento e della concorrenza:

a) definisce gli standard di continuità, qualità e sicurezza del servizio di teleriscaldamento e teleraffreddamento, ivi inclusi gli impianti per la fornitura del calore e i relativi sistemi di contabilizzazione [...];

b) stabilisce i criteri per la determinazione delle tariffe di allacciamento delle utenze alla rete del teleriscaldamento e le modalità per l'esercizio del diritto di scollegamento;

c) fatto salvo quanto previsto alla lettera e), individua modalità con cui sono resi pubblici da parte dei gestori delle reti i prezzi per la fornitura del calore, l'allacciamento e la disconnessione, le attrezzature accessorie, ai fini delle analisi costi-benefici sulla diffusione del teleriscaldamento effettuate ai sensi del presente articolo;

d) individua condizioni di riferimento per la connessione alle reti di teleriscaldamento e teleraffrescamento, al fine di favorire l'integrazione di nuove unità di generazione del calore e il recupero del calore utile disponibile in ambito locale, in coordinamento alle misure definite in attuazione del comma 5 per lo sfruttamento del potenziale economicamente sfruttabile;

e) stabilisce le tariffe di cessione del calore, esclusivamente nei casi di nuove reti di teleriscaldamento qualora sussista l'obbligo di allacciamento alla rete di teleriscaldamento, imposto da Comuni o Regioni."

Sempre nella delibera 411, l'AEEGSI ha istituito un Gruppo di lavoro interdipartimentale con il compito di svolgere una prima ricognizione della situazione fattuale del settore di riferimento.

### **Efficienza energetica**

#### **Decreto Legislativo 102/2014**

Con il D. Lgs. 102/2014 è stata recepita la Nuova Direttiva Europea sull'Efficienza Energetica 2012/27.

Il decreto:

- stabilisce un quadro di misure per la promozione e il miglioramento dell'efficienza energetica che concorrono al conseguimento dell'obiettivo nazionale di risparmio energetico;
- detta norme finalizzate a rimuovere gli ostacoli sul mercato dell'energia e a superare le carenze del mercato che frenano l'efficienza nella fornitura e negli usi finali dell'energia.

Di particolare rilievo sono i seguenti articoli:

- Articolo 5. Miglioramento della prestazione energetica degli immobili della PA (a partire dall'anno 2014 e fino al 2020, saranno realizzati interventi di riqualificazione energetica sugli edifici di proprietà della PA centrale e da essa occupati per almeno il 3 per cento annuo della superficie coperta utile climatizzata, con 30 Mln € di finanziamenti dedicati nel periodo 2014-2020);
- Articolo 8. Diagnosi energetiche e sistemi di gestione dell'energia (Obbligo per le grandi imprese di eseguire una diagnosi energetica nei siti localizzati sul territorio nazionale entro il 5 dicembre 2015 e successivamente ogni 4 anni);
- Articolo 9. Misurazione e fatturazione dei consumi energetici (l'AEEGSI dovrà, tra le altre cose, definire i criteri concernenti la fattibilità tecnica ed economica della fornitura di contatori individuali per gli utenti Eel, Gas e TLR ed individuare le modalità con cui gli esercenti l'attività di misura forniscono ai clienti finali contatori individuali "intelligenti");
- Articolo 10. Promozione dell'efficienza per il riscaldamento e il raffreddamento (vedi § "Servizio Teleriscaldamento");
- Articolo 11. Trasformazione, trasmissione e distribuzione dell'energia (finalizzato a massimizzare l'efficienza energetica della trasformazione, trasmissione e distribuzione dell'energia);
- Articolo 12. Disponibilità di regimi di qualificazione, accreditamento e certificazione (UNI-CEI, in collaborazione con CTI ed ENEA, elabora norme tecniche in materia di diagnosi energetiche rivolte ai settori residenziale, industriale, terziario e trasporti).

#### **PAEE 2014**

Nel giugno 2014 è stato approvato definitivamente dal Consiglio dei Ministri, dopo una consultazione pubblica, il PAEE (Piano d'azione per l'efficienza energetica) 2014.

Il documento, elaborato dall'ENEA, riporta gli obiettivi di efficienza energetica fissati dall'Italia al 2020 e le misure di policy attivate per il loro raggiungimento. In particolare il Piano propone di rafforzare le misure

e gli strumenti già esistenti e di introdurre nuovi meccanismi per superare le difficoltà incontrate, in particolare in alcuni settori.

Particolare attenzione è dedicata alla descrizione delle nuove misure introdotte con il decreto legislativo 102/2014 che ha recepito la direttiva 2012/27/UE.

Rispetto al PAEE 2011 e ai dati fino al 2012, gli obiettivi al 2016 sono stati raggiunti per il 58,6%.

### **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.

#### **Decreto Spalma Incentivi**

Nel novembre 2014 è stato pubblicato dal MiSE il decreto c.d. "Spalma Incentivi", sulla rimodulazione degli incentivi per la produzione di elettricità da fonti rinnovabili diverse dal fotovoltaico. Il decreto prevede che i produttori di energia elettrica da fonti rinnovabili, titolari di impianti che beneficiano di incentivi sotto la forma di certificati verdi, tariffe onnicomprensive ovvero tariffe premio, possono scegliere tra 2 opzioni:

- a) continuare a godere del regime incentivante spettante per il periodo di diritto residuo. In tal caso, per un periodo di dieci anni decorrenti dal termine del periodo di diritto al regime incentivante, interventi di qualunque tipo realizzati sullo stesso sito non hanno diritto di accesso ad ulteriori strumenti incentivanti, incluso ritiro dedicato e scambio sul posto, a carico dei prezzi o delle tariffe dell'energia elettrica;
- b) optare per una rimodulazione dell'incentivo spettante, per la quale si ribassa l'incentivo attualmente percepito (Tariffa onnicomprensiva o Certificato Verde) prolungando di 7 anni il periodo di incentivazione. In tal caso:
  - per interventi realizzati sullo stesso sito dell'impianto per il quale è stata esercitata l'opzione di rimodulazione, non si ha diritto di accesso - fino al termine del nuovo periodo di incentivazione -

ad ulteriori strumenti incentivanti, fatta eccezione per il Ritiro dedicato e lo Scambio sul posto (sempreché compatibili col meccanismo incentivante di cui si gode);

- le regioni e gli enti locali, ciascuno per la parte di competenza, adeguano alla durata dell'incentivo, come rimodulata ai sensi del presente decreto, la validità temporale dei permessi rilasciati, comunque denominati, per la costruzione e l'esercizio degli impianti.

Possono aderire all'opzione i titolari di impianti beneficiari di Certificati Verdi o Tariffe onnicomprensive (Dm 18 dicembre 2008), mentre risultano esclusi:

- gli impianti a fonti rinnovabili (diversi da biomasse e biogas fino a 1 MW) per i quali il periodo di diritto agli incentivi termina entro il 31 dicembre 2014;
- gli impianti biomasse e biogas di potenza non superiore a 1 MW, per i quali il periodo di diritto agli incentivi termina entro il 31 dicembre 2016;
- gli impianti a fonti rinnovabili regolati dal Dm sviluppo 6 luglio 2012 (decreto incentivi FER elettriche dal 1° gennaio 2013, ad eccezione degli impianti "in transizione");
- gli impianti a fonti rinnovabili che ancora godono del CIP6.

La scadenza per manifestare la volontà di adesione alla rimodulazione dell'incentivo è fissata al 17 febbraio 2015.

#### ***Agevolazioni fiscali (Ricerca e sviluppo)***

La Legge di Stabilità 2015 prevede per i periodi di imposta dal 2015 al 2019 un nuovo credito d'imposta per tutte le imprese, indipendentemente dalla forma giuridica, dal settore economico in cui operano, nonché dal regime contabile adottato, che effettuano investimenti in attività di ricerca e sviluppo. Il credito d'imposta è pari al 25% delle spese sostenute in eccedenza rispetto alla media dei medesimi investimenti realizzati nei tre periodi di imposta precedenti a quello in corso al 31 dicembre 2015.

Per le imprese in attività da meno di tre periodi di imposta, la media degli investimenti in attività di ricerca e sviluppo da considerare per il calcolo della spesa incrementale è calcolata sull'intero periodo intercorso dalla loro costituzione.

L'importo massimo annuale di credito d'imposta fruibile da ciascun beneficiario è di 5 milioni di euro. Inoltre, per poter usufruire del beneficio, è necessario che il soggetto iscriva in bilancio, in ciascun periodo d'imposta considerato, spese per attività di ricerca e sviluppo almeno pari a 30.000 euro.

Per l'applicazione della normativa verrà emanato un decreto attuativo.

#### ***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 CO<sub>2</sub>. 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.

Con DM 21 febbraio 2014, il Ministero dello Sviluppo Economico ha definito le modalità di rimborso dei crediti dovuti agli operatori per quote ETS spettanti agli impianti nuovi entranti per il periodo 2008-2012 ma non rilasciate per esaurimento della scorta nuovi entranti.

#### ***Vendita gas naturale ed energia elettrica***

L'articolo 1 del D. Lgs. 21 febbraio 2014 n. 21 ha apportato modifiche al Codice del Consumo in attuazione della Direttiva 2011/83/UE sui diritti dei consumatori, sostituendo il Capo I, Titolo III, Parte III del Codice del Consumo relativo a i "Diritti dei consumatori nei contratti".

Tali modifiche sono entrate in vigore il 13 giugno 2014 e si applicano ai contratti conclusi dopo tale data.

#### ***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 entro cui devono essere avviate è specificato nel precedente paragrafo "Distribuzione gas".

##### ***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, sono rispettivamente 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 svolge anche attività di vendita di energia elettrica - e 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 anche 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
<i>Area Genovese</i>	Convenzione		31 dicembre 2032
<i>Reggio Emilia</i>	ATO/gestore	16.04.2004/5.10.2009	31 dicembre 2011(*)
	Convenzione ATO/gestore	30 giugno 2003	
<i>Parma</i>	Convenzione		31 dicembre 2025
	ATO/gestore	27 dicembre 2004	
<i>Piacenza</i>	Convenzione		31 dicembre 2011(*)
	ATO/gestore	20 dicembre 2004	

(\*) 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: ALGA 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
<i>Reggio Emilia</i>	Convenzione ATO/gestore	10 giugno 2004	31 dicembre 2011(*)
<i>Parma</i>	Convenzione	27 dicembre 2004	31 dicembre 2014
	ATO/gestore		
<i>Piacenza</i>	Convenzione	18 maggio 2004	31 dicembre 2011(*)
<i>Torino</i>	ATO/gestore	21 dicembre 2012	30 aprile 2033(**)
	Convenzione ATO/gestore		

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

(\*\*) la durata è di 20 anni decorrenti dal termine dell'esercizio provvisorio dell'impianto di termodistribuzione 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. (percentuale detenuta al tempo della gara, mentre nel mese di dicembre 2014 è passata all'80%) Sono state costituite due società-veicolo per l'acquisto delle partecipazioni (TRM V ed AMIAT V). E' stata inoltre costituita la società TLR V., il cui socio di assoluta maggioranza è IREN Energia S.p.A., per la realizzazione del sistema infrastrutturale e commerciale del teleriscaldamento tra l'impianto di termovalorizzazione e i gestori del teleriscaldamento dei Comuni di Grugliasco e Beinasco.

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.

## **SCENARIO DI MERCATO - NORMATIVA**

Il 20 febbraio il Consiglio dei Ministri ha approvato un testo di DdL, cd. "**DdL Concorrenza 2015**", diretto a rimuovere ostacoli regolatori all'apertura dei mercati e a promuovere lo sviluppo della concorrenza. Il capo IV contiene la previsione della fine delle tutele di prezzo elettricità e gas dal 1 gennaio 2018. A dare attuazione alla cessazione dei regimi di tutela è previsto dovrà essere un decreto del ministero dello Sviluppo economico, sentita l'Autorità per l'energia elettrica, il gas ed il sistema idrico. Ad inizio aprile il DdL è pronto per affrontare l'iter parlamentare.

### **Gas**

Il 25 febbraio la **Commissione Europea** ha pubblicato alcune comunicazioni che hanno preso il nome di "**Pacchetto Unione Energetica**". Tra queste la **Comunicazione n. 80/2015** contiene misure e proposte da realizzare nei prossimi 5 anni in materia energetica. Considerato da più parti un documento da contenuti ancora non del tutto definiti e sintomo delle difficoltà nel mettere a punto una efficace strategia europea, l'atto della Commissione prevede misure per rifondare e riqualificare il mercato dell'elettricità, una maggiore trasparenza nei contratti di fornitura di gas, una sostanziale evoluzione della cooperazione regionale come passo decisivo verso un mercato integrato, nuove norme per garantire l'approvvigionamento di energia elettrica e di gas, più finanziamenti dell'UE a favore dell'efficienza energetica. La comunicazione riserva particolare attenzione alla sicurezza degli approvvigionamenti gas: le indicazioni a riguardo sono finalizzate a diversificare le forniture da Paesi differenti dalla Russia e a richiamare l'attenzione sulla trasparenza del mercato. Il documento sottolinea l'importanza dello sviluppo del «Corridoio Sud», di hubs nel Centro-Est europeo e nel Mediterraneo, delle infrastrutture di interconnessione all'interno dell'UE e del GNL.

Un **Decreto Ministeriale del 6 febbraio 2015** (GU del 23 febbraio) del MISE ha definito cifre e regole generali per l'anno di stoccaggio 1 aprile 2015-31 marzo 2016. Il DM ha confermato in 500 ml mc la capacità, derivante dalla riduzione decisa nel 2012 dello stoccaggio strategico (oggi ammonta a ca. 4,6 mld

mc), riservata ai servizi integrati di rigassificazione e stoccaggio per i clienti industriali; la capacità di modulazione da assegnare in via prioritaria alla fornitura del mercato civile viene quantificata in 6,843 mld mc; la quantità indicata verrà offerta in prodotti di modulazione con profilo variabile su base stagionale. Risulta invece di 1,122 mld mc la capacità da offrire con profilo uniforme per gli altri settori (es. termoelettrico e industriale). La capacità deve essere collocata tramite aste. E' previsto inoltre un prodotto pluriennale offerto con profilo di erogazione uniforme agli operatori per 500 ml mc. Riguardo la profilazione delle erogazioni il DM riduce ulteriormente l'erogazione massima giornaliera e mensile per novembre e dicembre e aumenta quelle di gennaio e febbraio.

Con **deliberazione n. 49/2015/R/Gas del 12 febbraio 2015** (*"Disposizioni per il conferimento delle capacità di stoccaggio per l'anno termico dello stoccaggio 2015-2016 e definizione delle tariffe di stoccaggio"*) AEEGSI, in conseguenza del DM del 6 febbraio, ha adottato disposizioni riguardo le modalità di svolgimento delle procedure di allocazione della capacità di stoccaggio: procedure mensili in aste sequenziali, criteri di determinazione del prezzo di riserva per ogni asta, criteri di svolgimento delle aste, corrispettivi tariffari da applicare alle capacità conferite.

Con **deliberazione n. 117/2015/R/Gas del 19 marzo 2015** (*"Riforma della regolazione in materia di misura dei punti di riconsegna della rete di distribuzione, anche in attuazione del decreto legislativo 102/2014"*) AEEGSI è intervenuta su un'importante aspetto dei rapporti distributori-venditori inserendo innovazioni nella disciplina della misura gas. I principali elementi di intervento riguardano: le frequenze di lettura, la gestione delle autoletture e la messa a disposizione dei dati in caso di switching.

Con **deliberazione n. 133/2015** del 26 marzo (*"Condizioni economiche del servizio di tutela del gas naturale a partire dall'anno termico 2015-2016"*) AEEGSI ha stabilito i criteri per la definizione dei prezzi tutelati gas a partire dal 1 ottobre 2015 e fino al 30 settembre 2016. In sintesi l'Autorità di regolazione:

- mantiene anche per l'a.t. 2015-2016, il riferimento alle quotazioni del gas all'hub olandese TTF, in considerazione dell'insufficiente grado di sviluppo della liquidità delle negoziazioni *over-the-counter* all'hub italiano PSV;
- definisce anche per il prezzo tutelato lo spostamento a valle del PSV, già stabilito dalla deliberazione n. 60/2015/R/Gas, di alcuni oneri di sistema (componenti CVI, CV<sup>BL</sup> e CV<sup>OS</sup>) ora compresi nella componente del costo di approvvigionamento della materia prima (c.d. "C<sub>MEM</sub>"); le componenti «estratte» saranno aggiunte alla tariffa di trasporto QT;
- stabilisce con minime variazioni i nuovi valori della componente a copertura dei costi di commercializzazione all'ingrosso dei venditori (c.d. "CCR");
- rinvia a successivo provvedimento, per quanto riguarda gli a.t. successivi al '15-'16, la definizione delle modalità per la valutazione delle condizioni atte a consentire il riferimento a quotazioni nazionali del gas, anche in considerazione *«del più ampio processo normativo e regolatorio in corso, finalizzato alla progressiva revisione delle tutele di prezzo»* (vd "DdL Concorrenza").

## **Electricità**

### **AEEGSI Delibera 29 gennaio 2015 22/2015/R/efr**

Con il presente provvedimento l'Autorità ha definito il prezzo di collocamento sul mercato dei certificati verdi per l'anno 2015, quantificando il valore medio annuo del prezzo di cessione dell'energia elettrica, registrato nell'anno 2014, in 55,10 €/MWh. Per quanto premesso, ne consegue che nell'anno 2015 il GSE provvederà a collocare sul mercato i CV dallo stesso emessi ad un prezzo pari a 124,90 €/MWh.

### **AEEGSI Delibera 12 febbraio 2015 45/2015/R/eel**

Con il presente provvedimento l'Autorità definisce i criteri per permettere l'adesione del mercato italiano al progetto di market coupling europeo con particolare riferimento alle frontiere Italia-Francia, Italia-Austria e Italia-Slovenia.

## FATTI DI RILIEVO DEL PERIODO

### **Interventi di Razionalizzazione organizzativa**

A partire dal 1° gennaio 2015 le società del Gruppo Iren sono state oggetto di alcuni interventi di riorganizzazione che hanno visto un forte commitment della nuova Governance, che ha sentito come prioritario l'obiettivo di rafforzare l'unitarietà di governo del Gruppo e di individuare chiaramente le attività e responsabilità principali afferenti a ciascuna struttura garantendo un rapido e reale processo di integrazione, indispensabile per affrontare le sfide del Mercato.

L'organizzazione della Capogruppo è stato oggetto di un primo intervento di razionalizzazione che ha visto dal 1° gennaio 2015 una semplificazione delle direzioni centrali che sono state così riorganizzate:

- “Segreteria Societaria, Internal Audit e Compliance”, “Comunicazione e Relazioni Esterne”, “Relazioni Istituzionali Locali” e “Internazionalizzazione e Innovazione” facenti capo al Presidente;
- “Acquisti e Appalti”, “Amministrazione, Finanza e Controllo”, “Affari Legali”, “Personale, Organizzazione e Sistemi Informativi” e “Strategia e Affari Regolatori” facenti capo all'Amministratore Delegato;
- “Corporate Social Responsibility e Comitati Territoriali”, “Risk Management” e “Affari Societari” facenti capo al Vice Presidente

Dalla stessa data è stata definita la dipendenza gerarchica di tutte le Direzioni e Unità organizzative di staff delle società di primo livello e delle società controllate, dalle Direzioni centrali corrispondenti.

Con il 1° febbraio 2015 sono state create le Unità organizzative delle diverse Direzioni della Capogruppo, definite le attività e responsabilità di tutte le strutture ed è stato pubblicato l'organigramma completo di Iren SpA nella quale sono confluite, attraverso l'istituto del distacco, 422 nuove risorse provenienti dalla diverse società di primo livello e controllate del gruppo in coerenza con le attività accentrate. L'organico di Iren Spa in forza al 1° febbraio è risultato così essere costituito da 784 unità.

A partire dal mese di marzo si è inoltre proceduto a ridefinire, seppur marginalmente, l'organizzazione delle Società di primo livello rappresentando gli organigramma per Business Unit e definendo le attività e responsabilità delle strutture delle stesse società.

Si è inoltre deciso di avviare un riesame dei processi, strutture e sistemi a livello di singola BU per rivedere, entro il mese di aprile 2015, l'organizzazione delle stesse BU valutando anche l'opportunità di ulteriori aggregazioni – fusioni tra società e la revisione del modello di business.

### **Finanziamenti Bancari**

Nel mese di gennaio 2015 è stata utilizzata la seconda tranche di 50 milioni di euro del finanziamento bancario Unicredit perfezionato a fine 2014 ed è stato stipulato ed utilizzato un nuovo finanziamento con Cassa Depositi e Prestiti a medio termine per 100 milioni di euro.

### **Fusione per incorporazione di Acque Potabili S.p.A. in Sviluppo Idrico S.p.A.**

Con riferimento all'operazione di fusione per incorporazione di Acque Potabili S.p.A. in Sviluppo Idrico S.p.A., si precisa che in data 20 gennaio 2015 è stato stipulato l'Atto di fusione per incorporazione, con decorrenza 1° febbraio 2015 degli effetti civilistici, mentre gli effetti contabili e fiscali sono stati imputati al bilancio di Sviluppo Idrico S.p.A. con efficacia retroattiva al 1° gennaio 2015. Alla data di efficacia della fusione, tutte le azioni ordinarie Acque Potabili sono state annullate; l'ultimo giorno di quotazione del titolo nel mercato MTA è stato il 30 gennaio 2015.

### **Sentenza Robin Tax**

Con sentenza 10/2015 del 9 febbraio 2015 la Corte Costituzionale ha dichiarato l'incostituzionalità dell'art. 81 commi 16, 17 e 18 del decreto-legge 25 giugno 2008 n. 112 convertito con legge 6 agosto 2008 n. 133, che aveva introdotto un'imposta addizionale all'IRES, la cosiddetta «Robin Hood Tax», gravante sulle società di produzione, distribuzione e commercializzazione operanti nei settori energetici e petroliferi. Tale incostituzionalità non ha efficacia retroattiva, in quanto è stabilito che la sentenza debba applicarsi dal giorno successivo alla sua pubblicazione nella Gazzetta Ufficiale (11 febbraio 2015).

In esito a quanto sopra, fatti salvi gli ulteriori approfondimenti che verranno effettuati in merito al dispositivo sopra richiamato, per le società del Gruppo interessate è stato calcolato ed accertato l'importo dell'addizionale IRES dovuta fino all'esercizio 2014 e a valere sul medesimo sono stati stornati dal bilancio gli stanziamenti per imposte anticipate e differite relativi alla «Robin Hood Tax» appostati negli esercizi precedenti. Anche le intervenute indicazioni interpretative fornite sul tema dall'Agenzia delle Entrate nella propria circolare n° 18/E del 28/4/2015, hanno ora confermato la correttezza del comportamento assunto come conseguenza della declaratoria di illegittimità.

### **Progetto Torino LED**

Nel corso del mese di marzo ha preso avvio il Progetto Torino LED che, promosso dalla Città, prevede, nell'arco di un biennio, l'installazione di oltre 50.000 nuove lampade a led (pari al 55% del totale dei lampioni cittadini).

Il Progetto sarà sviluppato in partnership con Iren Servizi e Innovazione che, nell'ambito dell'esistente convenzione con la Città di Torino, ne curerà la realizzazione, mettendo a disposizione il proprio *know how* e le proprie competenze tecniche in materia.

Il Progetto Torino LED consentirà alla Città di ottenere importanti benefici sul fronte economico, dimezzando i consumi di energia elettrica degli impianti interessati dall'intervento.

A livello energetico ed ambientale, il Progetto, una volta completato, consentirà un risparmio valutato in 20.000.000 kWh/anno (con una riduzione dei consumi di energia elettrica di oltre il 50%), consentendo un mancato consumo pari a circa 3600 Tep (Tonnellate Equivalenti Petrolio)/anno, ed evitando, nel contempo, la produzione di 3,5 tonnellate/anno di CO<sup>2</sup>.

## **CRITERI DI REDAZIONE**

### **CONTENUTO E FORMA**

Il resoconto intermedio di gestione su base consolidata al 31 marzo 2015 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 2014, ai quali si rimanda per completezza di trattazione.

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

Si segnala inoltre che taluni processi valutativi, in particolare quelli più complessi 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 2014**

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

Al 31 marzo 2015 non si segnalano variazioni dell'area di consolidamento rispetto al 31 dicembre 2014.

## RISK MANAGEMENT

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

Per ciascuna delle seguenti tipologie di rischio:

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

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

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

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

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

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

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

### 1. RISCHI FINANZIARI

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

#### a) Rischio di liquidità

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.

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

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

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 alle banche finanziatrici un trattamento paritario rispetto a quello spettante agli altri creditori non garantiti. Anche alcuni contratti di finanziamento a medio lungo termine di società che contribuiscono alla Posizione Finanziaria Netta del Gruppo prevedono il rispetto di indici finanziari che risultano soddisfatti.

#### b) Rischio di cambio

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

#### c) Rischio tassi di interesse

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

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

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

## 2. RISCHIO DI CREDITO

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

Il controllo del rischio di credito commerciale è perseguito con metodologie e strumenti di valutazione del merito creditizio dei Clienti potenziali e dei già Clienti con attività di monitoraggio e recupero dei crediti differenziate in relazione alle diverse tipologie di clientela e alle fasce dimensionali di consumo.

L'azienda ha utilizzato nel corso di questi anni, al fine di rafforzare la capacità di analisi e monitoraggio, nuovi strumenti volti all'acquisizione d'informazioni commerciali e delle esperienze di pagamento dei Clienti, oltre la gestione operativa del recupero del credito scaduto, facendo ricorso a nuovi strumenti di sollecito quali email, sms, etc. oltre che all'outsourcing delle attività di sollecito telefonico per alcuni segmenti di clientela e l'affidamento di crediti a Società di recupero crediti esterne.

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 clientela, in particolar modo quella retail, nei servizi quali idrico, gas naturale ed energia elettrica in maggior tutela, in ottemperanza alle disposizioni normative che ne regolano l'attività, è previsto il versamento di un deposito cauzionale fruttifero, che deve essere 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 di mercato; in caso di mancato pagamento si procede con

l'addebito degli interessi di mora nella misura indicata nei contratti di somministrazione e/o stabiliti dalla vigente normativa.

Gli accantonamenti ai fondi svalutazione crediti riflettono in maniera accurata i rischi di credito effettivi attraverso la mirata quantificazione dell'accantonamento in funzione della tipologia del credito e della loro anzianità.

### 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.

Gli orientamenti strategici del Gruppo prevedono, 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 nei settori in cui il Gruppo opera.

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 TRE MESI DEL 2015

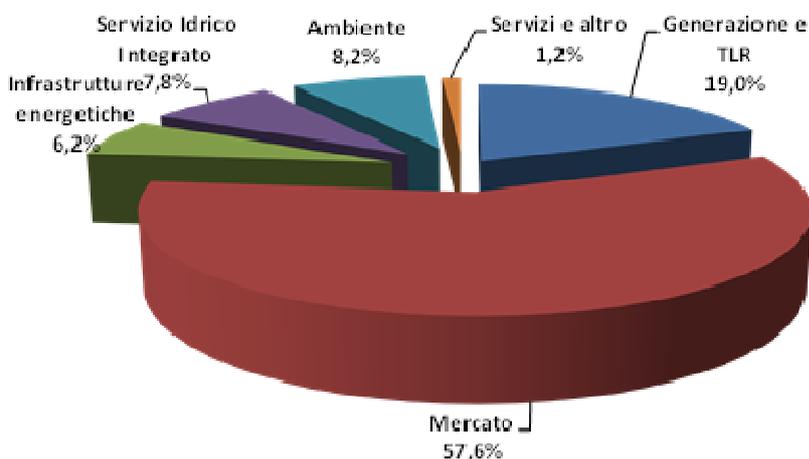
migliaia di euro

	Primi tre mesi 2015	Primi tre mesi 2014	Var. %
<b>Ricavi</b>			
Ricavi per beni e servizi	875.315	835.346	4,8
Variazione dei lavori in corso	34	471	(92,8)
Altri proventi	43.770	67.316	(35,0)
<b>Totale ricavi</b>	<b>919.119</b>	<b>903.133</b>	<b>1,8</b>
<b>Costi operativi</b>			
Costi materie prime sussidiarie di consumo e merci	(367.090)	(433.627)	(15,3)
Prestazioni di servizi e godimento beni di terzi	(234.035)	(181.429)	29,0
Oneri diversi di gestione	(20.923)	(17.828)	17,4
Costi per lavori interni capitalizzati	5.903	4.482	31,7
Costo del personale	(91.543)	(71.460)	28,1
<b>Totale costi operativi</b>	<b>(707.688)</b>	<b>(699.862)</b>	<b>1,1</b>
<b>MARGINE OPERATIVO LORDO</b>	<b>211.431</b>	<b>203.271</b>	<b>4,0</b>
<b>Ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni</b>			
Ammortamenti	(65.740)	(57.176)	15,0
Accantonamenti e svalutazioni	(12.511)	(17.361)	(27,9)
<b>Totale ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni</b>	<b>(78.251)</b>	<b>(74.537)</b>	<b>5,0</b>
<b>RISULTATO OPERATIVO</b>	<b>133.180</b>	<b>128.734</b>	<b>3,5</b>
<b>Gestione finanziaria</b>			
Proventi finanziari	8.054	6.749	19,3
Oneri finanziari	(36.436)	(32.463)	12,2
<b>Totale gestione finanziaria</b>	<b>(28.382)</b>	<b>(25.714)</b>	<b>10,4</b>
Risultato di partecipazioni contabilizzate con il metodo del patrimonio netto	(2.929)	(2.804)	4,5
Rettifica di valore di partecipazioni	-	-	-
<b>Risultato prima delle imposte</b>	<b>101.869</b>	<b>100.216</b>	<b>1,6</b>
Imposte sul reddito	(39.036)	(45.406)	(14,0)
<b>Risultato netto delle attività in continuità</b>	<b>62.833</b>	<b>54.810</b>	<b>14,6</b>
Risultato netto da attività operative cessate	-	-	-
<b>Risultato netto del periodo</b>	<b>62.833</b>	<b>54.810</b>	<b>14,6</b>
attribuibile a:			
- Utile (perdita) di pertinenza del Gruppo	58.589	51.321	14,2
- Utile (perdita) di pertinenza di terzi	4.244	3.489	21,6

## Ricavi

Al 31 marzo 2015 il Gruppo Iren ha conseguito ricavi per 919,1 milioni di euro in aumento del +1,8% rispetto ai 903,1 milioni di euro del primo trimestre 2014. La variazione in aumento dei ricavi è generata principalmente dall'apporto positivo dell'Ambiente che consolida integralmente sotto l'aspetto economico dal 1° gennaio 2015 Amiat S.p.A. (+50 milioni di euro), società di raccolta rifiuti di Torino, mentre risultano ancora negativi i fatturati dei settori energetici.

### COMPOSIZIONE RICAVI



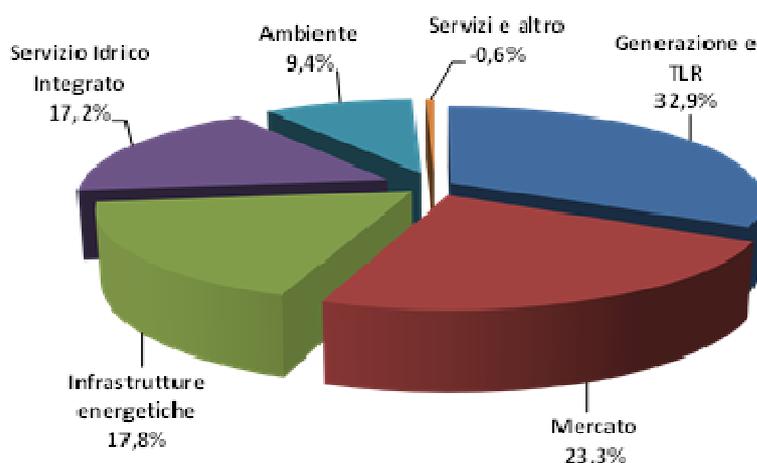
## Margine Operativo Lordo

Il margine operativo lordo ammonta a 211,4 milioni di euro in aumento del +4% rispetto ai 203,3 milioni di euro del corrispondente periodo del 2014.

Tutte i settori di attività presentano una variazione positiva rispetto al 2014 con la sola eccezione della Cogenerazione Energia Elettrica e Calore, e dalla Vendita di Energia Elettrica.

Particolarmente positive risultano le aree di business della Vendita Gas, per i maggiori quantitativi venduti e per il recupero di marginalità sulle stesse e l'Ambiente che beneficia dell'apporto di Amiat S.p.A..

### COMPOSIZIONE EBITDA



### **Risultato operativo**

Il risultato operativo è pari a 133,2 milioni di euro in miglioramento del +3,5% rispetto ai 128,7 milioni di euro dell'esercizio 2014. Il risultato riflette i maggiori ammortamenti per -8,6 milioni di euro parzialmente compensati da minori accantonamenti per +4,9 milioni di euro.

### **Oneri e Proventi finanziari**

Gli oneri e proventi finanziari esprimono un saldo negativo per 28 milioni. In particolare gli oneri finanziari ammontano a 36 milioni. L'aumento rispetto allo stesso periodo del 2014 è imputabile principalmente alle componenti oneri da attualizzazione e interessi capitalizzati, mentre si registra una riduzione del costo medio del debito. I proventi finanziari ammontano a 8 milioni di euro (+19%).

### **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 2,9 milioni di euro, sostanzialmente in linea rispetto al corrispondente periodo del 2014 (in cui la voce era negativa per 2,8 milioni di euro), principalmente per il risultato negativo di OLT e di TRM V.

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

Nei primi tre mesi del 2015 e del 2014 non sono state effettuate rettifiche di valore di partecipazioni.

### **Risultato prima delle imposte**

Per effetto delle dinamiche sopra indicate il risultato consolidato prima delle imposte ha raggiunto 102 milioni di euro, in aumento del 1,6% rispetto ai 100 milioni di euro dei primi tre mesi del 2014.

### **Imposte sul reddito**

Le imposte sul reddito dei primi tre mesi 2015 sono pari a 39 milioni, con un decremento del 14% rispetto allo stesso periodo del 2014. Il tax rate nominale è del 38% e rappresenta, ad oggi, una stima dell'incidenza del costo per imposte dell'anno 2015. La diminuzione del tax rate è dovuta principalmente alla deduzione del costo del lavoro da IRAP e all'abolizione della Robin Hood tax ( ritenuta incostituzionale dalla Corte Costituzionale con sentenza n 10/2015 del 9 febbraio 2015) .

### **Risultato netto del periodo**

Il risultato netto è positivo per 63 milioni di euro, in aumento del 14,6% rispetto allo stesso periodo del 2014.

## 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 Termoelettrica)
- 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 tre mesi del 2014, riesposti per tener conto 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 267 milioni di euro in diminuzione del -11,5% rispetto ai 302 milioni di euro del 2014.

		Primi 3 mesi 2015	Primi 3 mesi 2014	Δ %
Ricavi	€/mil.	267	302	-11,5%
Margine operativo lordo (Ebitda)	€/mil.	70	69	0,3%
<i>Ebitda Margin</i>		26,1%	23,0%	
Risultato Operativo (Ebit)	€/mil.	39	42	-8,2%
Investimenti	€/mil.	4	5	-27,1%
Energia elettrica prodotta	GWh	2.345	2.258	3,9%
<i>da fonte idroelettrica</i>	GWh	263	245	7,5%
<i>da fonte cogenerativa</i>	GWh	1.813	1.721	5,3%
<i>da fonte termoelettrica</i>	GWh	269	292	-7,9%
Calore prodotto	GWh <sub>t</sub>	1.286	1.256	2,4%
<i>da fonte cogenerativa</i>	GWh <sub>t</sub>	1.141	1.119	1,9%
<i>da fonte non cogenerativa</i>	GWh <sub>t</sub>	145	137	5,7%
Volumetrie teleriscaldate	Mmc	80	79	1,8%

Al 31 marzo 2015 l'energia elettrica prodotta è stata pari a 2.345 GWh in aumento del +3,9% rispetto ai 2.258 GWh del primo trimestre 2014, per effetto della maggiore produzione in assetto cogenerativo e alla maggiore produzione idroelettrica parzialmente compensati da una minore produzione termoelettrica dell'impianto di Turbigio.

In particolare la produzione termoelettrica è stata pari a 2.082 GWh, di cui 1.813 GWh da fonte cogenerativa, in aumento del 5,3% rispetto ai 1.721 GWh del primo trimestre 2014 (+92 GWh), e di 269 GWh da fonte termoelettrica in senso stretto, connesso all'apporto dell'impianto di Turbigio in diminuzione del -7,9% rispetto al primo trimestre 2014 (-23 GWh).

La produzione idroelettrica è stata pari a 263 GWh in aumento del +7,5% rispetto ai 245 GWh del primo trimestre 2014.

La produzione di calore del periodo è stata pari a 1.286 GWh<sub>t</sub> in aumento del +2,4% rispetto ai 1.256 GWh<sub>t</sub> del primo trimestre 2014 (+30 GWh<sub>t</sub>), per effetto di una stagione termica più favorevole rispetto alla stagione termica 2014 che era risultata particolarmente mite e all'aumento delle volumetrie allacciate +1 milioni di metri cubi superando così gli 80 milioni di metri cubi.

Il margine operativo lordo (Ebitda) è stato pari a 70 milioni di euro, sostanzialmente in linea rispetto ai 69 milioni di euro del corrispondente periodo 2014 (+0,3%).

La stagione termica più favorevole rispetto a quella particolarmente mite che aveva caratterizzato il primo trimestre del 2014, ha conseguito un effetto positivo sul margine per le maggiori quantità di energia termica ed elettrica prodotte. Detta occorrenza sostenuta dalla produzione di energia elettrica destinata al Mercato dei servizi di dispacciamento, ha consentito di assorbire la forte flessione derivante dalla scadenza del sistema incentivante, tramite certificati verdi, su impianti cogenerativi e quindi di mantenere l'allineamento con i risultati dello stesso periodo dell'anno precedente.

Il risultato operativo del settore Cogenerazione e Teleriscaldamento ammonta a 39 milioni di euro ed è in flessione del -8,2% rispetto ai 42 milioni di euro del primo trimestre 2014. Il peggioramento rispetto al margine operativo lordo è attribuibile all'incremento degli ammortamenti.

Gli investimenti tecnici realizzati relativi al settore sono pari a 4 milioni di euro e riguardano per 3,5 milioni di euro la cogenerazione e le reti di teleriscaldamento e per circa 0,5 milioni di euro il settore idroelettrico.

## Mercato

Al 31 marzo 2015 i ricavi del settore ammontano a 812 milioni di euro in flessione del -7% rispetto agli 873 milioni di euro del primo trimestre 2014.

Il margine operativo lordo (Ebitda) ammonta a 49 milioni di euro ed è in miglioramento del +21,6% rispetto ai 40 milioni di euro del corrispondente periodo del 2014.

		Primi 3 mesi 2015	Primi 3 mesi 2014	Δ %	
Ricavi	€/mil.	812	873	-7,0%	
Margine operativo lordo (Ebitda)	€/mil.	49	40	21,6%	
<i>Ebitda Margin</i>		6,1%	4,6%		
	<i>da Energia Elettrica</i>	€/mil.	6	8	-26,0%
	<i>da Gas</i>	€/mil.	41	30	35,0%
	<i>da Calore</i>	€/mil.	2	2	19,7%
Risultato Operativo (Ebit)	€/mil.	39	29	34,4%	
Investimenti		3	2	34,9%	
Energia Elettrica Venduta	GWh	3.412	3.387	0,7%	
Energia Elettrica Venduta al netto Compravendita in Borsa	GWh	3.232	3.030	6,7%	
Gas Acquistato	Mmc	958	901	6,3%	
	<i>Gas commercializzato dal Gruppo</i>	Mmc	494	444	11,3%
	<i>Gas destinato ad usi interni</i>	Mmc	464	457	1,5%

### Commercializzazione Energia Elettrica

I volumi venduti di energia elettrica ammontano a 3.412 GWh (al netto dei pompaggi, perdite di rete e ritiri dedicati) in lieve aumento dello 0,7% rispetto ai 3.387 GWh del primo trimestre 2014.

I volumi venduti sul mercato libero, comprendente i segmenti dei clienti liberi, grossisti e borsa netta, ammontano complessivamente a 3.056 GWh in aumento del +8,2% rispetto ai 2.826 GWh del primo trimestre 2014. L'incremento è attribuibile esclusivamente alla vendita in borsa netta +42,2% pari a 1.865 GWh rispetto ai 1.312 GWh del primo trimestre 2014. Risultano in flessione la vendita ai grossisti del -28,2% pari a 465 GWh, rispetto ai 647 GWh del primo trimestre 2014 e la vendita ai clienti finali, segmento business e retail, -16,2% pari a 727 GWh a fronte degli 867 GWh del primo trimestre 2014 (il solo segmento retail presenta un incremento del +4,2%).

I volumi venduti sul mercato tutelato risultano pari a 175 GWh in diminuzione del -14,2% rispetto ai a 204 GWh del primo trimestre 2014.

Il margine operativo lordo (Ebitda) della vendita di energia elettrica ammonta a 6 milioni di euro in flessione del -26% rispetto agli 8 milioni di euro del primo trimestre 2014. La variazione negativa è attribuibile a conguagli positivi, sul mercato tutelato, che avevano caratterizzato il primo trimestre del 2014.

### Commercializzazione Gas Naturale

I volumi complessivi di gas approvvigionati nel corso del primo trimestre 2015 sono stati pari a 958 Mmc in aumento del +6,3% rispetto ai 901 Mmc del primo trimestre 2014. L'incremento ha riguardato sia il gas commercializzato pari a 494 Mmc con un incremento del +11,3% rispetto ai 444 Mmc del primo trimestre 2014, sia i consumi interni pari a 464 Mmc con un incremento del +1,5% rispetto ai 457 Mmc del primo trimestre 2014.

Il margine operativo lordo (ebitda) di settore ammonta a 41 milioni di euro in miglioramento del 35% rispetto ai 30 milioni di euro del corrispondente periodo del 2014. La variazione positiva è attribuibile ad un miglioramento della marginalità sulle vendite e delle condizioni di approvvigionamento oltre ai maggiori volumi venduti in virtù di una stagione termica più favorevole rispetto a quella particolarmente mite che aveva caratterizzato il primo trimestre 2014.

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

Il margine operativo lordo del periodo ammonta a 2 milioni di euro ed è sostanzialmente in linea con il risultato dello stesso periodo dell'esercizio 2014.

#### **Infrastrutture energetiche**

Al 31 marzo 2015 il settore di attività Infrastrutture Energetiche, che comprende i business della distribuzione gas ed energia elettrica, ha registrato ricavi per 87 milioni di euro, in aumento del 12,8% rispetto ai 77 milioni di euro del primo trimestre 2014.

Il margine operativo lordo (Ebitda) è stato pari a 37 milioni di euro in miglioramento del 14,7% rispetto ai 33 milioni di euro del primo trimestre 2014.

Il risultato operativo netto (Ebit) è stato pari a 26 milioni di euro in aumento del +19,1% rispetto agli 81 milioni di euro del primo trimestre 2014.

Di seguito vengono espone le principali dinamiche dei settori interessati.

		<b>Primi 3 mesi 2015</b>	<b>Primi 3 mesi 2014</b>	<b>Δ %</b>
Ricavi	€/mil.	87	77	12,8%
Margine operativo lordo (Ebitda)	€/mil.	37	33	14,7%
<i>Ebitda Margin</i>		<i>43,2%</i>	<i>42,5%</i>	
	<i>da Reti Elettriche</i>	€/mil. 20	16	22,4%
	<i>da Reti Gas</i>	€/mil. 17	16	6,9%
Risultato Operativo (Ebit)	€/mil.	26	22	19,1%
Investimenti	€/mil.	15	13	7,7%
	<i>in Reti Elettriche</i>	€/mil. 8	6	28,2%
	<i>in Reti Gas</i>	€/mil. 7	8	-8,2%
Energia elettrica distribuita	GWh	999	996	0,3%
Gas distribuito	Mmc	575	518	+11,1%

#### *Reti Distribuzione Energia elettrica*

Il margine operativo lordo è stato pari a 20 milioni di euro, in aumento del +22,4% rispetto ai 16 milioni di euro del primo trimestre 2014.

L'incremento per circa +4 milioni di euro rispetto al primo trimestre 2014 è attribuibile a conguagli progressivi relativi ai meccanismi di perequazione e ai certificati di efficienza energetica.

Nel corso del primo trimestre 2015 sono stati effettuati investimenti per 8 milioni di euro (di cui circa 7 milioni di euro relativi alle reti elettriche di Torino e per circa 1 milione di euro relativi alle reti elettriche di Parma), prevalentemente inerenti ai nuovi allacciamenti, alla costruzione di nuove cabine BT/MT e linee BT/MT.

#### *Reti Distribuzione Gas*

Il margine operativo lordo della distribuzione reti gas ammonta a 17 milioni di euro; in miglioramento del +6,9% rispetto ai 16 milioni di euro del corrispondente periodo 2014. La variazione positiva è attribuibile a sinergie sui costi operativi ed a un maggior margine sui certificati di efficienza energetica.

Gli investimenti di periodo realizzati ammontano a 7 milioni di euro e riguardano quanto previsto dalle delibere dell'AEEGSI, in particolare l'adeguamento della rete alla protezione catodica, l'installazione di misuratori elettronici e la sostituzione delle tubazioni in ghisa grigia.

### Servizio idrico integrato

Al 31 marzo 2015 il Servizio Idrico Integrato ha registrato ricavi per 110 milioni di euro in aumento del 10,9% rispetto ai 99 milioni di euro del primo trimestre 2014.

L'incremento dei ricavi rispetto al primo trimestre del precedente esercizio è riconducibile ad aumenti tariffari e ad altri ricavi, ma principalmente si registrano i maggiori ricavi relativi all'applicazione dell'IFRIC 12 correlati agli investimenti di periodo su beni di terzi.

		Primi 3 mesi 2015	Primi 3 mesi 2014	Δ %
Ricavi	€/mil.	110	99	10,9%
Margine operativo lordo (Ebitda)	€/mil.	36	35	5,5%
<i>Ebitda Margin</i>		33,1%	34,8%	
Risultato Operativo (Ebit)	€/mil.	21	17	21,9%
Investimenti	€/mil.	14	11	34,1%
Acqua Venduta	Mmc	35	37	-5,2%

Il margine operativo lordo di periodo ammonta a 36 milioni di euro in aumento del +5,5% rispetto ai 35 milioni di euro del primo trimestre 2014. L'incremento è da ricondursi agli aumenti tariffari e ai minori costi operativi in particolare sul costo dell'energia elettrica utilizzata negli impianti di adduzione e depurazione.

Il risultato operativo ammonta a 21 milioni di euro ed è in miglioramento del +21,9% rispetto ai 17 milioni di euro primo trimestre 2014. Oltre alla dinamica del margine operativo lordo incidono sulla variazione positiva del risultato operativo il rilascio, per il venir meno di tale rischio, del fondo residuo relativo alla restituzione della quota depurazione ex sentenza 335/08 soltanto parzialmente compensato da maggiori accantonamenti.

Gli investimenti del primo trimestre 2015 ammontano a 14 milioni di euro e sono relativi alla realizzazione, sviluppo e manutenzione di reti ed impianti della rete di distribuzione, della rete fognaria e in particolare dei sistemi di depurazione.

## Ambiente

Al 31 marzo 2015 il volume d'affari del settore ammonta a 116 milioni di euro in aumento rispetto ai 56 milioni di euro dello stesso periodo del 2014, principalmente per effetto del consolidamento integrale, a partire dal 1° gennaio 2015, della partecipata Amiat S.p.A. che svolge il servizio di raccolta rifiuti per la città di Torino. Nel periodo si registrano inoltre maggiori ricavi relativi all'impianto Polo Ambientale di Parma, maggiori ricavi per i servizi di igiene ambientale e ricavi commerciali.

		Primi 3 mesi 2015	Primi 3 mesi 2014	Δ %	
Ricavi	€/mil.	116	56	(*)	
Margine operativo lordo (Ebitda)	€/mil.	20	13	52,1%	
<i>Ebitda Margin</i>		17,0%	23,2%		
Risultato Operativo (Ebit)	€/mil.	11	6	63,7%	
Investimenti	€/mil.	3	8	-64,9%	
Rifiuti raccolti	ton	172.237	171.503	0,4%	
Rifiuti smaltiti	ton	209.492	151.043	38,7%	
	<i>Rifiuti indifferenziati</i>	ton	63.674	68.695	-7,3%
	<i>Rifiuti speciali</i>	ton	145.818	82.348	77,1%
Raccolta differenziata		65,1%	62,1%	4,9%	

(\*) Variazione superiore al 100%

Il margine operativo lordo del settore ammonta a 20 milioni di euro in incremento rispetto ai 13 milioni di euro del primo trimestre 2014. L'incremento è da ricondursi principalmente al consolidamento di Amiat S.p.A., i cui effetti economici si manifestano solo a partire dal 1° gennaio 2015, e al recupero di marginalità sulle attività commerciali e sulle attività di raccolta rifiuti e spazzamento.

Il risultato operativo ammonta a 11 milioni di euro in aumento rispetto ai 6 milioni di euro del primo trimestre 2014. Sul periodo pesano i maggiori ammortamenti e accantonamenti di Amiat per circa -2 milioni di euro compensati da minori ammortamenti della raccolta e minori accantonamenti al fondo svalutazione crediti per effetto del passaggio da tariffa di igiene ambientale a tassa riscossa dalle singole Amministrazioni comunali. Il settore smaltimento presenta maggiori ammortamenti per circa -2 milioni di euro per l'avvio operativo del Polo Ambientale Integrato di Parma.

Gli investimenti realizzati nell'esercizio ammontano a 3 milioni di euro e si riferiscono per 1 milione di euro a investimenti per manutenzione dei diversi impianti e per 2 milioni di euro ad investimenti in attrezzature e mezzi a supporto della raccolta rifiuti con la modalità porta-porta e differenziata.

## Servizi e altro

		Primi 3 mesi 2015	Primi 3 mesi 2014	Δ %
Ricavi	€/mil.	17	32	-45,9%
Margine operativo lordo (Ebitda)	€/mil.	-1	13	(*)
<i>Ebitda Margin</i>		-7,7%	41,0%	
Risultato Operativo (Ebit)	€/mil.	-3	12	(*)
Investimenti	€/mil.	4	3	30,2%

(\*) Variazione superiore al 100%

Al 31 marzo 2015 i ricavi ammontano a 17 milioni di euro in diminuzione rispetto ai 32 milioni di euro primo trimestre 2014. La variazione negativa è riconducibile alla contabilizzazione sul 2014 della

plusvalenza generata dalla seconda tranches di cessione di quote del fondo immobiliare costituito nell'esercizio 2012. Detto accadimento si riflette anche sul margine operativo lordo che è negativo per -1 milione di euro rispetto ai 13 milioni di euro del primo trimestre 2014.

Gli investimenti di periodo ammontano a 4 milioni di euro e sono relativi ai sistemi informativi, telecomunicazioni e facility.

## Situazione patrimoniale

### STATO PATRIMONIALE RICLASSIFICATO GRUPPO IREN AL 31 MARZO 2015

	migliaia di euro		
	31.03.2015	31.12.2014	Var. %
Attivo immobilizzato	4.591.099	4.618.669	(0,6)
Altre attività (Passività) non correnti	(144.413)	(153.619)	(6,0)
Capitale circolante netto	215.636	238.448	(9,6)
Attività (Passività) per imposte differite	117.078	115.336	1,5
Fondi rischi e Benefici ai dipendenti	(561.657)	(550.363)	2,1
Attività (Passività) destinate a essere cedute	9.943	10.762	(7,6)
<b>Capitale investito netto</b>	<b>4.227.686</b>	<b>4.279.233</b>	<b>(1,2)</b>
Patrimonio netto	2.055.367	1.993.549	3,1
<i>Attività finanziarie a lungo termine</i>	<i>(61.162)</i>	<i>(66.439)</i>	<i>(7,9)</i>
<i>Indebitamento finanziario a medio e lungo termine</i>	<i>2.356.454</i>	<i>2.210.821</i>	<i>6,6</i>
Indebitamento finanziario netto a medio lungo termine	2.295.292	2.144.382	7,0
<i>Attività finanziarie a breve termine</i>	<i>(563.158)</i>	<i>(522.902)</i>	<i>7,7</i>
<i>Indebitamento finanziario a breve termine</i>	<i>440.185</i>	<i>664.204</i>	<i>(33,7)</i>
Indebitamento finanziario netto a breve termine	(122.973)	141.302	(*)
Indebitamento finanziario netto	2.172.319	2.285.684	(5,0)
<b>Mezzi propri ed indebitamento finanziario netto</b>	<b>4.227.686</b>	<b>4.279.233</b>	<b>(1,2)</b>

(\*) Variazione superiore al 100%

Nel seguito sono commentate le principali dinamiche patrimoniali del periodo chiuso al 31 marzo 2015. L'attivo immobilizzato risulta in lieve calo (-0,6%) rispetto al 31 dicembre 2014 a causa degli ammortamenti di periodo che sono stati superiori rispetto agli investimenti effettuati. Per maggiori informazioni sul dettaglio degli investimenti del periodo, si rimanda al paragrafo Analisi per settori di attività.

La riduzione del Capitale Circolante netto (-9,6%) risente della dinamica dei debiti e crediti commerciali e delle poste tributarie. Si segnala al riguardo che a partire dal 1° gennaio 2015 parte del credito commerciale verso il Comune di Torino della controllata AMIAT S.p.A. (circa 67,7 milioni di euro) è stato rilevato nei crediti finanziari a breve termine a seguito della stipula dell'accordo di conto corrente con il Comune stesso.

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

Il rendiconto finanziario, presentato nel seguito, fornisce un dettaglio analitico delle ragioni della movimentazione dell'indebitamento dei primi tre mesi del 2015.

## Situazione Finanziaria

### RENDICONTO FINANZIARIO DEL GRUPPO IREN PRIMI TRE MESI DEL 2015

	migliaia di euro		
	Primi tre mesi 2015	Primi tre mesi 2014	Var. %
<b>A. Disponibilità liquide iniziali</b>	<b>51.601</b>	<b>50.221</b>	<b>2,7</b>
<b>Flusso finanziario generato dall'attività operativa</b>			
Risultato del periodo	62.833	54.810	14,6
Rettifiche per:			
Ammortamenti attività materiali e immateriali	65.740	57.176	15,0
(Plusvalenze) Minusvalenze e altre variazioni patrimoniali	3.038	(11.031)	(*)
Variazione netta TFR e altri benefici ai dipendenti	(1.155)	363	(*)
Variazione netta fondo rischi e altri oneri	6.370	7.203	(11,6)
Variazione imposte anticipate e differite	(2.236)	(531)	(*)
Variazione altre attività/passività non correnti	(9.206)	5.656	(*)
Dividendi contabilizzati al netto delle elisioni	(66)	(602)	(89,0)
Quota del risultato di collegate e joint ventures	2.929	2.804	4,5
<b>B. Cash flow operativo prima delle variazioni di CCN</b>	<b>128.247</b>	<b>115.848</b>	<b>10,7</b>
Variazione rimanenze	22.881	44.731	(48,8)
Variazione crediti commerciali	(85.580)	(85.879)	(0,3)
Variazione crediti tributari e altre attività correnti	3.150	(41.989)	(*)
Variazione debiti commerciali	55.152	(54.097)	(*)
Variazione debiti tributari e altre passività correnti	27.209	75.260	(63,8)
<b>C. Flusso finanziario derivante da variazioni di CCN</b>	<b>22.812</b>	<b>(61.974)</b>	<b>(*)</b>
<b>D. Cash flow operativo (B+C)</b>	<b>151.059</b>	<b>53.874</b>	<b>(*)</b>
<b>Flusso finanziario da (per) attività di investimento</b>			
Investimenti in attività materiali e immateriali	(43.167)	(43.286)	(0,3)
Investimenti in attività finanziarie	(385)	(25)	(*)
Realizzo investimenti e variazione attività destinate ad essere cedute	4.067	8.913	(54,4)
Dividendi incassati	66	602	(89,0)
<b>E. Totale flusso finanziario da attività di investimento</b>	<b>(39.419)</b>	<b>(33.796)</b>	<b>16,6</b>
<b>F. Free cash flow (D+E)</b>	<b>111.640</b>	<b>20.078</b>	<b>(*)</b>
<b>Flusso finanziario da attività di finanziamento</b>			
Nuovi finanziamenti a lungo termine	150.000	150.000	-
Rimborsi di finanziamenti a lungo termine	(3.808)	(17.058)	(77,7)
Variazione debiti finanziari	(222.853)	2.386	(*)
Variazione crediti finanziari	(52.030)	(49.046)	6,1
<b>G. Totale flusso finanziario da attività di finanziamento</b>	<b>(128.691)</b>	<b>86.282</b>	<b>(*)</b>
<b>H. Flusso monetario del periodo (F+G)</b>	<b>(17.051)</b>	<b>106.360</b>	<b>(*)</b>
<b>I. Disponibilità liquide finali (A+H)</b>	<b>34.550</b>	<b>156.581</b>	<b>(77,9)</b>

(\*) Variazione superiore al 100%

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

	migliaia di euro		
	Primi tre mesi 2015	Primi tre mesi 2014	Var. %
Free cash flow	111.640	20.078	(*)
Variazione fair value strumenti derivati di copertura	1.725	(2.480)	(*)
<b>Variazione posizione finanziaria netta</b>	<b>113.365</b>	<b>17.598</b>	<b>(*)</b>

(\*) Variazione superiore al 100%

L'indebitamento finanziario netto al 31 marzo 2015 è pari a 2.172 milioni di euro, in riduzione del 5% rispetto al 31 dicembre 2014.

In particolare il free cash flow, positivo per 112 milioni di euro, deriva dall'effetto congiunto dei seguenti flussi monetari:

- il cash flow operativo è positivo per 151 milioni di euro e si compone per 128 milioni di euro da cash flow operativo prima delle variazioni di capitale circolante netto e per 23 milioni di euro dal flusso finanziario derivante da variazioni di capitale circolante netto;
- il flusso monetario da attività di investimento, negativo per 39 milioni di euro, è generato da investimenti in immobilizzazioni materiali, immateriali e finanziarie per 43 milioni di euro (comprensivi degli investimenti effettuati per la costruzione delle infrastrutture in regime di concessione secondo quanto stabilito dall'IFRIC 12) e da realizzo di attività immobilizzate per 4 milioni di euro.

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

## FATTI DI RILIEVO INTERVENUTI DOPO LA CHIUSURA

### **DELIBERA CESSIONI RAMI D'AZIENDA DA ACQUE POTABILI S.p.A.**

Il Consiglio di Amministrazione di Acque Potabili S.p.A. ha deliberato il 15 aprile 2015 la cessione a Iren Acqua Gas S.p.A. del ramo d'azienda, cd. "Ramo Ligure", inerente il servizio idrico integrato nei Comuni di Camogli, Rapallo, Coreglia Ligure e Zoagli nell'ATO Genova e nel Comune di Bolano (La Spezia) e della partecipazione detenuta nella controllata Acquedotto di Savona S.p.A., rappresentante l'intero capitale sociale della stessa, nonché la cessione a Società Metropolitana Acque Torino S.p.A. del ramo d'azienda, cd. "Ramo ATO 3 Torinese", inerente il servizio idrico integrato dell'ATO 3 Torinese.

Le operazioni di trasferimento dei Rami d'Azienda sopradescritte perseguono lo scopo di consentire la riorganizzazione delle attività sino ad oggi gestite da Acque Potabili S.p.A. tramite l'integrazione con le attività gestite dai propri soci di riferimento permettendo nel contempo di avviare una progressiva valorizzazione del proprio portafoglio di concessioni.

L'individuazione dei rami d'azienda è stata effettuata sulla base dei dati relativi al bilancio chiuso al 31 dicembre 2014. Le variazioni intervenute tra la data della situazione patrimoniale di riferimento al 31 dicembre 2014 e la data di trasferimento (prevista indicativamente per il giorno 1° luglio 2015) saranno calcolate e conguagliate monetariamente sulla base della relativa situazione patrimoniale alla data di trasferimento.

Fermo restando l'eventuale aggiustamento del prezzo alla data di trasferimento, il corrispettivo della cessione del Ramo Ligure, che sarà pagato da Iren Acqua Gas S.p.A. ad Acque Potabili S.p.A. alla data di trasferimento, è pari a circa 32,9 milioni di Euro, al netto di un debito finanziario di 14,6 milioni di Euro circa, ed il corrispettivo della cessione del Ramo ATO 3 Torinese, che sarà pagato da Società Metropolitana Acque Torino S.p.A. ad Acque Potabili S.p.A., è pari a 32,9 milioni di Euro circa, al netto di un debito finanziario di 14,6 milioni di Euro.

La liquidità netta che affluirà ad Acque Potabili a seguito del perfezionamento delle operazioni, per un importo stimato sulla base dei dati 2014 di 65,8 milioni di Euro e che formerà la nuova posizione finanziaria netta della Società, potrà essere parzialmente distribuita ai soci sotto forma di dividendo straordinario, previa le opportune valutazioni circa la sostenibilità finanziaria ed economica di tale decisioni che saranno effettuate dal management della società.

### **ASSEMBLEA ORDINARIA IREN S.p.A.**

L'Assemblea Ordinaria degli azionisti di IREN S.p.A. ha approvato in data 28 aprile 2015 il Bilancio della Società relativo all'esercizio 2014 ed ha deliberato la distribuzione di un dividendo pari a 0.0523 Euro per azione, confermando quanto proposto dal Consiglio di Amministrazione.

Il dividendo di 0.0523 Euro per ciascuna azione ordinaria e di risparmio verrà messo in pagamento il 24 giugno 2015 (data stacco cedola il 22 giugno 2015 e record date il 23 giugno 2015).

Con l'approvazione del bilancio al 31 dicembre 2014 si è concluso il mandato del Collegio sindacale in carica. Per il triennio 2015-2017 l'Assemblea degli Azionisti ha provveduto a nominare, sulla base delle liste presentate: numero tre Sindaci effettivi nelle persone di: Emilio Gatto, Annamaria Fellegara e Michele Rutigliano, eleggendo quest'ultimo Presidente del Collegio Sindacale; numero due Sindaci supplenti nelle persone di Giordano Mingori e di Giorgio Mosci.

Il Collegio sindacale rimarrà in carica sino alla data di approvazione del bilancio dell'esercizio che si chiuderà il 31 dicembre 2017.

L'Assemblea degli Azionisti di IREN S.p.A. ha altresì deliberato la nomina del dr. Vito Massimiliano Bianco quale Consigliere di Amministrazione a seguito di avvenuta cooptazione ai sensi dell'art. 2386 del codice

civile avvenuta il 1 dicembre 2014. Il dr. Vito Massimiliano Bianco rimarrà in carica fino alla data di approvazione del bilancio dell'esercizio 2015, data di scadenza dell'attuale consiglio di amministrazione. Il Consiglio di Amministrazione di IREN S.p.A., riunitosi in pari data al termine dei lavori della suddetta Assemblea dei Soci, ha confermato dr. Vito Massimiliano Bianco quale Amministratore Delegato della multiutility.

#### **DIMISSIONI DEL VICE PRESIDENTE**

In data 30 aprile 2015 il Dottor Andrea Viero ha formalizzato le sue dimissioni con effetto immediato dalle cariche di Consigliere di Amministrazione di IREN S.p.A. e, conseguentemente, dal ruolo di Vice Presidente della Società.

## **EVOLUZIONE PREVEDIBILE DELLA GESTIONE**

Le previsioni di scenario macroeconomico per i prossimi nove mesi del 2015 sono caratterizzate principalmente dall'efficacia del piano di quantitative easing, già avviato dalla BCE nel primo trimestre, che sta provocando un allentamento delle tensioni finanziarie nell'area euro.

Per quanto concerne nello specifico l'andamento economico nazionale, una serie di fattori tra cui la svalutazione dell'euro, il basso costo delle commodity ed il sostegno agli investimenti legato al suddetto miglioramento della situazione finanziaria, stanno dando un supporto alla ripresa che vede un PIL in crescita dello 0,7% nel 2015 che, per quanto contenuta, comunque in miglioramento rispetto all'anno precedente.

Per quanto concerne lo scenario energetico, il settore elettrico sta continuando a sperimentare la persistente situazione di overcapacity che congiuntamente alla debolezza della domanda determina una pressione al ribasso sui prezzi dell'energia e sui margini di generazione.

Nel settore del gas ci si aspetta un recupero dei consumi residenziali legato alla normalizzazione dell'andamento termico (che ha penalizzato la domanda nel 2014 per effetto di un clima eccezionalmente mite) e l'ulteriore sviluppo del mercato nazionale spot del gas i cui prezzi nel 2015 sono previsti in sostanziale continuità con l'anno precedente.

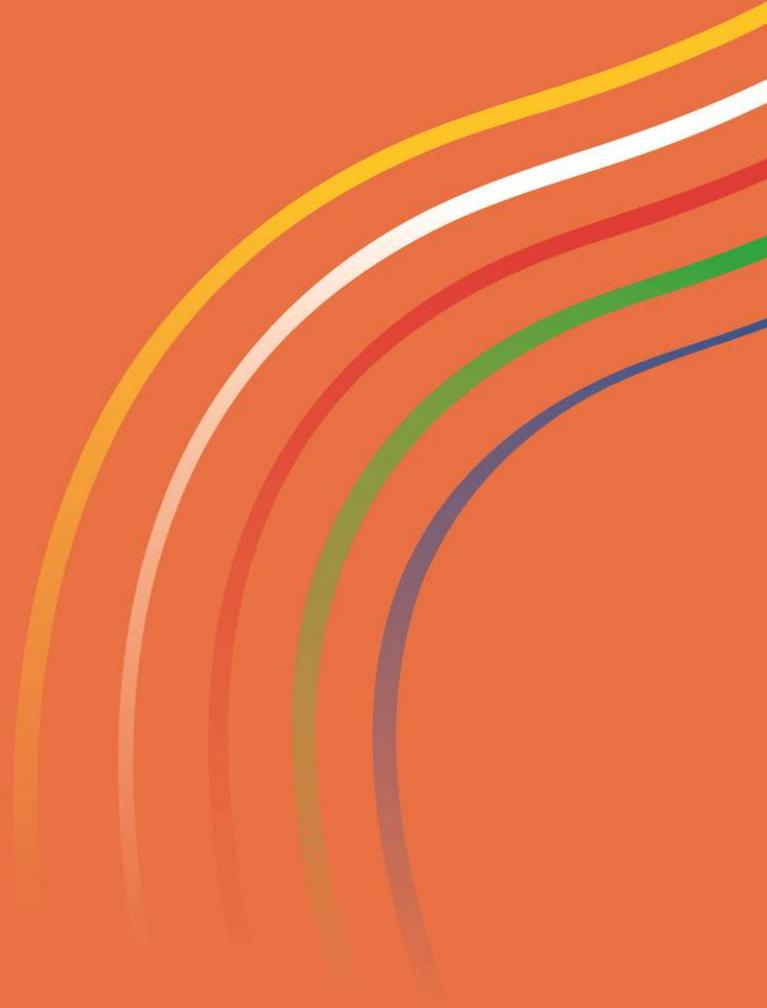
Per quanto concerne i settori regolati nel 2015 non sono previste sostanziali modifiche allo schema regolatorio, pertanto il Gruppo prevede di cogliere le opportunità di sviluppo legate agli importanti investimenti effettuati e di crescere nel settore ambiente nei territori di riferimento come confermato dai risultati del primo trimestre.

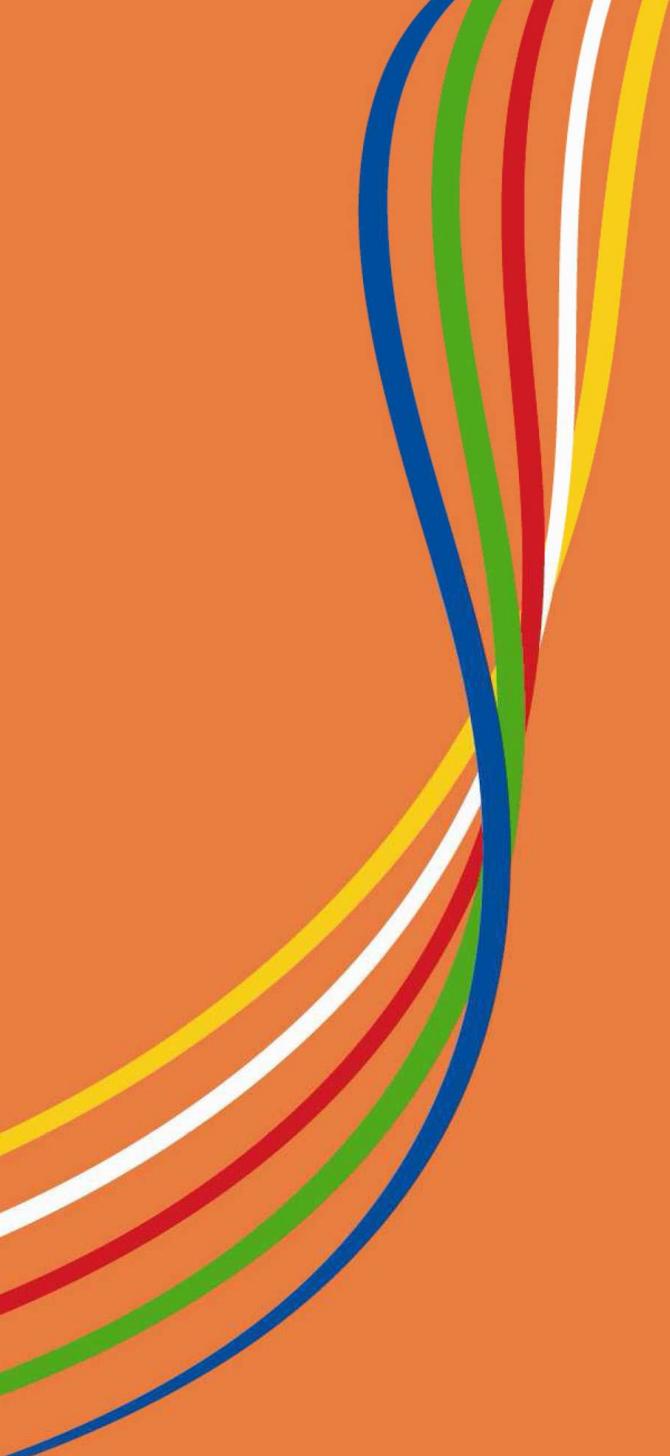
Il Gruppo è peraltro focalizzato sul raggiungimento di ulteriori sinergie derivanti anche dal nuovo assetto Organizzativo.

Pertanto gli obiettivi del Gruppo sono quelli di mantenere i livelli di redditività almeno in linea con l'esercizio precedente, e di attuare un approccio selettivo delle scelte di investimento finalizzato al rigoroso presidio della stabilità finanziaria.

**Iren S.p.A.**

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





**PROSPETTI CONTABILI CONSOLIDATI  
AL 31 MARZO 2015**

## Situazione patrimoniale-finanziaria consolidata

migliaia di euro

	31.03.2015	31.12.2014
<b>ATTIVITA'</b>		
Attività materiali	2.961.779	2.992.246
Investimenti immobiliari	14.071	14.427
Attività immateriali a vita definita	1.242.710	1.234.670
Avviamento	124.407	124.407
Partecipazioni valutate con il metodo del Patrimonio Netto	230.315	235.102
Altre partecipazioni	17.817	17.817
Crediti commerciali non correnti	54.456	51.232
Attività finanziarie non correnti	61.162	66.439
Altre attività non correnti	46.004	47.006
Attività per imposte anticipate	278.851	277.679
<b>Totale attività non correnti</b>	<b>5.031.572</b>	<b>5.061.025</b>
Rimanenze	58.778	81.659
Crediti commerciali	1.060.320	977.964
Crediti per imposte correnti	10.326	19.334
Crediti vari e altre attività correnti	239.292	233.434
Attività finanziarie correnti	528.608	471.301
Cassa e altre disponibilità liquide equivalenti	34.550	51.601
<b>Totale attività correnti</b>	<b>1.931.874</b>	<b>1.835.293</b>
Attività destinate ad essere cedute	9.943	10.762
<b>TOTALE ATTIVITA'</b>	<b>6.973.389</b>	<b>6.907.080</b>

migliaia di euro

	31.03.2015	31.12.2014
<b>PATRIMONIO NETTO</b>		
<b>Patrimonio netto attribuibile ai soci della Capogruppo</b>		
Capitale sociale	1.276.226	1.276.226
Riserve e Utili (Perdite) a nuovo	485.979	401.198
Risultato netto del periodo	58.589	85.795
<b>Totale patrimonio netto di pertinenza della Capogruppo</b>	<b>1.820.794</b>	<b>1.763.219</b>
Patrimonio netto di pertinenza dei Terzi	234.573	230.330
<b>TOTALE PATRIMONIO NETTO</b>	<b>2.055.367</b>	<b>1.993.549</b>
<b>PASSIVITA'</b>		
Passività finanziarie non correnti	2.356.454	2.210.821
Benefici ai dipendenti	147.816	148.971
Fondi per rischi ed oneri	264.933	319.662
Passività per imposte differite	161.773	162.343
Debiti vari e altre passività non correnti	190.417	200.625
<b>Totale passività non correnti</b>	<b>3.121.393</b>	<b>3.042.422</b>
Passività finanziarie correnti	440.185	664.204
Debiti commerciali	929.875	874.723
Debiti vari e altre passività correnti	247.416	248.583
Debiti per imposte correnti	30.245	1.869
Fondi per rischi ed oneri quota corrente	148.908	81.730
<b>Totale passività correnti</b>	<b>1.796.629</b>	<b>1.871.109</b>
Passività correlate ad attività destinate ad essere cedute	-	-
<b>TOTALE PASSIVITA'</b>	<b>4.918.022</b>	<b>4.913.531</b>
<b>TOTALE PATRIMONIO NETTO E PASSIVITA'</b>	<b>6.973.389</b>	<b>6.907.080</b>

## Conto economico consolidato

	migliaia di euro	
	Primi tre mesi 2015	Primi tre mesi 2014
<b>Ricavi</b>		
Ricavi per beni e servizi	875.315	835.346
Variazione dei lavori in corso	34	471
Altri proventi	43.770	67.211
<b>Totale ricavi</b>	<b>919.119</b>	<b>903.028</b>
<b>Costi operativi</b>		
Costi materie prime sussidiarie di consumo e merci	(367.090)	(433.617)
Prestazioni di servizi e godimento beni di terzi	(234.035)	(204.194)
Oneri diversi di gestione	(20.923)	(17.827)
Costi per lavori interni capitalizzati	5.903	4.482
Costo del personale	(91.543)	(70.592)
<b>Totale costi operativi</b>	<b>(707.688)</b>	<b>(721.748)</b>
<b>MARGINE OPERATIVO LORDO</b>	<b>211.431</b>	<b>181.280</b>
<b>Ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni</b>		
Ammortamenti	(65.740)	(52.895)
Accantonamenti e svalutazioni	(12.511)	(17.361)
<b>Totale ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni</b>	<b>(78.251)</b>	<b>(70.256)</b>
<b>RISULTATO OPERATIVO</b>	<b>133.180</b>	<b>111.024</b>
<b>Gestione finanziaria</b>		
Proventi finanziari	8.054	6.749
Oneri finanziari	(36.436)	(31.198)
<b>Totale gestione finanziaria</b>	<b>(28.382)</b>	<b>(24.449)</b>
Risultato di partecipazioni contabilizzate con il metodo del patrimonio netto	(2.929)	6.210
Rettifica di valore di partecipazioni	-	-
<b>Risultato prima delle imposte</b>	<b>101.869</b>	<b>92.785</b>
Imposte sul reddito	(39.036)	(40.048)
<b>Risultato netto delle attività in continuità</b>	<b>62.833</b>	<b>52.737</b>
Risultato netto da attività operative cessate	-	-
<b>Risultato netto del periodo</b>	<b>62.833</b>	<b>52.737</b>
attribuibile a:		
- Utile (perdita) di pertinenza del Gruppo	58.589	49.131
- Utile (perdita) di pertinenza di terzi	4.244	3.606

## Altre componenti di conto economico complessivo

	migliaia di euro	
	Primi tre mesi 2015	Primi tre mesi 2014
<b>Utile/(perdita) del periodo - Gruppo e Terzi (A)</b>	<b>62.833</b>	<b>52.737</b>
<b>Altre componenti di conto economico complessivo che saranno successivamente riclassificate a Conto Economico</b>		
- quota efficace delle variazioni di fair value della copertura di flussi finanziari	1.725	(2.502)
- 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	(2.754)	(1.965)
Effetto fiscale delle altre componenti di conto economico complessivo	(494)	694
<b>Totale altre componenti di conto economico complessivo che saranno successivamente riclassificate a Conto Economico, al netto dell'effetto fiscale (B1)</b>	<b>(1.523)</b>	<b>(3.773)</b>
<b>Altre componenti di conto economico complessivo che non saranno successivamente riclassificate a Conto Economico</b>		
- utili (perdite) attuariali piani per dipendenti a benefici definiti (IAS19)		
- quota degli altri utili/(perdite) delle imprese valutate con il metodo del patrimonio netto relativi ai piani per dipendenti a benefici definiti (IAS 19)		
Effetto fiscale delle altre componenti di conto economico complessivo		
<b>Totale altre componenti di conto economico complessivo che non saranno successivamente riclassificate a Conto Economico, al netto dell'effetto fiscale (B2)</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
<b>Totale Utile/(perdita) complessiva (A)+(B1)+(B2)</b>	<b>61.310</b>	<b>48.964</b>
attribuibile a:		
- Utile (perdita) di pertinenza del Gruppo	57.066	45.358
- Utile (perdita) di pertinenza di terzi	4.244	3.606

## Prospetto delle variazioni delle voci di patrimonio netto consolidato

	Capitale sociale	Riserva sovrapprezzo Emissione azioni	Riserva legale
<b>31/12/2013</b>	<b>1.276.226</b>	<b>105.102</b>	<b>32.512</b>
Utili portati a nuovo			
Altri movimenti			
Utile complessivo rilevato nel periodo			
di cui:			
- Utile netto del periodo			
- Altre componenti di Conto Economico complessivo			
<b>31/03/2014</b>	<b>1.276.226</b>	<b>105.102</b>	<b>32.512</b>
<b>31/12/2014</b>	<b>1.276.226</b>	<b>105.102</b>	<b>36.855</b>
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			
<b>31/03/2015</b>	<b>1.276.226</b>	<b>105.102</b>	<b>36.855</b>

migliaia di euro

Riserva copertura flussi finanziari	Altre riserve e Utile (perdite) accumulate	Totale riserve e Utili (perdite) accumulate	Risultato del periodo	Patrimonio netto del Gruppo	Patrimonio netto di Terzi	Patrimonio netto del Gruppo e di Terzi
<b>(24.028)</b>	<b>302.135</b>	<b>415.721</b>	<b>80.554</b>	<b>1.772.501</b>	<b>216.526</b>	<b>1.989.027</b>
	80.554	80.554	(80.554)	-		-
	(89)	(89)		(89)	(84)	(173)
(3.773)		(3.773)	49.131	45.358	3.606	48.964
		-		-		-
		-	49.131	49.131	3.606	52.737
(3.773)	-	(3.773)		(3.773)		(3.773)
<b>(27.801)</b>	<b>382.600</b>	<b>492.413</b>	<b>49.131</b>	<b>1.817.770</b>	<b>220.048</b>	<b>2.037.818</b>
<b>(39.695)</b>	<b>298.936</b>	<b>401.198</b>	<b>85.795</b>	<b>1.763.219</b>	<b>230.330</b>	<b>1.993.549</b>
	85.795	85.795	(85.795)	-		-
	511	511		511		511
	(2)	(2)		(2)	(1)	(3)
(1.523)		(1.523)	58.589	57.066	4.244	61.310
		-		-		-
		(1.523)	58.589	58.589	4.244	62.833
(1.523)	-	(1.523)		(1.523)		(1.523)
<b>(41.218)</b>	<b>385.240</b>	<b>485.979</b>	<b>58.589</b>	<b>1.820.794</b>	<b>234.573</b>	<b>2.055.367</b>

## Rendiconto finanziario consolidato

migliaia di euro

	Primi tre mesi 2015	Primi tre mesi 2014
<b>A. Disponibilità liquide iniziali</b>	<b>51.601</b>	<b>50.221</b>
<b>Flusso finanziario generato dall'attività operativa</b>		
Risultato del periodo	62.833	52.737
Rettifiche per:		
Ammortamenti attività materiali e immateriali	65.740	52.895
(Plusvalenze) Minusvalenze e altre variazioni patrimoniali	3.038	(8.960)
Variazione netta TFR e altri benefici ai dipendenti	(1.155)	373
Variazione netta fondo rischi e altri oneri	6.370	7.323
Variazione imposte anticipate e differite	(2.236)	(542)
Variazione altre attività/passività non correnti	(9.206)	5.727
Dividendi contabilizzati al netto delle elisioni	(66)	(602)
Quota del risultato di collegate e joint ventures	2.929	(6.210)
<b>B. Cash flow operativo prima delle variazioni di CCN</b>	<b>128.247</b>	<b>102.741</b>
Variazione rimanenze	22.881	44.766
Variazione crediti commerciali	(85.580)	(81.682)
Variazione crediti tributari e altre attività correnti	3.150	(36.383)
Variazione debiti commerciali	55.152	(55.911)
Variazione debiti tributari e altre passività correnti	27.209	69.671
<b>C. Flusso finanziario derivante da variazioni di CCN</b>	<b>22.812</b>	<b>(59.539)</b>
<b>D. Cash flow operativo (B+C)</b>	<b>151.059</b>	<b>43.202</b>
<b>Flusso finanziario da (per) attività di investimento</b>		
Investimenti in attività materiali e immateriali	(43.167)	(41.819)
Investimenti in attività finanziarie	(385)	(25)
Realizzo investimenti e variazione attività destinate ad essere cedute	4.067	8.913
Dividendi incassati	66	602
<b>E. Totale flusso finanziario da attività di investimento</b>	<b>(39.419)</b>	<b>(32.329)</b>
<b>F. Free cash flow (D+E)</b>	<b>111.640</b>	<b>10.873</b>
<b>Flusso finanziario da attività di finanziamento</b>		
Nuovi finanziamenti a lungo termine	150.000	150.000
Rimborsi di finanziamenti a lungo termine	(3.808)	(17.058)
Variazione debiti finanziari	(222.853)	(1.870)
Variazione crediti finanziari	(52.030)	(35.691)
<b>G. Totale flusso finanziario da attività di finanziamento</b>	<b>(128.691)</b>	<b>95.381</b>
<b>H. Flusso monetario del periodo (F+G)</b>	<b>(17.051)</b>	<b>106.254</b>
<b>I. Disponibilità liquide finali (A+H)</b>	<b>34.550</b>	<b>156.475</b>

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

Il sottoscritto Massimo Levrino, Dirigente Preposto alla redazione dei documenti contabili e societari di IREN S.p.A., dichiara, ai sensi del comma 2 articolo 154 bis del Testo Unico della Finanza, che l'informativa contabile contenuta nel presente Resoconto Intermedio di Gestione al 31 marzo 2015 corrisponde alle risultanze documentali, ai libri e alle scritture contabili.

14 maggio 2015

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





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

