

Resoconto Intermedio di Gestione

al 30 settembre 2015

Consiglio di Amministrazione
del 12 novembre 2015



Sommario

Gruppo Iren in cifre	2
Cariche sociali	4
Missione e valori del Gruppo Iren	5
RELAZIONE SULLA GESTIONE.....	7
L'assetto organizzativo del Gruppo Iren	8
Informazioni sul titolo Iren nei primi nove mesi 2015.....	13
Dati operativi	15
Scenario di mercato.....	18
Fatti di rilievo del periodo.....	29
Criteri di redazione	33
Variatione area di consolidamento rispetto al 31 dicembre 2014	35
Situazione economica, patrimoniale e finanziaria del Gruppo Iren	36
Fatti di rilievo intervenuti dopo la chiusura del periodo ed evoluzione prevedibile della gestione	49
Quadro normativo	51
Gestione finanziaria	78
Rapporti con parti correlate	80
Rischi e incertezze	81
Organizzazione e sistemi informativi.....	85
Ricerca e sviluppo	87
Personale e formazione.....	95
Qualità, ambiente e sicurezza.....	96
Iren e la sostenibilità	100
PROSPETTI CONTABILI CONSOLIDATI AL 30 SETTEMBRE 2015.....	103
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).....	111

GRUPPO IREN IN CIFRE

	Primi 9 mesi 2015	Primi 9 mesi 2014	Variaz. %
Dati Economici (milioni di euro)			
Ricavi	2.219	2.071	7,1
Margine Operativo Lordo	498	484	2,7
Risultato operativo	253	283	(10,6)
Risultato prima delle imposte	185	194	(4,3)
Risultato netto di Gruppo e di Terzi	116	102	13,3
Dati Patrimoniali (milioni di euro)			
	<i>Al 30/09/2015</i>	<i>Al 31/12/2014</i>	
Capitale investito netto	4.191	4.279	(2,1)
Patrimonio netto	2.035	1.994	2,1
Posizione finanziaria netta	(2.156)	(2.286)	(5,7)
Indicatori economico-finanziari			
	<i>Primi 9 mesi 2015</i>	<i>Primi 9 mesi 2014</i>	
MOL/Ricavi	22,4%	23,4%	
	<i>Al 30/09/2015</i>	<i>Al 31/12/2014</i>	
Debt/Equity	1,06	1,15	
Dati tecnici e commerciali			
	<i>Primi 9 mesi 2015</i>	<i>Primi 9 mesi 2014</i>	
Energia elettrica venduta (GWh)	8.950	7.883	13,5
Energia termica prodotta (GWh _t)	1.766	1.687	4,7
Volumetria teleriscaldata (mln m ³)	80,7	79,2	1,9
Gas venduto (mln m ³)	1.804	1.479	22,0
Acqua distribuita (mln m ³)	114	108	5,8
Rifiuti raccolti (ton)	889.649	540.892	64,5
Rifiuti smaltiti (ton)	574.662	456.770	25,8

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 e nel settore della distribuzione gas;
- 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 distribuzione gas e nella gestione dei servizi locali;
- Iren Ambiente nelle attività di igiene ambientale in tutta la filiera dalla raccolta, a seguito dell'acquisizione del ramo d'azienda da Iren Emilia, 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, inclusa la quota assicurata dagli impianti acquisiti da Edipower (Turbigio e Tusciano) nel corso dell'esercizio 2014.

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

Distribuzione Energia Elettrica: con 7.283 chilometri di reti interrate ed aeree in alta, media e bassa tensione il Gruppo distribuisce l'energia elettrica a circa 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, 17 impianti di trattamento, selezione e stoccaggio e 2 impianti di compostaggio, il Gruppo serve storicamente in area emiliana circa 116 comuni per un totale di circa 1.139.000 abitanti e di circa 1.100.000 tonnellate gestite. Dal 1° gennaio 2015 è entrata a far parte del gruppo IREN anche la società AMIAT SpA che nella città di Torino si occupa dei servizi di gestione dei rifiuti e di igiene ambientale, dei servizi di gestione della viabilità invernale e dei servizi relativi alla chiusura ed alla gestione post operativa della discarica "Basse di Stura". AMIAT SpA serve un bacino di circa 1 milione di abitanti e gestisce circa 413.000 tonnellate annue di rifiuti.

Teleriscaldamento: grazie a 864 chilometri di reti interrate di doppia tubazione il Gruppo Iren fornisce il calore ad una volumetria di circa 80 milioni di metri cubi, pari ad una popolazione servita di oltre 802.000 persone.

Vendita gas, energia elettrica e termica: il Gruppo commercializza annualmente più di 2 miliardi di metri cubi di gas, circa 11.000 GWh di energia elettrica e 2.600 GWh_t di calore per teleriscaldamento.

CARICHE SOCIALI

Consiglio Amministrazione

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

Collegio Sindacale ⁽⁸⁾

Presidente	Michele Rutigliano
Sindaci effettivi	Emilio Gatto
	Annamaria Fellegara
Sindaci supplenti	Giordano Mingori
	Giorgio Mosci

Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili e societari

Massimo Levrino

Società di Revisione

PricewaterhouseCoopers S.p.A. ⁽⁹⁾

⁽¹⁾ Nominato Vice Presidente dal Consiglio di Amministrazione del 4 giugno 2015, carica ricoperta sino al 30 aprile 2015 dal dott. Andrea Viero (dimissionario da tale data)

⁽²⁾ Presidente del Comitato Controllo e Rischi e componente del Comitato Operazioni Parti Correlate

⁽³⁾ Componente del Comitato per la Remunerazione e le Nomine

⁽⁴⁾ Componente del Comitato Controllo e Rischi

⁽⁵⁾ Presidente del Comitato per la Remunerazione e le Nomine e componente del Comitato Operazioni Parti Correlate

⁽⁶⁾ Cooptato dal Consiglio di Amministrazione del 4 giugno 2015 in sostituzione del dimissionario dott. Andrea Viero e nella stessa seduta nominato Componente Comitato per la Remunerazione e le Nomine

⁽⁷⁾ Presidente del Comitato Operazioni Parti Correlate e componente del Comitato Controllo e Rischi


⁽⁸⁾ Eletto dall'Assemblea Ordinaria del 28 aprile 2015 per il triennio 2015-2017

⁽⁹⁾ 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.





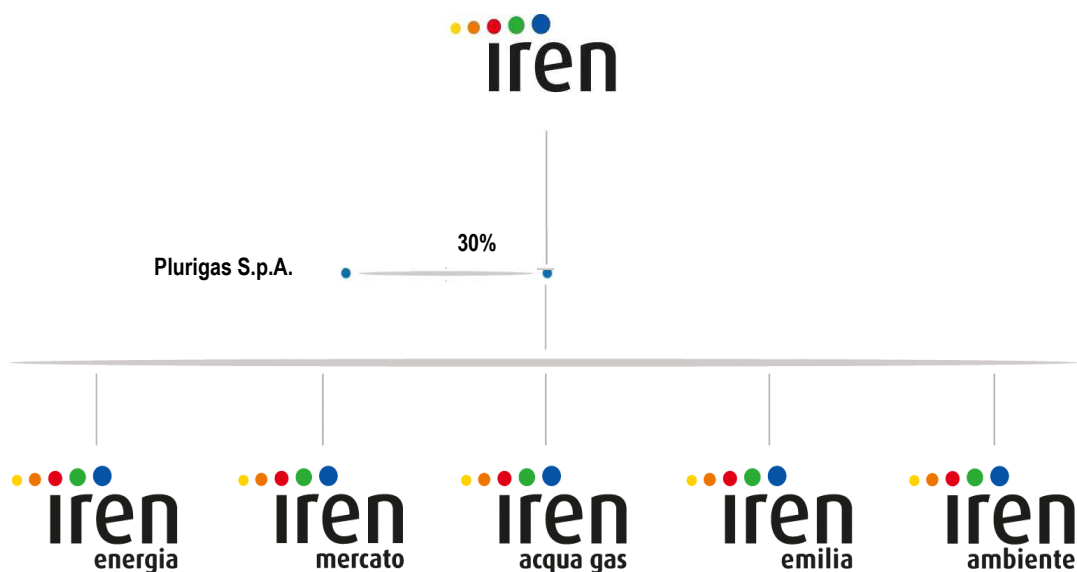
Iren S.p.A.

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

The background is a solid yellow color. On the left side, there are several thick, wavy lines in white, orange, red, green, and blue. These lines curve from the top left towards the bottom right, with some overlapping and looping back on themselves. The text is positioned in the center-right area of the page.

Relazione
sulla gestione
al 30 settembre 2015

L'ASSETTO ORGANIZZATIVO DEL GRUPPO IREN



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 S.p.A..

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 nei primi nove mesi 2015 è stata pari a circa 1.665 GWht, con una volumetria teleriscaldata pari a più di 81 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 94 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 nove mesi del 2015 l'energia elettrica complessiva distribuita è stata pari a 2.977 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 nove mesi del 2015 sono stati pari a 1.804 Mmc di cui 693 Mmc commercializzati a clienti finali esterni al Gruppo, 913 Mmc impiegati all'interno del Gruppo IREN sia per la produzione di energia elettrica e termica sia per la fornitura di servizi calore e 198 Mmc destinati allo stoccaggio.

Al 30 settembre 2015 i clienti gas gestiti direttamente da Iren Mercato sono pari a circa 763.000 distribuiti sul bacino storico genovese e sulle aree di sviluppo limitrofe, sul bacino torinese e sui bacini storici emiliani.

Commercializzazione energia elettrica

I volumi commercializzati nei primi nove mesi 2015, sono stati pari a 8.950 GWh.

I clienti di energia elettrica gestiti a fine settembre 2015 sono pari a circa 721.000 distribuiti principalmente sul bacino tradizionalmente servito, corrispondente a Torino e Parma, e sulle aree presidiate commercialmente dall'azienda.

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

Mercato libero e borsa

I volumi complessivamente venduti a clienti finali e grossisti sono pari a 3.923 GWh, mentre i volumi impiegati sulla borsa al netto dell'energia compravenduta sono pari a 3.930 GWh.

Mercato ex vincolato

I clienti complessivamente gestiti in regime di maggior tutela da Iren Mercato nei primi sei mesi del 2015 sono pari a circa 280.000, mentre i volumi complessivamente venduti ammontano a 501 GWh.

Vendita calore tramite rete di teleriscaldamento

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

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

Nel corso dei primi nove mesi 2015 la volumetria teleriscaldata si è attestata a 81 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-Enia.

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

A seguito del trasferimento del ramo d'azienda

Con l'acquisizione del ramo d'azienda cosiddetto "ramo ligure" dalla Società Acque Potabili S.p.A. avente efficacia dal 1° luglio 2015, Iren Acqua Gas ha esteso ad altri 4 comuni (Camogli, Rapallo, Coreglia Ligure e Zoagli) nell'ATO Genova e al comune di Bolano (La Spezia) la gestione del servizio idrico integrato consolidando la presenza sul territorio.

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

Iren Acqua Gas direttamente e tramite le sue controllate, nel corso dei primi nove mesi 2015, ha venduto circa 122 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 nove mesi del 2015, per complessivi 237 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. Nel corso dei primi 9 mesi 2015 ha distribuito circa 579 milioni di metri cubi di gas.

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 19,8 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 pari a 125.000 punti di consegna alla clientela finale.

IREN 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. Tale 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 (Poiatica - Reggio Emilia), 2 impianti di compostaggio (Reggio Emilia). Il nuovo Polo Ambientale Integrato (PAI), impianto di selezione e termovalorizzazione da rifiuti della provincia di Parma è entrato in esercizio definitivo nel mese di aprile 2014.

Iren Ambiente inoltre controlla, tramite AMIAT V S.p.A., la società AMIAT S.p.A. che nella città di Torino si occupa dei servizi di gestione dei rifiuti e di igiene ambientale, dei servizi di gestione della viabilità invernale e dei servizi relativi alla chiusura ed alla gestione post operativa dell'impianto ad interrimento controllato "Basse di Stura". AMIAT S.p.A. serve un bacino di circa 1 milione di abitanti e gestisce circa 413.000 tonnellate annue di rifiuti.

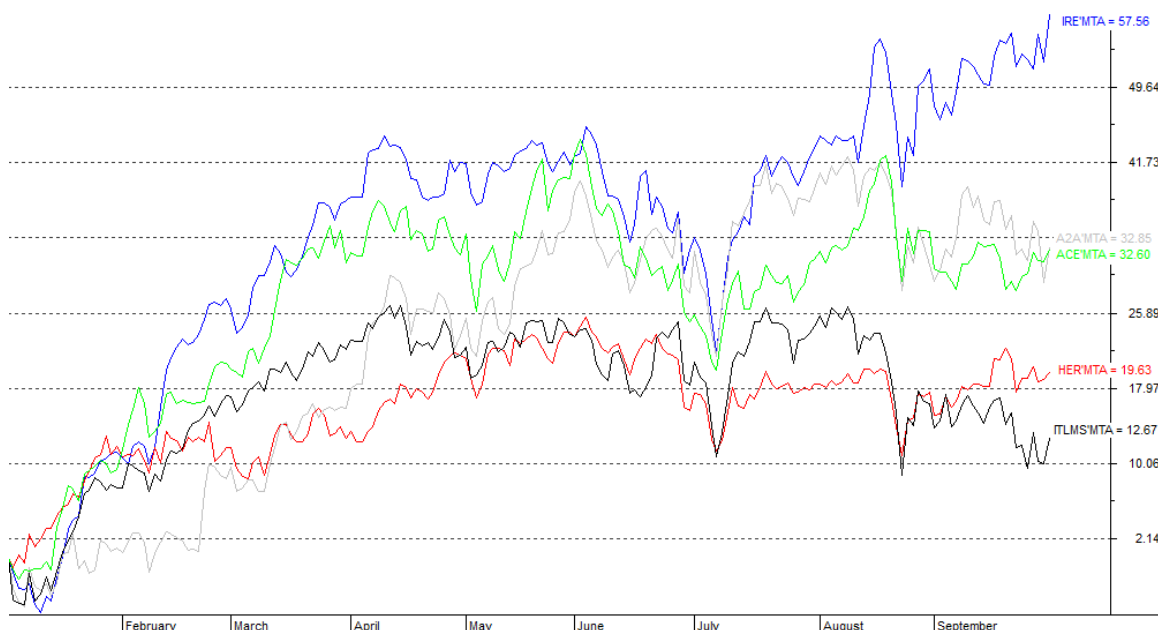
INFORMAZIONI SUL TITOLO IREN NEI PRIMI NOVE MESI 2015

ANDAMENTO DEL TITOLO IREN IN BORSA

Il titolo Iren nei primi 9 mesi del 2015 ha realizzato la miglior performance di settore, registrando una crescita di circa il 57% contro un incremento dell'indice MTA di circa il 13%.

Tale performance positiva deriva principalmente dalle attese di crescita legate ai progetti avviati dal nuovo Amministratore Delegato Dott. Massimiliano Bianco che, insediatosi a dicembre 2014, ha presentato lo scorso giugno alla comunità finanziaria il nuovo piano industriale orientato all'efficientamento, all'integrazione ed alla riduzione del debito.

ANDAMENTO TITOLO IREN VS COMPETITORS



Il titolo Iren a fine settembre 2015 si è attestato a 1,46 euro per azione con volumi medi da inizio anno che si sono attestati intorno ai 2 milioni di pezzi giornalieri.

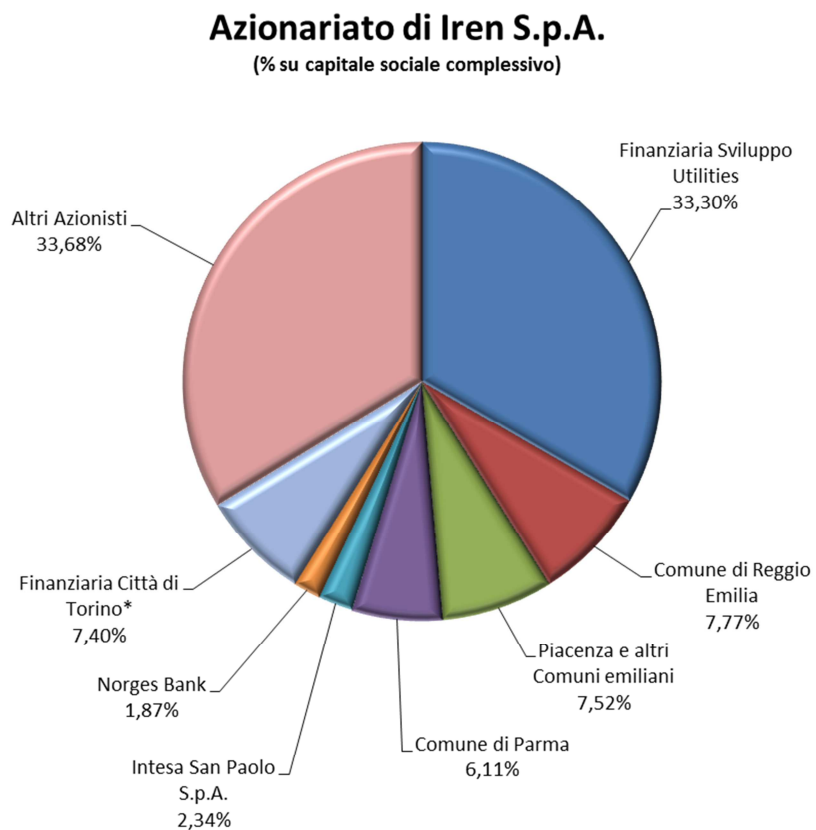
Nel corso dei primi 9 mesi dell'anno il prezzo medio è stato di 1,24 euro per azione avendo toccato il massimo di 1,46 euro per azione il 30 settembre ed il minimo di 0,87 euro per azione il 12 gennaio.

Il coverage del titolo

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

AZIONARIATO

Al 30 settembre 2015 sulla base delle informazioni disponibili alla società, l'azionariato di Iren era il seguente:



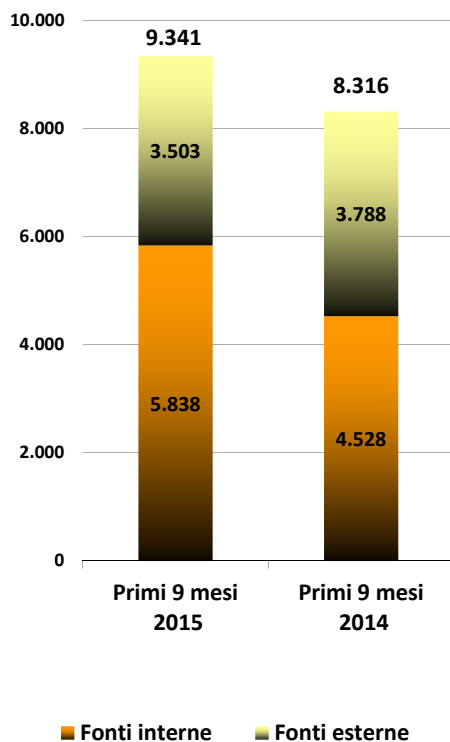
(*) Azioni di risparmio prive di diritti di voto

DATI OPERATIVI

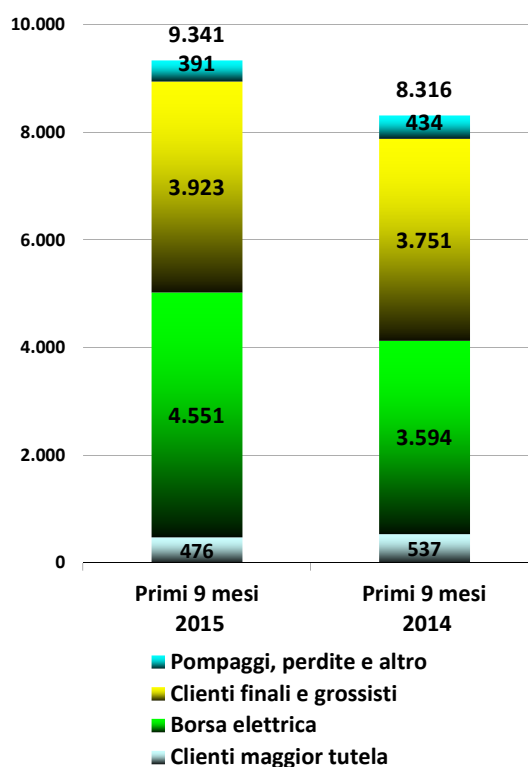
Bilancio dell'energia elettrica

GWh	Primi 9 mesi 2015	Primi 9 mesi 2014	Variaz. %
FONTI			
Produzione lorda del Gruppo	5.838	4.528	28,9
<i>a) Idroelettrica</i>	1.157	1.114	3,8
<i>b) Cogenerativa</i>	1.195	613	95,0
<i>c) Termoelettrica</i>	3.108	2.470	25,8
<i>d) Produzione da WTE e discariche</i>	378	331	14,2
Acquisto da Acquirente Unico	501	564	(11,2)
Acquisto energia in Borsa Elettrica	1.479	1.690	(12,5)
Acquisto energia da grossisti e importazioni	1.523	1.534	(0,7)
Totale Fonti	9.341	8.316	12,3
IMPIEGHI			
Vendite a clienti di maggior tutela	476	537	(11,4)
Vendite in Borsa Elettrica	4.551	3.594	26,6
Vendite a clienti finali e grossisti	3.923	3.751	4,6
Pompaggi, perdite di distribuzione e altro	391	434	(9,9)
Totale Impieghi	9.341	8.316	12,3

Composizione Fonti



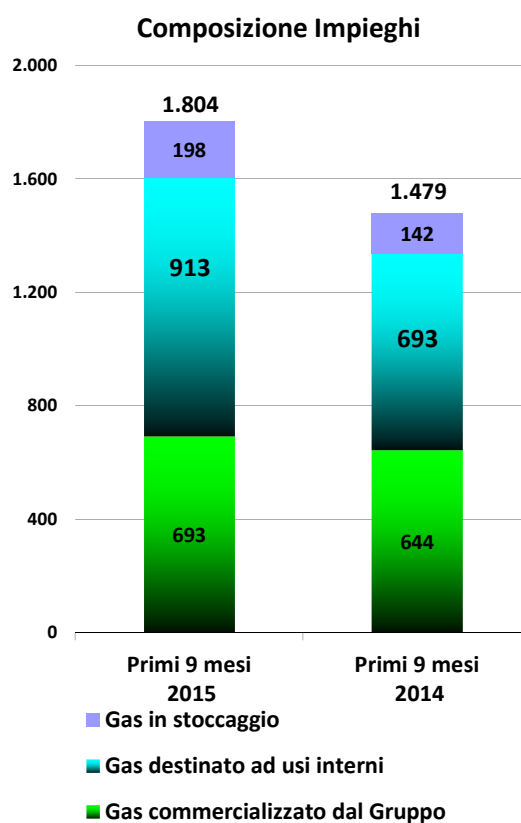
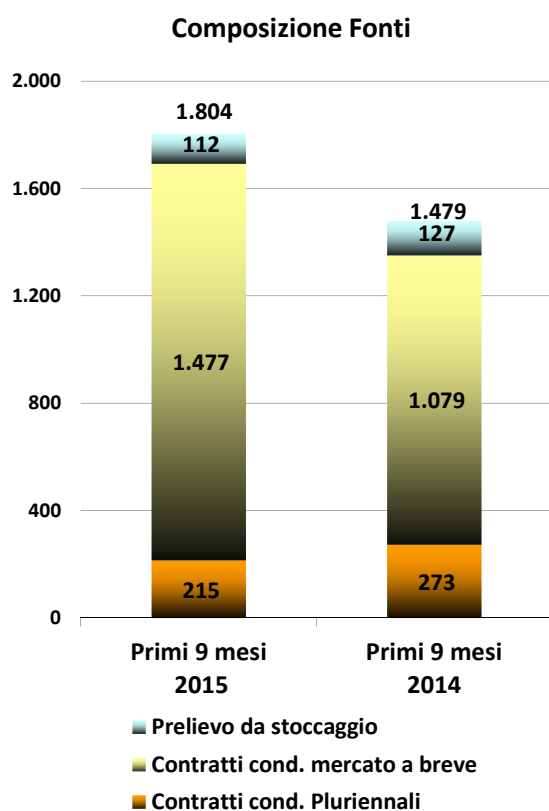
Composizione Impieghi



Bilancio del gas

Milioni di metri cubi	Primi 9 mesi 2015	Primi 9 mesi 2014	Variaz. %
FONTI			
Contratti con condizioni pluriennali	215	273	(21,2)
Contratti con condizioni mercato a breve (annuali e spot)	1.477	1.079	36,9
Prelievi da stoccaggio	112	127	(12,2)
Totale Fonti	1.804	1.479	22
IMPIEGHI			
Gas commercializzato dal Gruppo	693	644	7,6
Gas in stoccaggio	198	142	39,6
Gas destinato ad usi interni (1)	913	693	31,8
Totale Impieghi	1.804	1.479	22

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



Servizi a rete

	Primi 9 mesi 2015	Primi 9 mesi 2014	Variaz. %
DISTRIBUZIONE ENERGIA ELETTRICA			
Energia elettrica distribuita (GWh)	2.977	2.880	3,4
N. contatori elettronici	708.225	701.697	0,9
DISTRIBUZIONE GAS			
<i>Gas distribuito da Iren Acqua Gas (mln mc)</i>	237	229	3,7
<i>Gas distribuito da Iren Emilia (mln mc)</i>	579	531	9
Totale Gas distribuito	816	760	7,4
TELERISCALDAMENTO			
Volumetria teleriscaldata (mln mc)	80,7	79,2	1,9
Rete Teleriscaldamento (Km)	869	878	(1,0)
SERVIZIO IDRICO INTEGRATO			
Volumi Acqua (mln mc)	122	108	13,4

SCENARIO DI MERCATO

ANDAMENTO MACROECONOMICO

Negli ultimi mesi lo scenario internazionale è caratterizzato dalle incertezze legate al rallentamento delle economie emergenti, mentre nell'Area Euro si sono manifestate differenze nell'andamento ciclico tra i Paesi: nel secondo trimestre +1% la variazione congiunturale in Spagna, +0,4% in Germania, +0,3% in Italia, stagnante la Francia. Gli organismi istituzionali di statistica indicano che in settembre il clima di fiducia nell'Area ha mostrato un miglioramento per industria e servizi, stabili invece le attese dei consumatori.

In settembre ISTAT ha calcolato che nel secondo trimestre 2015 il PIL italiano ha segnato una crescita congiunturale di +0,3% (nei confronti del trimestre precedente) e una tendenziale di +0,7% (nei confronti dello stesso trimestre dell'anno precedente). La variazione positiva è stata determinata da manifatturiero e servizi. E' stimato per il terzo trimestre un proseguimento sugli stessi ritmi. Il Governo ha inserito nell'aggiornamento al Documento Economico Finanziario di settembre una crescita del PIL pari a +0,9% per il 2015 e a +1,6% per il 2016. ISTAT indica che nella manifattura e nei servizi proseguono segnali di ripresa, mentre l'attività nelle costruzioni risulta ancora debole. Il quadro macroeconomico è comunque soggetto ad influenze derivanti dal rallentamento del commercio mondiale che potrebbero avere impatto sulle esportazioni.

Il mercato dell'energia elettrica

Nel periodo Gennaio - Settembre 2015 la produzione netta di energia elettrica in Italia è stata pari a 205.799 GWh in aumento (+0,9%) rispetto allo stesso periodo del 2014. La richiesta di energia elettrica, pari a 237.392 GWh (+1,9%) è stata soddisfatta per l'87,2% dalla produzione nazionale (-1,1%) e per il restante 12,8% dal saldo con l'estero. A livello nazionale, la produzione termoelettrica tradizionale è stata pari a 133.115 GWh, con un incremento del +8,5% rispetto al 2014 ed ha rappresentato il 64,7% dell'offerta produttiva; la produzione di fonte idroelettrica è stata pari a 36.257 GWh (-23,1% rispetto al 2014) rappresentandone il 17,6% mentre la produzione da fonte geotermica, eolica e fotovoltaica è stata pari a 36.427 GWh (+6,6%) coprendo il 17,7% dell'offerta.

Domanda e offerta di energia elettrica cumulata

	(GWh e variazioni tendenziali)		
	fino a 30/09/2015	fino a 30/09/2014	Var. %
Domanda	237.392	233.031	1,87%
- Nord	108.085	108.251	-0,15%
- Centro	71.271	68.696	3,75%
- Sud	35.952	34.191	5,15%
- Isole	22.084	21.893	0,87%
Produzione netta	205.799	204.033	0,87%
- Idroelettrico	36.257	47.130	-23,07%
- Termoelettrico	133.115	122.714	8,48%
- Geotermoelettrico	4.330	4.150	4,34%
- Eolico e fotovoltaico	32.097	30.039	6,85%
Saldo estero	32.899	30.798	6,82%

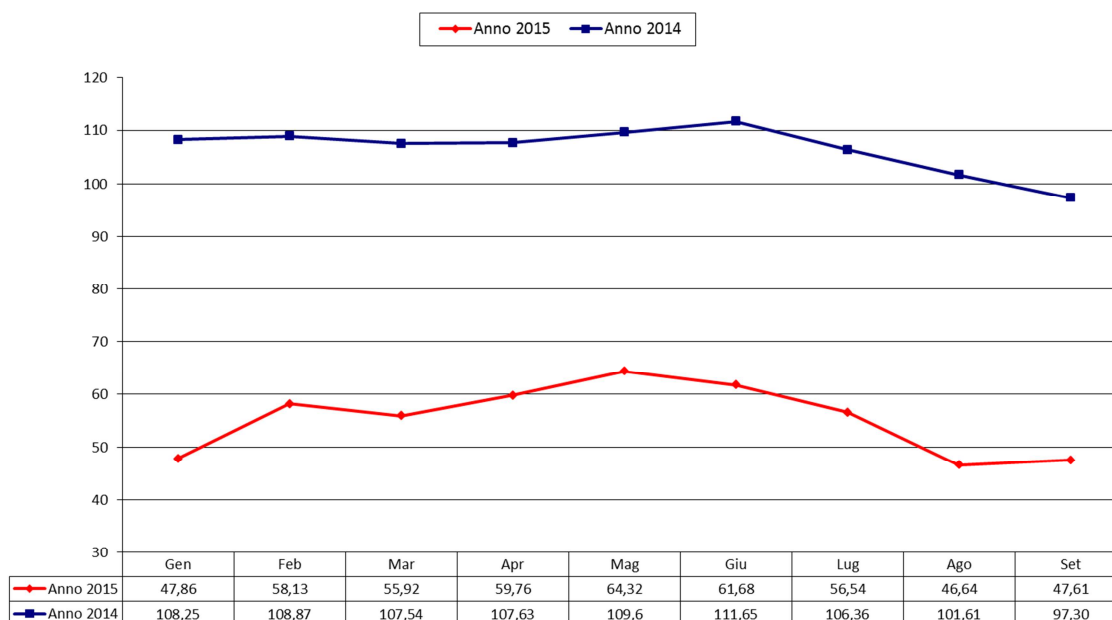
Fonte: elaborazione RIE su dati TERNA

I primi nove mesi del 2015 hanno visto una domanda elettrica in crescita rispetto all'anno precedente. Crescita che si è concentrata principalmente nei mesi estivi di Luglio (+11,9%) ed Agosto (+3,2%) e con minore intensità a Settembre (+1,0%) e sui cui ha influito indubbiamente il fattore climatico. Il valore evidenzia infatti segno positivo (+1,9%) con incrementi che interessano il centro-sud del paese e la Sardegna mentre il nord e la Sicilia risultano ancora a crescita negativa.

Nei primi 9 mesi del 2015 il prezzo medio del greggio è stato pari a 55,38 \$/bbl, in netta riduzione rispetto allo stesso periodo del 2014 (-48,0%). Il cambio \$/€ medio è stato 1,1145 anch'esso in riduzione (-18,3%) rispetto alla media dello stesso periodo del 2014. Per effetto delle precedenti dinamiche, la quotazione media del greggio in euro è stata 49,69 €/bbl nel 2015 in riduzione rispetto al valore medio del 2014 (-36,6%).

Nel terzo trimestre 2015, le quotazioni in dollari del Brent Dated hanno visto una dinamica di sostanziale riduzione rispetto a quella rialzista del trimestre precedente. In particolare in luglio il Brent si è portato a 56,54 \$/bbl, in riduzione di circa 5,14 dollari rispetto a giugno. A seguire nel mese di agosto si è verificato un altro consistente calo delle quotazioni che si sono portate a 46,64 \$/bbl con una nuova riduzione del 17,5% (-9,9 dollari a barile). Settembre ha visto una sostanziale conferma delle quotazioni del mese precedente con un valore medio finale di 47,61 \$/bbl. L'interpretazione dei fondamentali reali suggerisce una persistente condizione di oversupply su scala mondiale ma alcuni segnali di cambiamento emergono, come ad esempio la ripresa dei consumi nell'area OCSE.

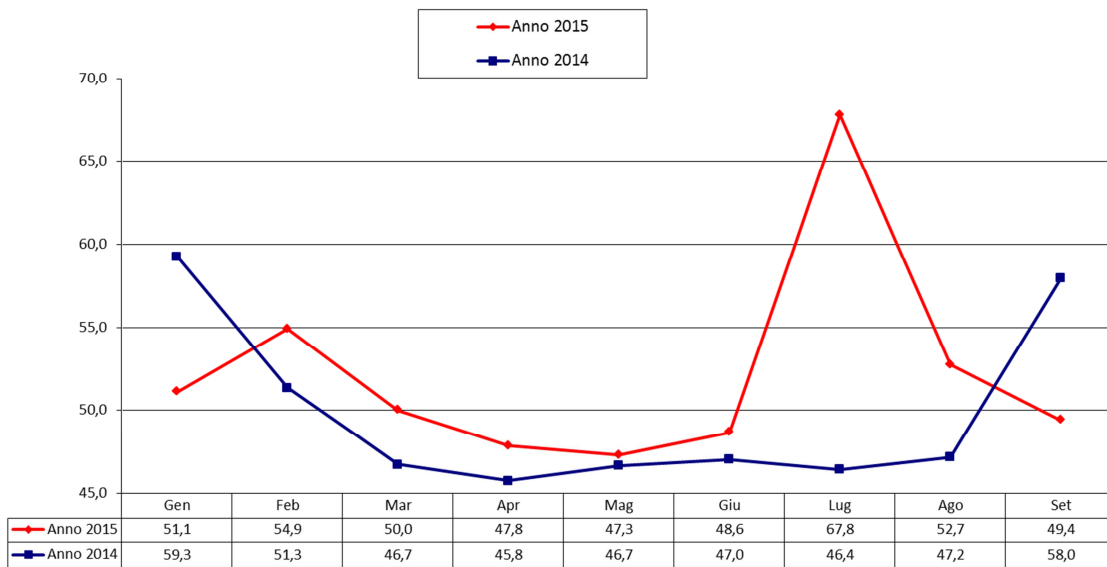
Andamento del Brent (\$/bbl)



Il terzo trimestre del 2015 sulla borsa elettrica¹ si chiude con un prezzo medio di 56,6 €/MWh che al pari del trimestre precedente non rappresenta il valore più basso dall'avvio della piattaforma energetica poiché risulta superiore del +12,1% rispetto a quanto determinatosi nello stesso periodo del 2014. Un trimestre che ha visto un repentino aumento della domanda nei mesi di luglio ed agosto così da passare da un -0,1% del semestre al +2% dei primi nove mesi dell'anno. I prezzi sulla piattaforma spot sembrano aver seguito questa escalation, risultavano infatti sostanzialmente allineati nei primi sei mesi dell'anno (49,5 €/MWh nel 2014 vs 50 €/MWh nel 2015) per ritrovarsi a fine settembre ad un +4,7% rispetto all'anno passato (52,2 €/MWh attuali rispetto a 49,8 €/MWh dei primi nove mesi 2014).

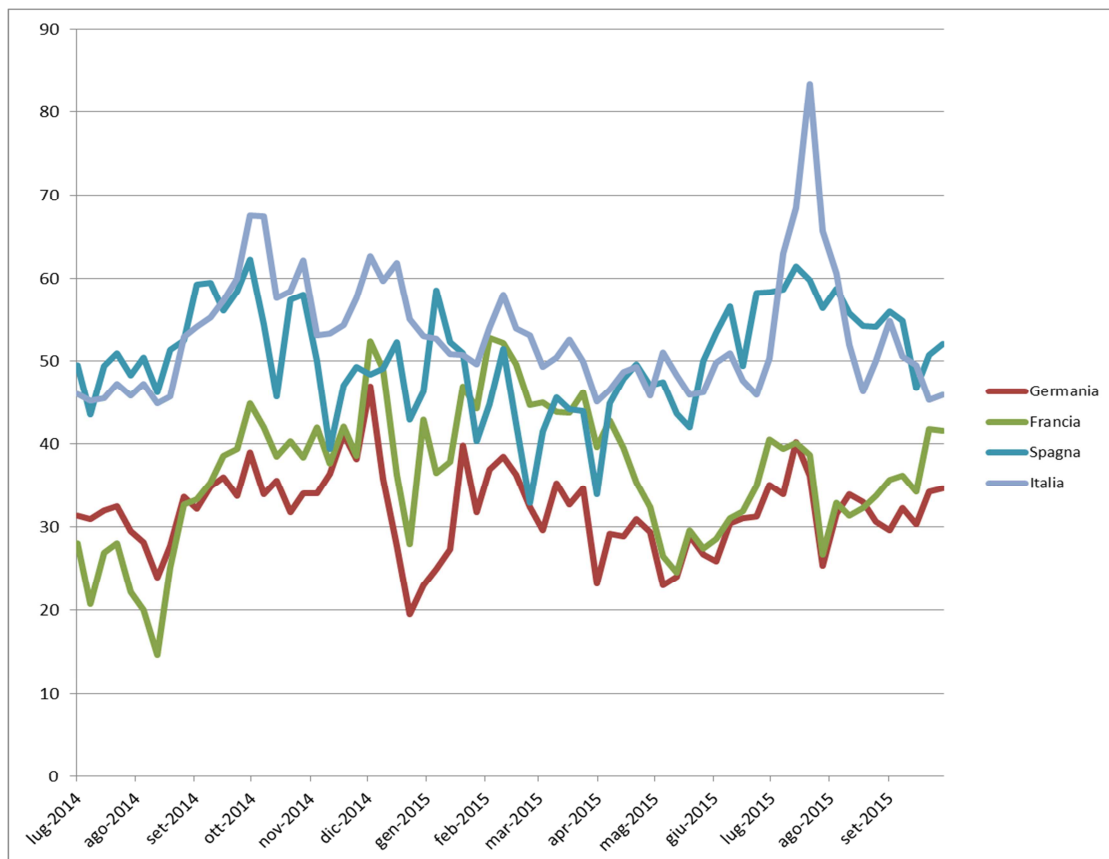
¹ MGP – Mercato del Giorno Prima

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



Riguardo ai prezzi zionali si assiste, nei primi nove mesi, alla localizzazione del prezzo minore (49,6 €/MWh) nella zona Sud ribadendo quanto avvenuto nel 2014. Si conferma inoltre la Sicilia con 57,9 €/MWh la zona a prezzo massimo benché il differenziale con il PUN si mostri notevolmente ridimensionato (risultava infatti +61,5% nel 2014 rispetto al +11,1% attuale).

Le borse elettriche europee hanno espresso, nei primi nove mesi dell'anno, un prezzo medio di 39,7 €/MWh rispetto al PUN medio Ipx pari a 52,1 €/MWh con un differenziale di 12,4 €/MWh in riduzione rispetto ai 15,2 €/MWh del 2014 e ai 22,0 €/MWh del 2013.



Nella tabella seguente è riportato il confronto tra i prezzi *futures* medi dei prodotti *baseload* disponibili per il terzo trimestre 2015. Nei tre mesi da Luglio a Settembre si registrano variazioni in riduzione per tutte le quotazioni dei futures trimestrali. Il future annuale (Dicembre 2016) che quotava 44,7 €/MWh a Gennaio si è portato a 49,0 €/MWh in Luglio per ridursi a 47,8 €/MWh in Settembre (+3,1 €/MWh rispetto a Gennaio).

Luglio 2015 Futures		Agosto 2015 Futures		Settembre 2015 Futures	
mensili	€/MWh	mensili	€/MWh	mensili	€/MWh
ago-15	54,6	set-15	52,8	ott-15	49,3
set-15	54,7	ott-15	52,4	nov-15	49,9
ott-15	52,8	nov-15	51,4	dic-15	51,7
trimestrali	€/MWh	trimestrali	€/MWh	trimestrali	€/MWh
dic-15	52,9	dic-15	52,2	dic-15	50,7
mar-16	51,7	mar-16	51,2	mar-16	50,0
giu-16	44,4	giu-16	44,2	giu-16	43,9
set-16	49,4	set-16	48,1	set-16	48,0
annuali	€/MWh	Annuali	€/MWh	Annuali	€/MWh
dic-16	49,0	dic-16	48,0	dic-16	47,8

Fonte: elaborazioni RIE su dati IDEX

Il Mercato del Gas Naturale

Il terzo trimestre è stato caratterizzato da un sensibile incremento della domanda di gas in luglio e in agosto rispetto ai corrispondenti mesi del 2014, rispettivamente di +17% e +16%. L'aumento risulta legato alle elevate temperature e alla scarsa piovosità che hanno determinato una forte crescita dell'uso del metano nelle centrali termoelettriche (+51% a luglio e +36% ad agosto in confronto al 2014). In settembre i consumi complessivi e termoelettrici di gas sono però tornati sostanzialmente sui livelli dell'anno precedente.

Da inizio 2015 la domanda risulta in aumento dell'8,3% con un «recupero» di 3,6 mld mc rispetto al 2014, dovuto per metà circa ai prelievi invernali delle reti di distribuzione (+9,2%) e per la restante metà all'aumento dei volumi alle centrali saliti del 16,3%. La variazione è invece negativa del 2% per i consumi industriali.

Per quel che riguarda le fonti di approvvigionamento, le importazioni sono cresciute del 7,1% mentre la produzione nazionale è calata del 7,7%. Nei mesi di agosto e settembre è aumentato significativamente il ritmo delle iniezioni in stoccaggio e a fine settembre risultano presenti nei siti circa 10,8 mld mc pari al 90% dello spazio offerto e interamente conferito per il corrente anno termico.

Da inizio 2015, il 50% del gas importato è giunto via Tarvisio (prevalentemente Russia), il 15,8% da Passo Gries (Nord-Europa), il 12,5% da Gela (Libia), il 12,0% da Mazara del Vallo (Algeria) e il 9,7% dal rigassificatore di Rovigo/entry point di Cavarzere (Qatar).

Impieghi e fonti di gas naturale nel periodo gennaio-settembre 2015 e confronto con gli anni precedenti

	2015	2014	2013	2012	2008	Var. % '15/'14	Var. % '15/'13	Var. % '15/'12	Var. % '15/'08
GAS PRELEVATO (Mld mc)									
Impianti di distribuzione	21,4	19,6	23,3	23,0	22,4	9,2%	-8,2%	-7,0%	-4,5%
Usi industriali	9,6	9,8	9,7	9,9	11,2	-2,0%	-1,0%	-3,0%	-14,3%
Usi termoelettrici	15,0	12,9	15,2	19,2	25,2	16,3%	-1,3%	-21,9%	-40,5%
Rete Terzi e consumi di sistema (*)	1,2	1,3	1,3	1,9	2,3	-7,7%	-7,7%	-36,8%	-47,8%
Totale prelevato	47,2	43,6	49,5	54,0	61,1	8,3%	-4,6%	-12,6%	-22,7%
GAS IMMESSO (Mld mc)									
Produzione nazionale	4,8	5,2	5,6	6,2	6,9	-7,7%	-14,3%	-22,6%	-30,4%
Importazioni	45	42	44,7	51,3	56,5	7,1%	0,7%	-12,3%	-20,4%
Stoccaggi	-2,6	-3,6	-0,8	-3,5	-2,3	ns	ns	ns	ns
Totale immesso	47,2	43,6	49,5	54,0	61,1	8,3%	-4,6%	-12,6%	-22,7%

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

Fonte: elaborazioni su dati Snam Rete Gas: provvisori per agosto e settembre 2015.

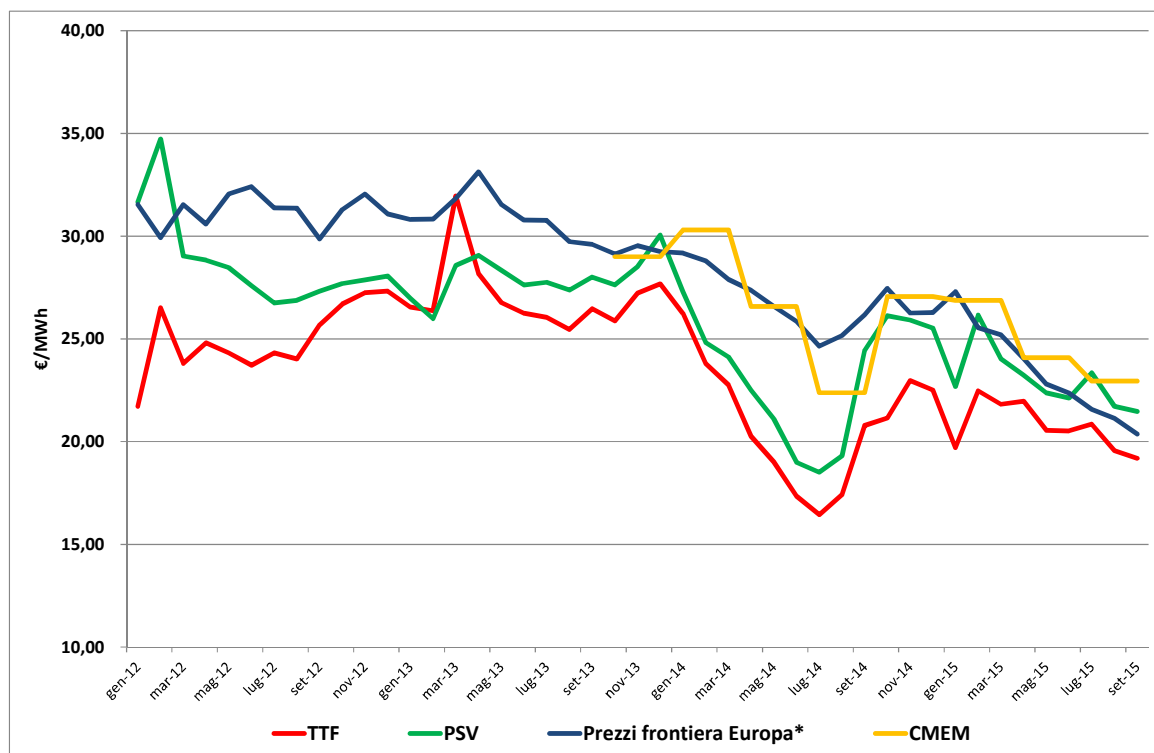
I prezzi europei del gas naturale risultano in generale contrazione nel corso del terzo trimestre 2015. Effetti delle rinegoziazioni e basse quotazioni del petrolio, a cui parte dei volumi importati sono ancora collegati, hanno continuato a spingere al ribasso i pezzi dei contratti a lungo termine (c.d. "prezzi alla frontiera") accentuando la loro progressiva convergenza verso quelli degli scambi a breve agli hubs. Questi ultimi, a loro volta, hanno mostrato tra giugno e settembre una tendenza alla riduzione, a parte un temporaneo modesto rialzo in luglio, più sensibile solo all'hub italiano PSV a causa dell'aumento della domanda termoelettrica.

Complessivamente il mercato europeo rimane lungo con domanda debole e abbondanza di offerta. Anche in settembre, nonostante l'ingresso nella stagione autunnale, le quotazioni spot hanno segnato una diminuzione graduale ma pressoché costante durante tutto il mese, cui ha contribuito negli ultimi giorni il nuovo accordo tra Russia e Ucraina. Se in media il terzo trimestre 2015 segna valori superiori del 7%-9% rispetto al pari periodo 2014, in settembre i prezzi degli hubs risultano inferiori all'anno scorso tra l'8% e il 12%.

Il TTF olandese, che è diventato l'hub europeo più liquido sopravanzando il NBP inglese, fa segnare una media trimestrale di 19,9 €/MWh, ma a fine settembre scende verso i 18 €/MWh, mentre il PSV, piazza europea con i valori più elevati, registra tra giugno e settembre un prezzo medio di 22,2 €/MWh, ma chiude il trimestre con quotazioni sui 20,5 €/MWh. La differenza media nel trimestre tra PSV e TTF è stata di +2,3 €/MWh (+11,6%).

In diminuzione pressoché continua negli ultimi sette mesi anche i prezzi a termine che a settembre negli hubs nord-europei quotano per consegne nel 2016 valori intorno ai 19 €/MWh.

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 C_{MEM} sono stati trasformati in Euro/MWh sulla base di un potere calorifico di 38,52 MJ/mc

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 2015 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 nel terzo trimestre volumi per circa 1 mld mc (3,2 mld mc nei primi nove mesi 2015) di cui l'88% circa nel comparto G+1. I prezzi medi del trimestre sono stati di 22,84 €/MWh nel G+1 e 20,9 €/MWh nel G-1.

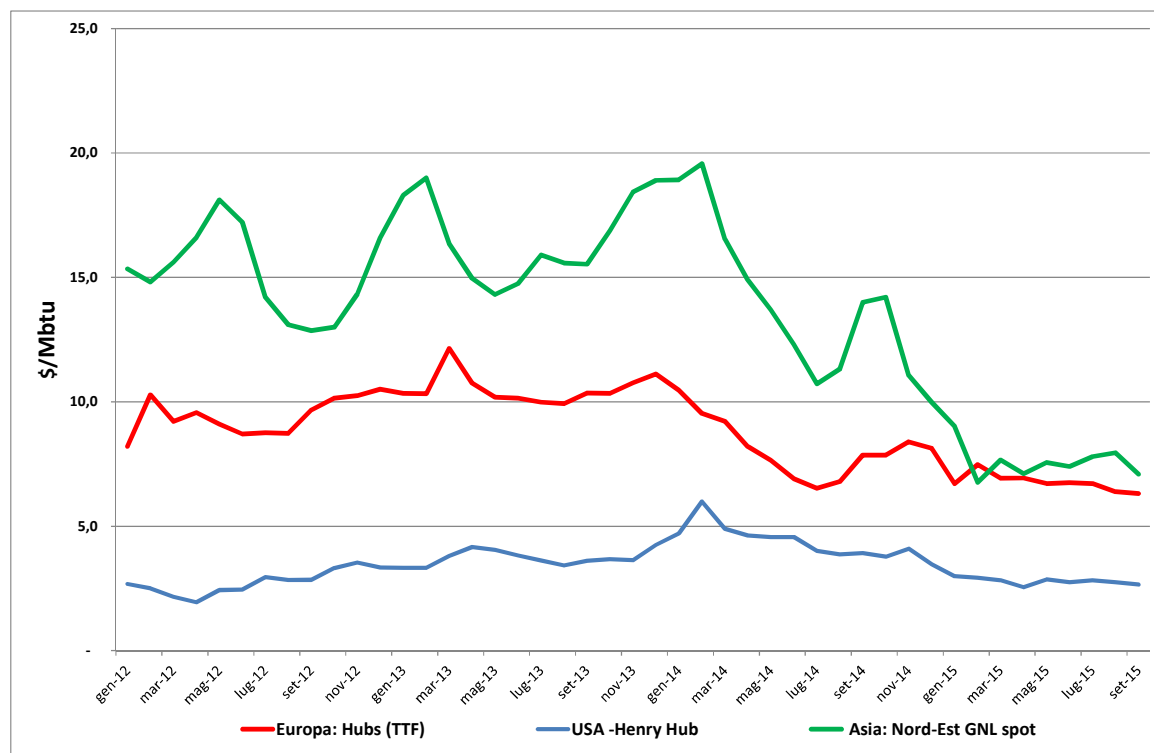
La c.d. "componente CEM", intesa a riflettere il costo di approvvigionamento del gas nel prezzo al mercato tutelato e definita da AEEGSI sulla base delle quotazioni a termine del TTF, è risultata nel terzo trimestre pari a 24,56 c€/mc in diminuzione del 4,7% rispetto al secondo trimestre.

A livello internazionale bassi prezzi del petrolio ed eccesso di offerta hanno proseguito a comprimere i prezzi asiatici del GNL. Quelli dei contratti a lungo termine legati al petrolio sono calati del 50% rispetto a metà 2014 e stimabili a fine trimestre nel range 7-9 \$/Mbtu; mentre gli spot hanno oscillato intorno ai 7,5 \$/Mbtu con una differenza del -38% nei confronti del pari periodo 2014. I prezzi a breve asiatici restano più alti di quelli europei di circa +15% (1 \$/Mbtu pari a circa 3,1 €/MWh), ma la differenza è molto inferiore a quella di settembre 2014 quando sfiorava +80% (6 \$/Mbtu; 16 €/MWh).

L'avvicinamento dei prezzi asiatici ai prezzi europei rende 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 si segnalano prezzi sostanzialmente stabili e sempre molto inferiori alle altre aree di mercato. Nel terzo trimestre l'Henry Hub, principale piazza americana, ha fatto osservare valori medi di 2,8 \$/Mbtu in linea con il trimestre precedente.

Confronto fra prezzi internazionali del gas naturale



Fonti: elaborazioni RIE su dati Platts

Certificati Bianchi (TEE)

Il terzo trimestre 2015 ha visto 12 sessioni di mercato con 851 mila titoli scambiati dove la tipologia II (conseguimento di risparmi di energia primaria attraverso interventi per la riduzione dei consumi di gas naturale) è stata la più trattata (circa il 50% del totale) con prezzi di 102,7 €/tep a luglio ed agosto saliti poi a 105,3 €/tep in settembre. Da inizio anno sono stati scambiati 2.765.000 certificati, con un incidenza del 54,8% da parte della tipologia II ad un prezzo medio di 103,8 €/tep, seguita dalla tipologia I (interventi per la riduzione dei consumi finali di energia elettrica) con 26,9% e prezzo medio di 104,0 €/tep. Rispetto ai prezzi medi annui 2014 la riduzione per le due tipologie principali è dell'8-9%.

Relativamente al mercato dei bilaterali, anche qui nel terzo trimestre la tipologia II è stata la più scambiata con un prezzo medio passato da 98,4 €/tep di luglio a 100,8 €/tep in settembre.

NORMATIVA PRIMI 9 MESI 2015

Il 20 febbraio il Consiglio dei Ministri ha approvato un testo di Disegno di Legge, cd. "DdL Concorrenza 2015", diretto a rimuovere ostacoli regolatori all'apertura dei mercati e a promuovere lo sviluppo della concorrenza. Il capo IV (artt.19-21) 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.

Il testo delle norme del Ddl concorrenza sul superamento delle tutele di prezzo per i piccoli clienti di energia è stato approvato dalla Commissioni riunite Finanze e Attività produttive della Camera. E' stato confermato l'impianto dell'uscita dalle tutele da effettuare a partire dal 2018 a condizione che un report dell'Autorità da pubblicare entro il 30 aprile 2017 confermi il raggiungimento di cinque obiettivi (sito per la comparazione delle offerte, tempi di switching di massimo tre settimane e massimo sei settimane per i conguagli, operatività del Sistema informativo integrato e implementazione del brand unbundling). Se uno dei cinque target non risulterà raggiunto si ripeterà la verifica di sei mesi in sei mesi. Il DDL è attualmente al vaglio delle Aule.

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 per un mercato più integrato, nuove norme per garantire l'approvvigionamento di energia elettrica e gas (con particolare attenzione alla sicurezza degli approvvigionamenti gas), più finanziamenti dell'UE a favore dell'efficienza energetica.

Energia Elettrica

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.

Documento per la consultazione 163/2015/R/ eel "Mercato dell'energia elettrica. Revisione della disciplina degli sbilanciamenti effettivi" - pubblicato il 9 aprile 2015

Con il DCO in oggetto l'Autorità consulta la compagine degli operatori elettrici su nuove proposte di regolazione riguardanti la revisione del meccanismo di calcolo dei prezzi di sbilanciamento, attualmente disciplinata dagli Art. 39 e 40 della Deliberazione n.111/06. Tale DCO è pubblicato dal Regolatore in esito alla sentenza del Consiglio di Stato del 20 marzo 2015, n. 1532, con la quale sono state annullate le precedenti disposizioni regolatorie contenute nelle deliberazioni 342/2012/R/eel e 285/2013/R/eel che avevano introdotto interventi urgenti in materia di contenimento degli oneri di dispacciamento. Le proposte di revisione illustrate nel DCO sono finalizzate a correggere quegli elementi distorsivi che, secondo l'AEEGSI, caratterizzano l'attuale meccanismo per il calcolo dei prezzi di sbilanciamento, nelle more della realizzazione di una più ampia ed organica riforma della disciplina degli sbilanciamenti che verrà introdotta dall'Autorità nei prossimi mesi, anche al fine di assicurare la piena compatibilità del quadro regolatorio nazionale con le disposizioni del futuro Codice di rete Europeo per il bilanciamento - *Balancing Network Code*, la cui entrata in vigore è prevista per il 2016. Nell'ambito dell'attuale schema di calcolo, l'Autorità ritiene che sussistano elementi distorsivi connessi al fatto che nel calcolare i segni e i prezzi di sbilanciamento si tiene conto anche di offerte accettate da Terna nel MSD per finalità diverse dalla mera correzione dello sbilanciamento. Al fine di rimuovere detti elementi distorsivi, il Regolatore propone che nella determinazione dei segni e dei prezzi di sbilanciamento siano considerate esclusivamente le offerte accettate da Terna su MSD per finalità di bilanciamento, ovvero accettate al solo fine di correggere lo sbilanciamento complessivo della macrozona. In particolare, la proposta individuata dall'Autorità prevede l'adozione di misure volte ad escludere dal calcolo dello sbilanciamento tutte le offerte accettate nel MSD afferenti servizi non direttamente riconducibili alla correzione dello sbilanciamento.

Approvato dalla Commissione europea il Codice Ue sull'allocazione della capacità: La Commissione Europea ha adottato il Codice di rete europeo sull'allocazione della capacità e la gestione delle congestioni (CACM) che delinea un quadro legale per gli scambi di elettricità in Europa e rende legalmente vincolante il market coupling. La Ue stima che il market coupling genererà risparmi complessivi per i consumatori europei tra i 2,5 e i 4 miliardi di euro all'anno. Il Codice è stato pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale Ue del 25 luglio ed è entrato in vigore il 14 agosto.

La Commissione Ue ha presentato un pacchetto estivo su clima e energia: si tratta di un insieme di misure definite da una proposta di direttiva per la riforma dell'ETS, due comunicazioni, rispettivamente su

un nuovo disegno del mercato elettrico e per un rilancio del ruolo del consumatore energetico – il c.d. “New Deal dei consumatori” – e, infine, una proposta di regolamento sull'etichettatura energetica. Il pacchetto si inserisce nel più ampio disegno sull'Unione Energetica previsto dalla Commissione Juncker.

Consultazione AEEGSI su tariffe di trasmissione distribuzione e misura per il quinto periodo di regolazione dell'elettricità (dco 335/2015/R/eel e dco 446/2015/R/eel).

L'Autorità per l'energia ha presentato i primi orientamenti in relazione alla fissazione dei vincoli di ricavo, alla struttura delle tariffe e ai connessi meccanismi di perequazione per le tariffe di trasmissione distribuzione e misura per il nuovo periodo regolatorio. Ampia la revisione delle attuali regole a partire dal periodo regolatorio di cui si propone il prolungamento ad otto anni con suddivisione in due periodi (2016-2019 e 2020-2023). Il primo periodo si propone come una transizione rispetto al cambiamento totale dei meccanismi di determinazione delle tariffe previsti a partire dal 2020.

Nel documento il regolatore conferma l'intenzione di effettuare una “profonda riforma” dello schema di regolazione vigente, passando a logiche di riconoscimento dei costi basate sulla “spesa totale”, intesa come somma di spese di esercizio e spese di investimento (metodologia definita dal regolatore “Totex”). Passaggio che avverrà con gradualità. L'idea dell'Aeeegsi è quindi di dividere in due parti il periodo di regolazione, di cui si conferma l'allungamento a sei anni: una prima parte dal 2016 al 2019 in cui adottare soluzioni in sostanziale continuità con l'attuale periodo regolatorio e una seconda 2020 – 2023 in cui dare prima applicazione alla metodologia Totex, limitatamente alle imprese di maggiore dimensione. In questa prospettiva per quanto riguarda il meccanismo di aggiornamento infra-periodo l'Autorità ipotizza di sottoporre a revisione gli obiettivi di variazione del tasso annuo di recupero di produttività (X-factor) alla fine del primo triennio. La metodologia Totex in prima applicazione si applicherà a Terna e alle cinque imprese di distribuzione di più grande dimensione.

Deliberazione AEEGSI n. 447/2015/r/eel del 24 settembre 2015: differimento dell'efficacia della disciplina del codice di rete tipo per il servizio di trasporto dell'energia elettrica approvato con delibera 268/2015/R/EEL. Con la presente delibera si stabilisce di differire l'efficacia delle previsioni relative alle garanzie contrattuali e, per ragioni di coerenza, delle previsioni relative alle tempistiche per l'emissione delle fatture e alla loro scadenza di pagamento allineandone la data di efficacia a quella prevista per l'efficacia delle altre disposizioni, vale a dire l'1 gennaio 2016 rispetto alla precedente data del 1 ottobre 2015.

Delibera AEEGSI del 10 settembre 2015 n. 437/2015/R/efr: Approvazione dell'aggiornamento delle regole di funzionamento del mercato dei titoli di efficienza energetica (certificati bianchi), al fine di attribuire al GME il ruolo di controparte centrale. Con la presente deliberazione viene approvato l'aggiornamento delle regole di funzionamento del mercato dei titoli di efficienza energetica (certificati bianchi), proposte - ai sensi del Regolamento vigente - dal GME. Le modifiche hanno la finalità di attribuire al GME il ruolo di controparte centrale e sono state oggetto di consultazione da parte dello stesso GME.

Approvato Codice Ue sulle connessioni HVDC. L'11 settembre scorso gli stati membri hanno approvato il Codice di Rete europeo sulle connessioni ad alta tensione in corrente continua (HVDC). Si tratta del terzo Codice Ue finora ad arrivare in fondo alla procedura di comitologia, che attende ancora l'esame del Parlamento e del Consiglio. Se ne prevede l'adozione definitiva nella prima parte del 2016. La Entso-E, associazione europea dei gestori delle reti di trasmissione, ha osservato che finora pochi paesi hanno codici sul HVDC e molti di essi definiscono specifiche e requisiti progetto per progetto. Secondo Entso-E l'approvazione “arriva in un momento particolarmente opportuno poiché armonizza lo sviluppo della tecnologia HVDC usata nella costruzione degli interconnector (es. quello Irlanda-Gran Bretagna, o attraverso il Mare del Nord o il Mediterraneo), nella connessione degli impianti offshore alla rete e anche per le connessioni onshore di lunga distanza (es. tra la Germania del Nord e del Sud)”.

Gas

Un **Decreto Ministeriale** del 6 febbraio 2015 (GU del 23 febbraio) del Ministero dello Sviluppo Economico 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 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 è quantificata in

6,843 mld mc, 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 è collocata tramite aste. Riguardo la profilazione delle erogazioni il DM ha ridotto ulteriormente l'erogazione massima giornaliera e mensile per novembre e dicembre e aumentata quella 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. A fine giugno tutta la capacità risulta conferita.

Con **deliberazione n. 133/2015** del 26 marzo 2015 (*“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 per l'anno termico 2015-2016. In sintesi l'Autorità di regolazione:

- mantiene il riferimento alle quotazioni del gas all'hub olandese TTF, in considerazione dell'insufficiente grado di sviluppo della liquidità delle negoziazioni all'hub italiano PSV rispetto agli standard europei;
- 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^{BL} e CV^{OS}) ora compresi nella componente del costo di approvvigionamento della materia prima (c.d. “C_{MEM}”); 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”);
- per quanto riguarda gli anni termici successivi al biennio 2015-2016, rinvia a successivo provvedimento 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”).

Con **deliberazione AEEGSI n. 271/2015/R/Com** del 4 giugno (*“Avvio di procedimento per la definizione del percorso di riforma dei meccanismi di mercato per la tutela di prezzo dei clienti domestici e delle piccole imprese nei settori dell'energia elettrica e del gas naturale - Tutela 2.0”*) il Regolatore ha dato il via ad un procedimento che dovrebbe, entro dicembre 2015, definire una roadmap per la revisione dei meccanismi di tutela dei prezzi gas ed elettricità. Nel precisare l'obiettivo del procedimento AEEGSI non parla di superamento della tutela, ma di «graduale assorbimento degli esistenti contratti di fornitura degli attuali sistemi di prezzo» e di un passaggio ad una «tutela 2.0». Il Regolatore sottolinea che la roadmap non interferisce con il processo di abrogazione dei prezzi tutelati prevista dal 2018 nel “DdL concorrenza” attualmente in discussione in Parlamento. La roadmap dovrà definire percorsi differenziati dando eventuale priorità alle piccole imprese nel settore elettrico.

Con **documento di consultazione 275/2015/R/com** del 9 giugno 2015 (*“Criteri per la determinazione e l'aggiornamento del tasso di remunerazione del capitale investito per le regolazioni infrastrutturali dei settori elettrico e gas. Orientamenti iniziali”*) AEEGSI ha presentato “orientamenti iniziali” diretti ad “un'ampia revisione” dei criteri per la determinazione del WACC delle infrastrutture regolate nei settori elettricità e gas. Tra gli obiettivi quello di valutare la possibilità di convergere verso una metodologia e tempistica comune di calcolo per tutte le infrastrutture dal 2016, attraverso l'unificazione dei parametri utilizzati per la determinazione del WACC ad eccezione di quelli specifici dei singoli servizi. Tra le più importanti proposte di modifica quelle sulla c.d. componente “free risk”.

Non viene ancora fornita una stima dell'impatto complessivo della riforma sulla remunerazione che è presumibilmente da attendersi in riduzione.

Con **Documento di consultazione n. 449/2015/R/gas** del 24 settembre 2015 (Mercato del gas naturale: revisione della componente QVD a copertura dei costi di commercializzazione al dettaglio) AEEGSI ha sottoposto orientamenti per la revisione della Quota di Vendita al Dettaglio dal 1 gennaio 2016, proponendo modalità alternative sia in termini di attribuzione dei costi riconosciuti (in continuità con il passato o sulla base di dati desumibili da bilanci pre-consuntivi 2014) sia riguardo l'ipotesi di introdurre o

meno una differenziazione territoriale della parte fissa della componente, avendo il Regolatore rilevato un aumento della morosità particolarmente dei condomini e con sensibili differenze per aree regionali. La revisione del valore riguarderebbe solo la quota fissa e per i condomini potrebbe essere significativamente modificata al rialzo (dagli attuali 75,86 €/PdR fino a 242-255 €/PdR a seconda della soluzione che verrà scelta).

REMIT - Regulation on Wholesale Energy Market Integrity and Transparency, No 1227/2011

L'obiettivo del regolamento Remit è di garantire l'integrità e la trasparenza dei mercati energetici all'ingrosso per evitare l'abusi. Esso introduce di fatto due principali prescrizioni:

- 1) L'obbligo per chi dispone di informazioni privilegiate relative ad un prodotto energetico di comunicarle al sistema di monitoraggio;
- 2) L'obbligo di trasmissione delle informazioni relative alle operazioni effettuate sul mercato all'ingrosso dell'energia per consentire il monitoraggio del mercato stesso

Circa il punto 1, il Regolamento (UE) n. 1227/2011 del Parlamento europeo ha stabilito regole volte a prevenire pratiche abusive nei mercati all'ingrosso dell'energia elettrica e del gas naturale attraverso il divieto di manipolazione di mercato e di abuso di informazioni privilegiate ponendo in capo agli operatori di mercato l'obbligo di comunicare in modo efficace e tempestivo le informazioni privilegiate di cui dispongono: "in relazione alle imprese o agli stabilimenti che l'operatore di mercato interessato, l'impresa madre o un'impresa collegata possiede o controlla oppure per i cui aspetti operativi l'operatore di mercato o l'impresa è responsabile in tutto o in parte". Attualmente Iren pubblica le informazioni privilegiate attraverso il proprio sito e sta valutando di usufruire della Piattaforma dedicata istituita dal GME per la trasmissione standard delle stesse. La Piattaforma per le Informazioni Privilegiate del GME entrerà in funzione entro l'anno.

Circa il punto 2, il 7 gennaio 2015 è entrato in vigore il Regolamento di esecuzione (UE) n. 1348/2014 della Commissione Europea, che individua le informazioni relative ai prodotti energetici all'ingrosso e ai dati fondamentali che gli operatori di mercato sono tenuti a segnalare ad ACER (Agenzia Cooperazione Regolatori Energia), nonché le modalità e i tempi per l'adempimento di tale obbligo di segnalazione. Il regolamento prevede un avvio graduale per l'assolvimento degli obblighi di comunicazione. La prima scadenza è riferita ai Contratti standard scambiati nei mercati regolamentati che dal 7/10/2015 (gas+power) devono essere trasmessi ad ACER. Entro aprile 2016 l'obbligo scatterà anche per i contratti non standard negoziati al di fuori dei mercati regolamentati per il GNL e per i contratti di trasporto. Nel corso del mese di settembre, Iren Mercato ha attivato il servizio offerto dal GME per il servizio di data reporting per la predisposizione dei report e la relativa trasmissione ad ACER delle informazioni circa le operazioni effettuate nell'ambito del GME e di quelle effettuate in altri mercati/piattaforme.

FATTI DI RILIEVO DEL PERIODO

Interventi di Razionalizzazione organizzativa

A partire da gennaio 2015 le società del Gruppo Iren sono state oggetto di alcuni interventi di riorganizzazione che hanno visto un forte *commitment* della nuova Governance, con 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.

Sono inoltre state costituite 4 Direzioni, denominate Business Unit (BU), per il coordinamento e l'indirizzo delle Società operanti nei rispettivi settori di mercato, alle dipendenze dell'Amministratore Delegato della Capogruppo. In particolare tali BU saranno:

- Business Unit Ambiente
- Business Unit Energia
- Business Unit Mercato
- Business Unit Reti

L'organizzazione della Capogruppo è stata oggetto di un primo intervento di razionalizzazione che ha visto da gennaio 2015 una semplificazione delle direzioni centrali.

E' stata inoltre 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.

Da febbraio sono inoltre confluite in Iren S.p.A., attraverso l'istituto del distacco, le risorse provenienti dalla diverse società di primo livello e controllate del Gruppo, in coerenza con le attività accentrate.

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

Nel corso del mese di giugno sono stati stipulati, con efficacia 1° luglio 2015, gli atti di cessione dei rami d'azienda delle funzioni di staff corporate delle società controllate ad Iren S.p.A.. Le risorse provenienti da queste società sono pertanto entrate nell'organico della Capogruppo.

Conseguentemente il Gruppo Iren è organizzato nelle seguenti Direzioni di staff:

- "Segreteria Societaria", "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;
- "Internal Audit e Compliance", "Corporate Social Responsibility e Comitati Territoriali", "Risk Management" e "Affari Societari" facenti capo al Vice Presidente.

Dal 1° luglio 2015, a completamento del percorso di razionalizzazione della macrostruttura avviato, sono state accentrate nella Capogruppo Iren S.p.A. anche le funzioni "Affari Legali", "Affari Regolatori e Pianificazione e Controllo" delle società controllate di primo livello.

Inoltre, in coerenza con il Piano Industriale approvato a giugno dal Consiglio di Amministrazione:

- la Business Unit Energia coordinerà anche le aree teleriscaldamento e impianti energetici ad oggi in Iren Emilia S.p.A.;
- la Business Unit Mercato coordinerà inoltre l'Unità Organizzativa Servizi Commerciali ad oggi in Iren Emilia e Call center ad oggi in Iren Servizi e Innovazione;
- la Business Unit Reti coordinerà anche le aree distribuzione elettrica (AEM Torino Distribuzione), illuminazione pubblica e servizio semaforico (ad oggi in Iren Servizi e Innovazione).

Progetto IrenOne

Dai primi mesi del 2015 è stato attivato il nuovo sistema applicativo E.P.M. (Enterprise Performance Management) le cui caratteristiche fondamentali rispondono all'esigenza di disporre a livello di Gruppo di una piattaforma unica per il consolidamento, tale da garantire l'allineamento degli aspetti civilistico-gestionali, nonché di uniformare le dimensioni di analisi gestionale a servizio del management di Gruppo.

Dal 1° luglio 2015 il Gruppo Iren ha avviato l'utilizzo progressivo di un unico sistema ERP e gestionale di tesoreria abilitante l'adozione del nuovo modello di tesoreria accentrata in capo ad Iren S.p.A.. Quanto sopra, oltre al già avviato utilizzo di un unico sistema EPM per le fasi di consolidamento statutory e gestionale, costituisce un passaggio fondamentale nella realizzazione del Programma IrenOne, che si completerà con l'adozione da parte delle Società del Gruppo di un unico modello ERP, EPM e di tesoreria accentrata dal 1° gennaio 2016.

Finanziamenti Bancari

In merito alle operazioni di finanziamento compiute nei primi nove mesi del 2015 si evidenzia che sono stati perfezionati ed utilizzati nuovi finanziamenti a medio lungo termine per complessivi 250 milioni di euro. Per ulteriori elementi di dettaglio si rinvia al capitolo "Gestione Finanziaria" della presente relazione.

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

Con riferimento all'operazione di fusione per incorporazione di Società 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 efficacia 1° febbraio 2015 degli effetti civilistici, mentre per gli effetti contabili e fiscali è prevista la retroattività 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. Con lo stesso atto Sviluppo Idrico S.p.A. ha assunto la denominazione sociale di Acque Potabili S.p.A..

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 avuto efficacia retroattiva, in quanto è stabilito che la sentenza debba applicarsi dal giorno successivo alla sua pubblicazione nella Gazzetta Ufficiale (11 febbraio 2015).

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 è 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 CO₂. Al 30 settembre 2015 sono stati sostituiti circa 10.000 apparecchi di illuminazione.

Cessione rami d'azienda di 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, con efficacia dal 1° luglio 2015, 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.

Fermo restando l'aggiustamento del prezzo alla data di trasferimento, il corrispettivo della cessione del Ramo Ligure pagato da Iren Acqua Gas S.p.A. ad Acque Potabili S.p.A. alla data di efficacia del trasferimento del ramo d'azienda e della partecipazione totalitaria detenuta nella società Acquedotto di Savona S.p.A., è di circa 32,9 milioni di Euro, al netto di un debito finanziario di 14,6 milioni di Euro circa, mentre il corrispettivo della cessione del Ramo ATO 3 Torinese, pagato da Società Metropolitana Acque Torino S.p.A. ad Acque Potabili S.p.A. nella medesima data, è di circa 32,9 milioni di Euro, al netto di un debito finanziario di 14,6 milioni di Euro

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 è stato 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 pertanto 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.

Cariche sociali

Il Consiglio di Amministrazione di Iren S.p.A., riunitosi in data 28 aprile 2015, al termine dei lavori della suddetta Assemblea dei Soci, ha confermato il Dr. Vito Massimiliano Bianco quale Amministratore Delegato della multiutility.

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.

Il 4 giugno 2015 il Consiglio di Amministrazione di IREN S.p.A. ha nominato Ettore Rocchi quale Vice Presidente della società, in sostituzione di Andrea Viero.

Inoltre, il Consiglio di Amministrazione di IREN S.p.A. al fine di reintegrare la sua composizione numerica ha cooptato, ai sensi e per gli effetti dell'art. 2386 del codice civile, Moris Ferretti che è in possesso dei requisiti di indipendenza.

Il Consiglio di Amministrazione di IREN S.p.A. ha preso atto che in conseguenza dell'attribuzione della carica di Vice Presidente al Professor Rocchi, lo stesso non riveste più i requisiti di indipendenza di cui era in possesso al momento della nomina a Consigliere. Il Consiglio di Amministrazione ha pertanto nominato in sua sostituzione Moris Ferretti quale componente del Comitato per la Remunerazione e le Nomine.

Piano Industriale al 2020

Il 17 giugno 2015 il Consiglio di Amministrazione di IREN S.p.A. ha approvato il piano industriale 2015-2020 del Gruppo Iren.

Il piano industriale al 2020 rappresenta il "ponte" verso la nuova IREN che, attraverso continua innovazione, razionalizzazione ed efficientamento di processi interni, selettività degli investimenti per profittabilità e attenzione verso le nuove esigenze dei clienti mira a divenire polo aggregatore e motore dello sviluppo nei suoi territori di riferimento.

Le linee guida strategiche del piano industriale sono rappresentate da:

- integrazione ed efficienza finalizzate all'ottenimento di importanti sinergie;
- centralità del Cliente che da fruitore diventa protagonista del servizio, attraverso sistemi di comunicazione e customer care digitali e innovativi;
- innovazione trasversale intesa non come elemento a sé stante, ma come mindset che permea tutta la vita e le azioni del Gruppo;
- sviluppo sostenibile in termini ambientali e finanziari che si tradurrà nella scelta di investimenti ad alto valore aggiunto per il Gruppo e il territorio.

Il Piano industriale, nel suo arco temporale, prevede un incremento significativo dell'EBITDA (oltre il 34%). Gli investimenti cumulati sono quantificati in circa 1,8 miliardi di euro, di cui 630 milioni di euro in sviluppo. Sul totale degli investimenti, 450 milioni di euro saranno dedicati a progetti aventi caratteristiche tecnologiche innovative.

E' previsto un decremento rilevante dell'indebitamento che unitamente alla crescita dell'EBITDA porterà a fine periodo di piano ad una drastica riduzione (circa il 38%) del Rapporto Indebitamento Finanziario Netto/EBITDA.

Razionalizzazione partecipazioni

Coerentemente a quanto esplicito in termini organizzativi, il Consiglio di Amministrazione di IREN S.p.A. il 28 luglio ha approvato, in coerenza con la semplificazione del modello di business definito nel Piano Industriale, l'avvio di un progetto operativo di razionalizzazione della struttura societaria di Gruppo.

Il progetto che sarà completato entro il prossimo mese di dicembre, prevede un accentramento delle società integralmente controllate con una riduzione significativa del numero delle società. Tale progetto determinerà una riduzione dei costi operativi e maggior chiarezza nella responsabilità dei risultati e nel raggiungimento degli obiettivi, oltre ad essere fattore determinante nel processo di integrazione del Gruppo.

Il Gruppo sarà organizzato in Business Unit (Energia, Mercato, Reti, Ambiente) e l'attività operativa sarà svolta dalle quattro società risultanti dal processo di riorganizzazione.

In particolare, sarà costituita un'unica società per la gestione dei servizi a rete (distribuzione energia elettrica, distribuzione gas e ciclo idrico integrato), che rappresenterà un importante polo per il raggiungimento di sinergie e per lo sviluppo di progetti innovativi nella gestione delle infrastrutture a servizio dei territori.

CRITERI DI REDAZIONE

CONTENUTO E FORMA

Il resoconto intermedio di gestione su base consolidata al 30 settembre 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, ad eccezione di quanto segue.

Il 12 dicembre 2013 lo IASB ha emesso un insieme di modifiche agli IFRS: si tratta dei cd. miglioramenti annuali, *Annual Improvements to IFRSs – 2010-2012 Cycle* e *Annual Improvements to IFRSs – 2011-2013 Cycle*, omologati rispettivamente il 17 e il 18 dicembre 2014. Tra gli altri, i temi più rilevanti trattati in tali emendamenti sono: a) la definizione di condizioni di maturazione nell'IFRS2 – *Pagamenti basati su azioni*; b) il raggruppamento dei segmenti operativi nell'IFRS8 – *Segmenti operativi*; c) la definizione dei dirigenti strategici con responsabilità strategiche nello IAS24 – *Informativa sulle parti correlate*; d) l'esclusione dall'ambito di applicazione dell'IFRS3 – *Aggregazioni aziendali* di tutti i tipi di accordi a controllo congiunto e e) alcuni chiarimenti sulle eccezioni all'applicazione dell'IFRS13 – *Misurazione del fair value*.

L'applicazione dei nuovi principi sopra indicati non ha comportato impatti significativi sulla redazione del resoconto intermedio di gestione.

PRINCIPI CONTABILI, EMENDAMENTI ED INTERPRETAZIONI NON ANCORA APPLICABILI E NON ADOTTATI IN VIA ANTICIPATA DAL GRUPPO

Si segnalano inoltre i seguenti Principi contabili, emendamenti ed interpretazioni non ancora applicabili alla data del presente resoconto intermedio di gestione e non adottati in via anticipata dal gruppo Iren.

- Nel mese di luglio 2014 lo IASB ha pubblicato il principio IFRS 9 "Strumenti finanziari". Il principio è il risultato di un processo iniziato nel 2008 a seguito della crisi economico-finanziaria, avente come obiettivo quello di riscrivere interamente le regole contabili di rilevazione e valutazione degli strumenti finanziari previste dallo IAS 39. In sintesi le disposizioni dell'IFRS9 riguardano:
 - i criteri per la classificazione e valutazione delle attività e passività finanziarie. In particolare, per le attività finanziarie il nuovo principio utilizza un unico approccio basato sulle modalità di gestione degli strumenti finanziari e sulle caratteristiche dei flussi di cassa contrattuali delle attività finanziarie stesse al fine di determinarne il criterio di valutazione, sostituendo le diverse regole previste dallo IAS 39. Per le passività finanziarie, invece, la principale modifica avvenuta riguarda il trattamento contabile delle variazioni di *fair value* di una passività finanziaria designata come valutata al fair value attraverso il conto economico, nel caso in cui queste siano dovute alla variazione del merito creditizio della passività stessa. Secondo il nuovo principio, tali variazioni devono essere rilevate negli Altri utili/(perdite) complessivi e non transiteranno più nel conto economico;

- l’impairment delle attività finanziarie. Il principio stabilisce che l’entità debba rilevare le perdite attese sulle proprie attività finanziarie, dove per “perdita” si intende il valore attuale di tutti i futuri mancati incassi, fornendo altresì adeguate informazioni in merito ai criteri di stima utilizzati;
- operazioni di copertura (hedge accounting). L’IFRS 9 introduce alcuni significativi cambiamenti che riguardano principalmente il test di efficacia, in quanto viene abolita la soglia dell’80-125% e sostituita da un test oggettivo che verifica la relazione economica tra strumento coperto e strumento di copertura, la contabilizzazione del costo della copertura, l’ampliamento degli elementi coperti e dell’informativa richiesta.

L’IFRS 9 sarà applicabile in modo prospettico a partire dal 1° gennaio 2018.

- Il 21 novembre 2013 lo IASB ha pubblicato alcuni emendamenti minori allo IAS 19 “Benefici ai dipendenti”. Tali emendamenti, omologati il 17 dicembre 2014 ed applicabili in modo retrospettivo dal 1° gennaio 2016, riguardano la semplificazione del trattamento contabile delle contribuzioni ai piani a benefici definiti da parte dei dipendenti o di terzi in casi specifici.
- Nel mese di maggio 2014 lo IASB ha emesso un emendamento al principio IFRS 11 “Accordi a controllo congiunto” che fornisce le linee guida relative al trattamento contabile da adottare in caso di acquisizioni di partecipazioni in accordi a controllo congiunto, la cui attività incontri la definizione di “business” così come definito dall’IFRS 3 “Aggregazioni di imprese”. La modifica è applicabile a decorrere dal 1° gennaio 2016.
- La modifica ai principi IAS 16 “Immobili, impianti e macchinari” e IAS 38 “Attività immateriali” emessa dallo IASB nel mese di maggio 2014, chiarisce che l’utilizzo del metodo del ricavo quale parametro per il calcolo dell’ammortamento delle attività materiali ed immateriali non è appropriato, in quanto i ricavi generati da un’attività che comporta l’utilizzo di *assets* materiali o immateriali riflettono generalmente fattori diversi dal deterioramento dei rendimenti economici insiti negli *assets* stessi. La modifica è applicabile a decorrere dal 1° gennaio 2016.
- Nel mese di gennaio 2014 lo IASB ha pubblicato il principio IFRS 14 “Poste di bilancio differite di attività regolamentate”, che consente alle entità che adottano per la prima volta i principi contabili internazionali IAS/IFRS di continuare a valutare le poste di bilancio legate ad attività regolamentate in conformità ai principi contabili precedentemente utilizzati. Il presente principio sarà applicabile con decorrenza dal 1° gennaio 2016.
- In data 28 maggio 2014 lo IASB ha emesso il principio IFRS 15 “Ricavi da contratti con i clienti”. Scopo del nuovo principio è stabilire i criteri da adottare al fine di fornire agli utilizzatori del bilancio informazioni riguardanti la natura, l’ammontare e le incertezze legate a ricavi e flussi di cassa derivanti da contratti in essere con i clienti. Il principio in oggetto trova applicazione qualora ricorrano contemporaneamente le seguenti condizioni:
 - i. le parti hanno approvato il contratto e si sono impegnate ad eseguire le rispettive obbligazioni;
 - ii. i diritti di ciascuna delle parti riguardanti i beni e i servizi da trasferire nonché i termini di pagamento sono stati identificati;
 - iii. il contratto stipulato ha sostanza commerciale (i rischi, la tempistica o l’ammontare dei flussi di cassa futuri dell’entità possono modificarsi quale risultato del contratto);
 - iv. sussiste la probabilità di incassare e pagare gli importi legati alla esecuzione del contratto.
 Il nuovo principio, che sostituirà lo IAS 18 “Ricavi” e lo IAS 11 “Lavori in corso su ordinazione”, sarà applicabile a decorrere dal 1° gennaio 2018.
- Nel mese di agosto 2014 lo IASB ha emesso un emendamento al principio IAS 27 - *Bilancio separato* che reintroduce la possibilità di valutare le partecipazioni in controllate, collegate e accordi a controllo congiunto con il metodo del patrimonio netto nel bilancio separato. La modifica è applicabile a decorrere dal 1° gennaio 2016.
- In data 11 settembre 2014 lo IASB ha emesso un emendamento allo IAS 28 che disciplina il trattamento degli utili/perdite derivanti da transazioni “upstream” o “downstream” tra una società e una sua collegata o joint venture, distinguendo tra cessioni di business come definiti dall’IFRS 3

(riconoscimento totale) e semplici asset (riconoscimento parziale). La modifica è applicabile a decorrere dal 1° gennaio 2016.

- Il 24 settembre 2014 lo IASB ha emesso un insieme di modifiche agli IFRS (*Annual Improvements to IFRSs – 2012-2014 Cycle*) che riguardano principalmente: a) alcune precisazioni relative alle “attività destinate alla distribuzione ai soci” nell’ambito dell’*IFRS5 – Attività destinate alla vendita*; b) la definizione del tasso di attualizzazione ai fini dello *IAS19 – Benefici ai dipendenti*. La modifica è applicabile a decorrere dal 1° gennaio 2016.

UTILIZZO DI VALORI STIMATI

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.

Come esplicito nei “Fatti di rilievo del periodo” il Consiglio di Amministrazione della collegata 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. Il trasferimento dei rami d’azienda e della partecipazione ha avuto efficacia 1° luglio 2015. Acquedotto di Savona S.p.A. è dunque consolidata integralmente dal Gruppo Iren e, a partire da tale data, concorre ai risultati economici *line by line* del periodo.

Si ricorda inoltre che il Gruppo Iren ha acquisito, a decorrere dal 23 dicembre 2014, il controllo della società AMIAT S.p.A., che gestisce i servizi ambientali per il Comune di Torino. A seguito di tale operazione, al 31 dicembre 2014 sono stati consolidati integralmente i saldi patrimoniali della società. Dal 1° gennaio 2015 il conto economico consolidato del Gruppo accoglie anche le grandezze economiche della controllata; i risultati economici dei primi 9 mesi 2015 sono quindi influenzati, a differenza del periodo comparativo, dell’inclusione di tale entità nel perimetro di consolidamento.

SITUAZIONE ECONOMICA, PATRIMONIALE E FINANZIARIA DEL GRUPPO IREN

Situazione economica

CONTO ECONOMICO CONSOLIDATO GRUPPO IREN

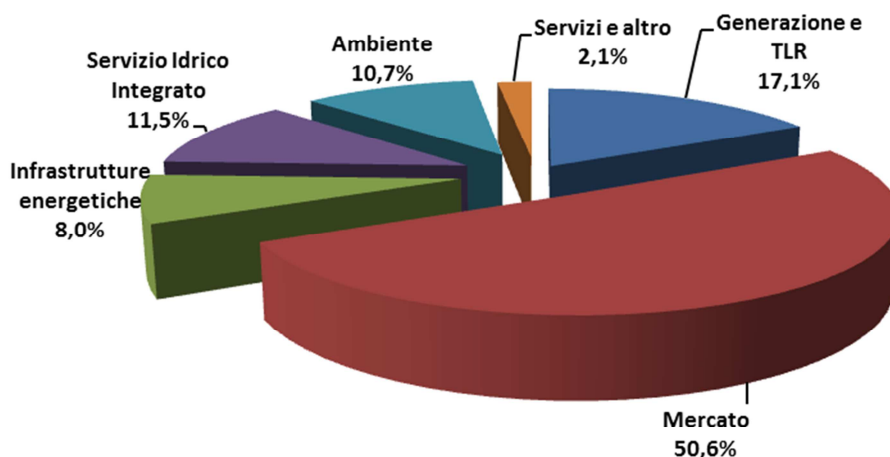
	migliaia di euro		
	Primi nove mesi 2015	Primi nove mesi 2014	Var. %
Ricavi			
Ricavi per beni e servizi	2.030.877	1.863.256	9,0
Variazione dei lavori in corso	880	80	(*)
Altri proventi	187.107	208.092	(10,1)
- di cui non ricorrenti	-	21.044	
Totale ricavi	2.218.864	2.071.428	7,1
Costi operativi			
Costi materie prime sussidiarie di consumo e merci	(718.765)	(720.818)	(0,3)
Prestazioni di servizi e godimento beni di terzi	(693.921)	(621.964)	11,6
Oneri diversi di gestione	(61.048)	(54.088)	12,9
Costi per lavori interni capitalizzati	19.037	14.669	29,8
Costo del personale	(266.573)	(204.934)	30,1
Totale costi operativi	(1.721.270)	(1.587.135)	8,5
MARGINE OPERATIVO LORDO	497.594	484.293	2,7
Ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni			
Ammortamenti	(198.103)	(179.700)	10,2
Accantonamenti e svalutazioni	(46.699)	(21.902)	(*)
Totale ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni	(244.802)	(201.602)	21,4
RISULTATO OPERATIVO	252.792	282.691	(10,6)
Gestione finanziaria			
Proventi finanziari	19.987	20.205	(1,1)
Oneri finanziari	(87.693)	(96.914)	(9,5)
Totale gestione finanziaria	(67.706)	(76.709)	(11,7)
Risultato di partecipazioni contabilizzate con il metodo del patrimonio netto	388	(12.152)	(*)
Rettifica di valore di partecipazioni	-	(21)	(100,0)
Risultato prima delle imposte	185.474	193.809	(4,3)
Imposte sul reddito	(69.766)	(91.652)	(23,9)
Risultato netto delle attività in continuità	115.708	102.157	13,3
Risultato netto da attività operative cessate	-	-	-
Risultato netto del periodo	115.708	102.157	13,3
attribuibile a:			
- Utile (perdita) di pertinenza del Gruppo	98.847	88.758	11,4
- Utile (perdita) di pertinenza di terzi	16.861	13.399	25,8

(*) Variazione superiore al 100%

Ricavi

Al 30 settembre 2015 il Gruppo Iren ha conseguito ricavi per 2.218,9 milioni di euro in aumento del 7,1% rispetto ai 2.071,4 milioni di euro dei primi 9 mesi 2014. La variazione in aumento dei ricavi è generata principalmente dall'apporto positivo dell'Ambiente che consolida (consolidato economico) dal 1° gennaio 2015 AMIAT S.p.A. (+152 milioni di euro), società di raccolta rifiuti di Torino, mentre risultano ancora negative le variazioni dei fatturati dei settori energetici.

COMPOSIZIONE RICAVI



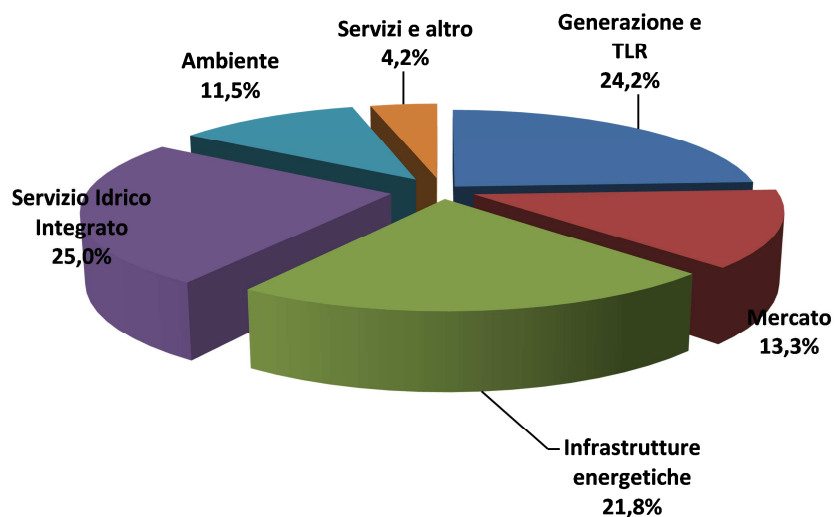
Margine Operativo Lordo

Il margine operativo lordo ammonta a 497,6 milioni di euro in aumento del 2,7% rispetto ai 484,3 milioni di euro del corrispondente periodo del 2014.

Tutti i settori di attività presentano una variazione positiva rispetto al 2014 con la sola eccezione della Cogenerazione e Teleriscaldamento.

Particolarmente positive risultano le aree di business della Vendita Gas e l'Ambiente.

COMPOSIZIONE EBITDA



Risultato operativo

Il risultato operativo è pari a 252,8 milioni di euro in diminuzione del 10,6% rispetto ai 282,7 milioni di euro del corrispondente periodo 2014. Il risultato riflette i maggiori ammortamenti per 18 milioni di euro e i maggiori accantonamenti per 25 milioni di euro di cui -4 milioni di euro relativi a maggior accantonamento al fondo svalutazione crediti, +10 milioni di euro per minori accantonamenti al fondo rischi e -31 milioni di euro per minori rilasci di fondi rispetto ai primi nove mesi 2014.

Oneri e proventi finanziari

Gli oneri e proventi finanziari esprimono un saldo negativo per 68 milioni. In particolare gli oneri finanziari ammontano a 88 milioni. La variazione rispetto ai primi nove mesi 2014 è imputabile principalmente alla riduzione del costo medio del debito e delle componenti oneri da attualizzazione e interessi capitalizzati. I proventi finanziari ammontano a 20 milioni di euro (-1,1%).

Risultato di collegate contabilizzate con il metodo del patrimonio netto

Il risultato di società collegate contabilizzate con il metodo del patrimonio netto è positivo per 0,3 milioni di euro. Il dato comparativo riportava un risultato negativo di circa 12 milioni; la variazione è sostanzialmente da attribuirsi alla minor perdita di OLT dei primi 9 mesi 2015 rispetto a quanto rilevato nell'analogo periodo del 2014.

Si segnala che il risultato di società collegate dei primi 9 mesi 2014 ricomprendeva il pro-quota del 49% dell'utile di AMIAT S.p.A., consolidata integralmente a partire da dicembre 2014.

Risultato prima delle imposte

Per effetto delle dinamiche sopra indicate il risultato consolidato prima delle imposte ha raggiunto 185,5 milioni di euro, in diminuzione rispetto ai 193,8 milioni di euro dei primi 9 mesi 2014.

Imposte sul reddito

Le imposte sul reddito dei primi nove mesi 2015 sono pari a 70 milioni, con un decremento del 24% rispetto allo stesso periodo del 2014. Il tax rate effettivo 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

In conseguenza di quanto esplicito, il risultato netto è positivo per 115,7 milioni di euro, in netto aumento rispetto allo stesso periodo del 2014 (+13,3%).

Si evidenzia che, coerentemente con quanto esposto nel Resoconto Intermedio di Gestione al 30 settembre 2014, i dati comparativi dei primi 9 mesi 2014 qui riportati differiscono dai dati indicati per lo stesso periodo nei prospetti contabili consolidati riportati nel presente documento.

Ciò in quanto gli Amministratori, in occasione del Resoconto Intermedio di Gestione al 30 settembre 2014, avevano ritenuto opportuno predisporre specifici prospetti che riflettevano integralmente, per singola linea di conto economico, i ricavi e i costi del teleriscaldamento della Città di Torino, mettendo in evidenza la rilevanza strategica del *business* a seguito dell'operazione di scissione con la quale, a decorrere dal 1° luglio 2014, il ramo d'azienda del teleriscaldamento di AES Torino è stato integralmente acquisito da Iren Energia.

Analisi per settori di attività'

Il Gruppo Iren opera nei seguenti settori di attività:

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

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

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

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

Nel seguito sono presentate le principali grandezze economiche con i relativi commenti suddivisi per settore di attività raffrontate ai dati dei primi nove mesi del 2014.

Nei primi nove mesi 2015 le attività non regolate contribuiscono per il 21% (18% nello stesso periodo 2014) alla formazione del margine operativo lordo mentre le attività regolate pesano per il 56% (52% nei primi nove mesi 2014); il contributo delle attività semi regolate passa dal 30% del 2014 al 23% del 2015.

Generazione e Teleriscaldamento

I ricavi di periodo ammontano a 557 milioni di euro in diminuzione del 2,7% rispetto ai 572 milioni di euro del 2014.

		Primi 9 mesi 2015	Primi 9 mesi 2014	Δ %
Ricavi	€/mil.	557	572	-2,5%
Margine operativo lordo (Ebitda)	€/mil.	120	141	-14,7%
<i>Ebitda Margin</i>		21,6%	24,6%	
Risultato Operativo (Ebit)	€/mil.	25	81	-69,2%
Investimenti	€/mil.	22	51	-58,1%
Energia elettrica prodotta	GWh	5.457	4.197	30,0%
<i>da fonte idroelettrica</i>	GWh	1.153	1.114	3,5%
<i>da fonte cogenerativa</i>	GWh	3.108	2.470	25,8%
<i>da fonte termoelettrica</i>	GWh	1.195	613	95,0%
Calore prodotto	GWh _t	1.665	1.620	2,8%
<i>da fonte cogenerativa</i>	GWh _t	1.416	1.353	4,7%
<i>da fonte non cogenerativa</i>	GWh _t	249	267	-6,7%
Volumetrie teleriscaldate	Mmc	81	79	1,9%

Al 30 settembre 2015 l'energia elettrica prodotta è stata pari a 5.457 GWh in aumento del 30% rispetto ai 4.197 GWh dell'esercizio 2014, per effetto della maggiore produzione in assetto cogenerativo e alla maggiore produzione produzione termoelettrica dell'impianto di Turbigio.

In particolare la produzione termoelettrica è stata pari a 4.303 GWh, di cui 3.108 GWh da fonte cogenerativa, in aumento del 25,8% rispetto ai 2.470 GWh del 2014 e di 1.195 GWh da fonte termoelettrica in senso stretto, connesso all'apporto dell'impianto di Turbigio in aumento del 95% rispetto ai 613 GWh dei primi nove mesi del 2014.

La produzione idroelettrica è stata pari a 1.153 GWh in aumento del +3,5% rispetto ai 1.114 GWh del 2014 per effetto principalmente della maggior produzione di Rosone (+85 GWh).

La produzione di calore del periodo è stata pari a 1.665 GWh_t in aumento del +28 % rispetto ai 1.620 GWh_t del 2014, per effetto di una stagione termica più favorevole rispetto alla stagione termica 2014 che era risultata particolarmente mite e all'aumento delle volumetrie allacciate. Complessivamente le volumetrie allacciate ammontano a 81 Mmc +1,9 % rispetto alle 79 Mmc del 2014.

Il margine operativo lordo (EBITDA) è stato pari a 120 milioni di euro, in contrazione del 14,7% rispetto ai 141 milioni di euro del corrispondente periodo 2014.

La stagione termica invernale più favorevole rispetto a quella particolarmente mite che aveva caratterizzato il 2014, ha conseguito un effetto positivo sul margine per le maggiori quantità di energia termica prodotte e ciò, insieme alla maggior produzione idroelettrica, ha consentito di assorbire parzialmente la forte flessione derivante dalla scadenza del sistema incentivante, tramite certificati verdi su impianti cogenerativi e la riduzione dei margini di generazione elettrica. I primi nove mesi del 2014 si erano caratterizzati inoltre per una sopravvenienza attiva significativa connessa all'assegnazione di titoli ETS relativi ad annualità pregresse e per il rimborso di danni.

Il risultato operativo del settore Cogenerazione e Teleriscaldamento ammonta a 25 milioni di euro ed è in flessione del 69,2% rispetto agli 81 milioni di euro del 2014. Il peggioramento rispetto al 2014 è da attribuire a maggiori ammortamenti per capitalizzazioni di investimenti su impianti avvenuti nel secondo semestre 2014 e ad un effetto negativo per un minor rilascio fondi rispetto all'esercizio 2014.

Gli investimenti tecnici realizzati relativi al settore sono pari a 22 milioni di euro.

Mercato

Al 30 settembre 2015 i ricavi del settore ammontano a 1.646 milioni di euro in linea 0,5% rispetto ai 1.654 milioni di euro del 2014.

Il margine operativo lordo (Ebitda) ammonta a 66 milioni di euro ed è in significativo miglioramento del +17,6% rispetto ai 56 milioni di euro del corrispondente periodo del 2014.

		Primi 9 mesi 2015	Primi 9 mesi 2014	Δ %
Ricavi	€/mil.	1.646	1.654	-0,5%
Margine operativo lordo (Ebitda)	€/mil.	66	56	17,6%
<i>Ebitda Margin</i>		4,0%	3,4%	
	<i>da Energia Elettrica</i>	€/mil. 13	16	-17,4%
	<i>da Gas</i>	€/mil. 53	39	35,3%
	<i>da Calore</i>	€/mil. -0	1	(*)
Risultato Operativo (Ebit)	€/mil.	37	28	33,5%
Investimenti		10	7	38,0%
Energia Elettrica Venduta	GWh	8.950	7.883	13,5%
Energia Elettrica Venduta al netto Compravendita in Borsa	GWh	8.329	6.902	20,7%
Gas Acquistato	Mmc	1.804	1.479	22,0%
	<i>Gas commercializzato dal Gruppo</i>	Mmc 693	644	7,6%
	<i>Gas destinato ad usi interni</i>	Mmc 913	693	31,8%
	<i>Gas in stoccaggio</i>	Mmc 198	142	39,6%

(*) Variazione superiore al 100%

Commercializzazione Energia Elettrica

I volumi venduti di energia elettrica ammontano a 8.950 GWh (al netto dei pompaggi, perdite di rete e ritiri dedicati) in aumento del +13,5% rispetto ai 7.883 GWh del 2014.

I volumi venduti sul mercato libero, comprendente i segmenti dei clienti liberi business e liberi retail, grossisti e borsa netta, ammontano complessivamente a 7.853 GWh in aumento del +23,4% rispetto ai 6.365 GWh del 2014. L'incremento è attribuibile principalmente alla vendita in borsa netta +50,4% pari a 3.930 GWh rispetto ai 2.614 GWh del 2014 e al segmento di vendita ai grossisti con un incremento del +59,1% pari a 1.729 GWh rispetto ai 1.086 GWh del 2014. In flessione del -30,6% risultano le vendite al segmento dei liberi business pari a 1.293 GWh rispetto ai 1.864 GWh del 2014.

I volumi venduti sul mercato tutelato risultano pari a 476 GWh in diminuzione del -11,4% rispetto ai 537 GWh del 2014.

Il margine operativo lordo (Ebitda) della vendita di energia elettrica ammonta a 13 milioni di euro in diminuzione dell' +17,4% rispetto ai 16 milioni di euro del corrispondente periodo del 2014. La variazione in diminuzione è attribuibile a conguagli perequazione della maggior tutela 2014 soltanto parzialmente assorbiti dagli effetti positivi del recupero morosità maggior tutela e dal miglioramento di condizioni di approvvigionamento.

Commercializzazione Gas Naturale

I volumi venduti ammontano a 1.804 Mmc in aumento del +22% rispetto ai 1.479 Mmc del 2014. L'incremento ha riguardato sia il gas commercializzato per il +7,6% pari a 693 Mmc rispetto ai 644 Mmc del 2014, sia i consumi interni +31,8% pari a 913 Mmc rispetto ai 693 Mmc del corrispondente periodo 2014.

Il margine operativo lordo (EBITDA) di settore ammonta a 53 milioni di euro in netto miglioramento (+35,3%) rispetto ai 39 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 in particolare il primo trimestre 2014.

Vendita calore tramite reti di teleriscaldamento:

La vendita calore presenta un margine vicino al pareggio ed in lieve flessione rispetto a 1 milione di euro del corrispondente periodo 2014.

Infrastrutture energetiche

Al 30 giugno 2015 il settore di attività Infrastrutture Energetiche, che comprende i business della distribuzione gas ed energia elettrica, ha registrato ricavi per 261 milioni di euro, in aumento sia rispetto ai 241 milioni di euro del 2014 (+8,3%).

Il margine operativo lordo (Ebitda) è stato pari a 109 milioni di euro in sostanziale allineamento rispetto ai 107 milioni di euro del 2014 (+1,7%).

Il risultato operativo netto (Ebit) è stato pari a 75 milioni di euro sostanzialmente invariato rispetto al 2014 (+0,6%).

Di seguito vengono espone le principali dinamiche dei settori interessati.

		Primi 9 mesi 2015	Primi 9 mesi 2014	Δ %
Ricavi	€/mil.	261	241	8,3%
Margine operativo lordo (Ebitda)	€/mil.	109	107	1,7%
<i>Ebitda Margin</i>		41,6%	44,3%	
	<i>da Reti Elettriche</i>	54	52	4,3%
	<i>da Reti Gas</i>	55	55	-0,7%
Risultato Operativo (Ebit)	€/mil.	75	75	0,6%
Investimenti	€/mil.	42	43	-2,8%
	<i>in Reti Elettriche</i>	18	17	2,9%
	<i>in Reti Gas</i>	24	26	-6,5%
Energia elettrica distribuita	GWh	2.977	2.880	3,4%
Gas distribuito	Mmc	816	760	7,3%

Reti Distribuzione Energia elettrica

Il margine operativo lordo è stato pari a 54 milioni di euro, in aumento del 4,3% rispetto ai 52 milioni di euro dei nove mesi 2014.

L'incremento per circa 2 milioni di euro rispetto all'esercizio 2014 è attribuibile ai conguagli su periodi pregressi relativi ai meccanismi di perequazione e al risultato economico legato ai certificati di efficienza energetica.

Nel corso dei 9 mesi 2015 sono stati effettuati investimenti per 18 milioni di euro, prevalentemente inerenti ai nuovi allacciamenti, alla costruzione di nuove cabine BT/MT e linee BT/MT.

Reti Distribuzione Gas

Il margine operativo lordo della distribuzione reti gas ammonta a 55 milioni di euro, in lieve flessione del -0,7% rispetto al valore del corrispondente periodo 2014. La variazione negativa è da ricondursi a un minor margine sui certificati di efficienza energetica.

Gli investimenti di periodo realizzati ammontano a 24 milioni di euro e riguardano quanto previsto dalle delibere dell'AEEG, 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 30 settembre 2015 il Servizio Idrico Integrato ha registrato ricavi per 371 milioni di euro in aumento del +11,2% rispetto ai 334 milioni di euro del corrispondente periodo 2014.

L'incremento dei ricavi rispetto al precedente esercizio è riconducibile agli aumenti tariffari, ai maggiori ricavi relativi all'applicazione dell'IFRIC 12 correlati agli investimenti di periodo su beni di terzi compensati da minori sopravvenienze attive e altri ricavi.

		Primi 9 mesi 2015	Primi 9 mesi 2014	Δ %
Ricavi	€/mil.	371	334	11,2%
Margine operativo lordo (Ebitda)	€/mil.	125	118	5,2%
<i>Ebitda Margin</i>		33,5%	35,5%	
Risultato Operativo (Ebit)	€/mil.	73	66	11,2%
Investimenti	€/mil.	60	48	24,1%
Acqua Distribuita	Mmc	114	108	5,8%

Il margine operativo lordo di periodo ammonta a 125 milioni di euro in aumento del +5,2% rispetto ai 118 milioni di euro del corrispondente 2014. L'incremento è da ricondursi principalmente ai minori costi operativi e ad una variazione di perimetro relativa al consolidamento per l'acquisizione del ramo d'azienda di Società Acque Potabili (SAP) a far data dal 1° luglio.

Il risultato operativo ammonta a 73 milioni di euro ed è in miglioramento rispetto ai 66 milioni di euro dell'esercizio 2014 (+11,2%).

Oltre alla dinamica del margine operativo lordo incidono positivamente sulla variazione in aumento i minori accantonamenti conseguenti prevalentemente al rilascio fondo residuo relativo alla restituzione della quota depurazione ex sentenza 335/08, compensati da maggiori ammortamenti.

Gli investimenti di periodo ammontano a 60 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 30 settembre 2015 il volume d'affari del settore ammonta a 348 milioni di euro in aumento rispetto ai 169 milioni di euro dello stesso periodo del 2014 principalmente per effetto dell'entrata nel perimetro di consolidamento (conto economico) di Amiat spa dal 1° gennaio 2015 (+152 milioni di euro) che svolge il servizio di raccolta rifiuti per la città di Torino. Inoltre si registrano incrementi di ricavi Tari e per i servizi di igiene ambientale e ricavi commerciali.

		Primi 9 mesi 2015	Primi 9 mesi 2014	Δ %	
Ricavi	€/mil.	348	169	(*)	
Margine operativo lordo (Ebitda)	€/mil.	57	39	46,3%	
<i>Ebitda Margin</i>		16,4%	23,0%		
Risultato Operativo (Ebit)	€/mil.	24	15	62,8%	
Investimenti	€/mil.	12	14	-15,5%	
Rifiuti raccolti	ton	889.649	540.892	64,5%	
Rifiuti smaltiti	ton	574.662	456.770	25,8%	
	<i>Rifiuti indifferenziati</i>	ton	208.553	201.951	3,3%
	<i>Rifiuti speciali</i>	ton	366.109	254.819	43,7%
Raccolta differenziata area Emilia	%	65,8	63,9	3,0%	
Raccolta differenziata area Torino	%	42,0	-	(*)	

(*) Variazione superiore al 100%

Il margine operativo lordo del settore ammonta a 57 milioni di euro in aumento del +46,3% rispetto ai 39 milioni di euro del corrispondente periodo 2014. L'incremento è da ricondursi principalmente al consolidamento di AMIAT, al recupero di marginalità sulle attività commerciali relative ai rifiuti speciali e di intermediazione in parte compensati dai maggiori costi di smaltimento per il maggior utilizzo di poli esterni al gruppo.

Il risultato operativo ammonta a 24 milioni di euro in aumento del +62,8% rispetto ai 15 milioni di euro del 2014. Sul periodo pesano i maggiori accantonamenti ed ammortamenti dell'area smaltimento e i maggiori ammortamenti relativi ad AMIAT, soltanto parzialmente compensati da minori accantonamenti al fondo svalutazione crediti per effetto del passaggio da tariffa di igiene ambientale a corrispettivo di igiene ambientale dovuto dalle Amministrazioni comunali che applicano la tassa rifiuti.

Gli investimenti realizzati nell'esercizio ammontano a 12 milioni di euro e si riferiscono a investimenti per manutenzione dei diversi impianti e ad investimenti in attrezzature e mezzi a supporto della raccolta rifiuti con la modalità porta-porta e differenziata.

Servizi e altro

		Primi 9 mesi 2015	Primi 9 mesi 2014	Δ %
Ricavi	€/mil.	67	76	-11,1%
Margine operativo lordo (Ebitda)	€/mil.	21	23	-8,0%
<i>Ebitda Margin</i>		31,4%	30,4%	
Risultato Operativo (Ebit)	€/mil.	19	19	-1,6%
Investimenti	€/mil.	16	12	34,7%

(*) Variazione superiore al 100%

Al 30 settembre 2015 i ricavi ammontano a 67 milioni di euro in diminuzione rispetto ai 76 milioni di euro dell'esercizio 2014. La variazione negativa è riconducibile alla contabilizzazione sul 2014 della plusvalenza generata dalla seconda tranche di cessione di quote del fondo immobiliare costituito nell'esercizio 2012 parzialmente assorbita dalla sopravvenienza per conguaglio di stime relative ad oneri sul trasporto energia elettrica di anni pregressi (2004-2010). Detto accadimento si riflette anche sul margine operativo lordo che ammonta a 21 milioni di euro rispetto ai 23 milioni di euro del 2014.

Gli investimenti di periodo ammontano a 16 milioni di euro e sono relativi ai sistemi informativi, telecomunicazioni e facility.

Situazione patrimoniale

STATO PATRIMONIALE RICLASSIFICATO GRUPPO IREN

	migliaia di euro		
	30.09.2015	31.12.2014	Var. %
Attivo immobilizzato	4.596.716	4.618.669	(0,5)
Altre attività (Passività) non correnti	(154.845)	(153.619)	0,8
Capitale circolante netto	170.007	238.448	(28,7)
Attività (Passività) per imposte differite	120.308	115.336	4,3
Fondi rischi e Benefici ai dipendenti	(546.546)	(550.363)	(0,7)
Attività (Passività) destinate a essere cedute	5.443	10.762	(49,4)
Capitale investito netto	4.191.083	4.279.233	(2,1)
Patrimonio netto	2.034.654	1.993.549	2,1
<i>Attività finanziarie a lungo termine</i>	<i>(68.504)</i>	<i>(66.439)</i>	<i>3,1</i>
<i>Indebitamento finanziario a medio e lungo termine</i>	<i>2.367.617</i>	<i>2.210.821</i>	<i>7,1</i>
Indebitamento finanziario netto a medio lungo termine	2.299.113	2.144.382	7,2
<i>Attività finanziarie a breve termine</i>	<i>(581.329)</i>	<i>(522.902)</i>	<i>11,2</i>
<i>Indebitamento finanziario a breve termine</i>	<i>438.645</i>	<i>664.204</i>	<i>(34,0)</i>
Indebitamento finanziario netto a breve termine	(142.684)	141.302	(*)
Indebitamento finanziario netto	2.156.429	2.285.684	(5,7)
Mezzi propri ed indebitamento finanziario netto	4.191.083	4.279.233	(2,1)

(*) Variazione superiore al 100%

Nel seguito sono commentate le principali dinamiche patrimoniali del periodo chiuso al 30 settembre 2015. L'attivo immobilizzato risulta in leggera diminuzione rispetto al 31 dicembre 2014 a fronte degli ammortamenti del periodo, superiori rispetto agli investimenti effettuati ed alle immobilizzazioni del ramo ligure di Acque Potabili e dell'Acquedotto di Savona S.p.A., acquisite il 1° luglio 2015. Per maggiori informazioni sul dettaglio degli investimenti, si rimanda al paragrafo "Analisi per settori di attività".

La diminuzione del Capitale Circolante Netto (-28,7%) risente dell'effetto combinato della dinamica stagionale dei debiti e crediti commerciali, delle rimanenze, e dell'effetto 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. è rilevato nei crediti finanziari a breve termine, a seguito della stipula dell'accordo di conto corrente con il Comune stesso. Il credito in oggetto ammonta a 83,7 milioni di euro al 30 settembre 2015.

La fiscalità differita è sostanzialmente allineata all'ammontare al 31 dicembre 2014.

L'incremento del patrimonio netto deriva sostanzialmente dall'effetto dell'utile di periodo al netto dei dividendi erogati.

Il rendiconto finanziario, presentato di seguito, fornisce un dettaglio analitico delle ragioni della movimentazione dei primi nove mesi 2015.

Situazione finanziaria

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

	migliaia di euro		
	Primi nove mesi 2015	Primi nove mesi 2014	Var. %
A. Disponibilità liquide iniziali	51.601	50.221	2,7
Flusso finanziario generato dall'attività operativa			
Risultato del periodo	115.708	102.157	13,3
Rettifiche per:			
Ammortamenti attività materiali e immateriali	198.103	179.700	10,2
(Plusvalenze) Minusvalenze e altre variazioni patrimoniali	7.538	(25.127)	(*)
Variazione netta TFR e altri benefici ai dipendenti	(7.021)	742	(*)
Variazione netta fondo rischi e altri oneri	(412)	(33.325)	(98,8)
Variazione imposte anticipate e differite	(5.747)	(7.749)	(25,8)
Variazione altre attività/passività non correnti	(2.239)	19.269	(*)
Dividendi contabilizzati al netto delle elisioni	(1.316)	(1.030)	27,8
Quota del risultato di collegate e joint ventures	(388)	12.152	(*)
Svalutazioni (Rivalutazioni) nette di attività	-	837	(100,0)
B. Cash flow operativo prima delle variazioni di CCN	304.226	247.626	22,9
Variazione rimanenze	(49.307)	10.971	(*)
Variazione crediti commerciali	176.920	193.490	(8,6)
Variazione crediti tributari e altre attività correnti	28.792	(67.464)	(*)
Variazione debiti commerciali	(154.778)	(300.664)	(48,5)
Variazione debiti tributari e altre passività correnti	74.488	105.465	(29,4)
C. Flusso finanziario derivante da variazioni di CCN	76.115	(58.202)	(*)
D. Cash flow operativo (B+C)	380.341	189.424	(*)
Flusso finanziario da (per) attività di investimento			
Investimenti in attività materiali e immateriali	(160.557)	(175.490)	(8,5)
Investimenti in attività finanziarie	(1.355)	(58.823)	(97,7)
Realizzo investimenti e variazione attività destinate ad essere cedute	5.502	23.778	(76,9)
Variazione area di consolidamento	(25.679)	-	-
Dividendi incassati	7.368	7.061	4,3
E. Totale flusso finanziario da attività di investimento	(174.721)	(203.474)	(14,1)
F. Free cash flow (D+E)	205.620	(14.050)	(*)
Flusso finanziario da attività di finanziamento			
Erogazione di dividendi	(81.417)	(73.642)	10,6
Nuovi finanziamenti a lungo termine	250.000	525.000	(52,4)
Rimborsi di finanziamenti a lungo termine	(113.681)	(530.330)	(78,6)
Variazione debiti finanziari	(200.030)	161.259	(*)
Variazione crediti finanziari	(84.212)	(87.132)	(3,4)
G. Totale flusso finanziario da attività di finanziamento	(229.340)	(4.845)	(*)
H. Flusso monetario del periodo (F+G)	(23.720)	(18.895)	25,5
I. Disponibilità liquide finali (A+H)	27.881	31.326	(11,0)

(*) Variazione superiore al 100%

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

	migliaia di euro		
	Primi nove mesi 2015	Primi nove mesi 2014	Var. %
Free cash flow	205.620	(14.050)	(*)
Erogazione di dividendi	(81.417)	(73.642)	10,6
Variazione fair value strumenti derivati di copertura	5.052	(1.526)	(*)
Variazione posizione finanziaria netta	129.255	(89.218)	(*)

(*) Variazione superiore al 100%

L'indebitamento finanziario netto al 30 settembre 2015 è pari a 2.156 milioni di euro, in riduzione del 5,7% rispetto al 31 dicembre 2014.

In particolare il *free cash flow*, positivo per 206 milioni di euro, deriva dall'effetto congiunto dei seguenti flussi monetari.

- il *cash flow* operativo è positivo per 380 milioni di euro e si compone per 304 milioni di euro da *cash flow* operativo prima delle variazioni di capitale circolante netto e per 76 milioni di euro dal flusso finanziario derivante dalle variazioni di capitale circolante netto;
- il flusso monetario da attività di investimento, negativo per 175 milioni di euro ed in diminuzione rispetto ai primi nove mesi 2014, è generato dall'effetto combinato degli investimenti in immobilizzazioni materiali, immateriali e finanziarie per 162 milioni di euro (comprensivi degli investimenti effettuati per la costruzione delle infrastrutture in regime di concessione secondo quanto stabilito dall'IFRIC 12), del realizzo di attività immobilizzate per 5 milioni di euro, dei dividendi incassati dalle società collegate (principalmente Plurigas) per complessivi 7 milioni di euro e dalla variazione della posizione finanziaria conseguente all'operazione di acquisizione del ramo Ligure da Acque Potabili e al consolidamento di Acquedotto di Savona (25 milioni).

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

FATTI DI RILIEVO INTERVENUTI DOPO LA CHIUSURA DEL PERIODO

Rating dall'agenzia Fitch

Il 15 ottobre 2015 l'agenzia Fitch ha comunicato di aver assegnato al Gruppo IREN il *rating* BBB- con *outlook* stabile.

Le ragioni che hanno portato all'attribuzione del *rating* di tipo "Investment Grade" sono legate principalmente al mix equilibrato del suo portafoglio di *business* tra attività regolate e quasi regolate, al profilo di liquidità, ed alla strategia del Gruppo alla base dell'ultimo piano industriale orientata all'efficientamento, all'integrazione ed alla riduzione del debito.

La suddette motivazioni sono riconfermate per l'assegnazione del *rating* 'BBB' (un *notch* più elevato) sull'emissione obbligazionaria del luglio 2014 di euro 300 milioni scadenza luglio 2021 e cedola annua fissa pari al 3,0%.

Fitch ha inoltre assegnato il *rating* 'BBB' (EXP) (anche in questo caso un *notch* più elevato), al nuovo programma EMTN (*Euro Medium Term Note Program*) deliberato dalla Società per un ammontare complessivo massimo di 1.000.000.000 di euro, con l'obiettivo di proseguire nella strategia del Gruppo finalizzata all'allungamento della vita media del debito garantendo al contempo una adeguata flessibilità finanziaria volta alla gestione efficiente del proprio portafoglio di debito.

Gestione finanziamenti

Nel mese di ottobre 2015 sono state sottoscritte e mantenute disponibili a supporto del profilo di liquidità linee di credito *committed* per complessivi 300 milioni di euro. Inoltre, in un'ottica di ottimizzazione della struttura finanziaria, di miglioramento strutturale del costo del capitale e di allungamento della durata media del debito, è stato completato con pieno successo il collocamento di una nuova emissione obbligazionaria, a valere sul Programma EMTN deliberato dal Consiglio di Amministrazione il 16 settembre 2015, in formato *Public Placement* per 500 milioni di euro e durata 7 anni (*rating* Fitch BBB). L'operazione, preceduta da un *roadshow* internazionale che ha toccato Parigi, Londra, Milano, Monaco e Francoforte, ha fatto registrare una domanda complessiva di circa 3,4 miliardi di Euro (adesioni pari a circa sette volte l'ammontare offerto) con un'elevata qualità e un'ampia diversificazione geografica degli investitori. Ciò dimostra la fiducia che il mercato finanziario ripone nella Società e nella bontà delle scelte operative effettuate. Contestualmente all'emissione si è proceduto al riacquisto e annullamento di 20 milioni di euro relativi al Bond Iren scadenza 2021.

Sviluppo attività commerciali

Iren Mercato, la società del Gruppo IREN attiva sul territorio nazionale nelle attività commerciali relative all'energia elettrica, gas, calore e servizi, si è aggiudicata i tre lotti della gara annuale per la fornitura di energia elettrica alla Pubblica Amministrazione indetta da CONSIP, a cui aveva selettivamente partecipato. I 3 lotti, coerenti con il posizionamento di Iren e con la sua strategia di sviluppo e vicinanza ai territori, sono: lotto 1 Valle d'Aosta e Piemonte, lotto 2 Liguria e Lombardia e lotto 3 Emilia Romagna e Trentino.

Iren Mercato è risultata prima classificata grazie ad una offerta tecnico-economica che è risultata migliore rispetto ai maggiori player nazionali e locali che avevano aderito al bando di gara.

Grazie alla aggiudicazione Iren Mercato stipulerà una convenzione con CONSIP, della durata di 12 mesi più eventuali 6 di proroga, nell'ambito della quale potrà accogliere ordinativi dalla Pubblica Amministrazione per la fornitura di 1,45 TWh di energia elettrica, pari a circa 240 milioni di euro di fatturato su circa trentamila punti di fornitura.

Iren offrirà, per le Pubbliche Amministrazioni che ne fanno richiesta, la possibilità di certificare la fornitura di energia da fonti rinnovabili (certificazione Energia Verde) fino ad un 20% del volume totale, facendo leva sulla propria produzione rinnovabile, in particolare idroelettrica.

Con questo significativo risultato, Iren prosegue il suo percorso di crescita attraverso l'efficienza e l'innovazione che caratterizza la più ampia *vision* del Piano Strategico 2015-2020: sostenibilità grazie ad un portafoglio impianti tra i più *eco-friendly*, integrazione tra le diverse aree di business per valorizzare offerte competitive ai clienti finali e stretta collaborazione con le Comunità Locali per promuovere la crescita condivisa del territorio.

Iren Mercato, in particolare, raddoppia per l'anno 2016 il portafoglio di vendite di energia elettrica ai grandi clienti finali, aumenta l'impiego di fonti interne di produzione e valorizza la scalabilità dei suoi *asset* anche nella gestione clienti. Infine, nell'affermare la leadership nei processi di vicinanza ai clienti nei territori di riferimento, è pronta a cogliere ulteriori opportunità nei confronti delle Pubbliche Amministrazioni attraverso l'offerta di servizi a valore aggiunto con focus l'efficienza energetica.

EVOLUZIONE PREVEDIBILE DELLA GESTIONE

Le previsioni di scenario macroeconomico per l'ultimo trimestre del 2015 sono caratterizzate principalmente da una fase di stabilità nel contesto europeo che ha assorbito gli effetti della crisi greca e del rallentamento delle economie emergenti che ha caratterizzato il periodo estivo. Continua la linea interventista della BCE con la prosecuzione del *quantitative easing* che manterrà un quadro finanziario stabile.

Per quanto concerne nello specifico l'andamento economico nazionale i suddetti elementi, in combinazione con il basso costo delle commodity ed il sostegno agli investimenti legato al miglioramento della situazione finanziaria, stanno dando un supporto alla ripresa che ha portato a migliorare le previsioni di crescita del PIL a circa lo 0,9% nel 2015 (contro il precedente 0,7%).

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. Questo trend negativo è stato temporaneamente interrotto nel mese di luglio che a causa delle temperature particolarmente elevate ha visto picchi di domanda e di prezzo significativamente sopra la media dell'anno.

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 principalmente nel settore ambiente nei territori di riferimento come confermato dai risultati del primo semestre.

Il Gruppo Iren, in coerenza con gli obiettivi del nuovo piano industriale presentato lo scorso giugno, è peraltro focalizzato sul raggiungimento di importanti sinergie derivanti dal nuovo assetto Organizzativo, da un piano di razionalizzazione Societaria e da una serie di progetti organizzativi finalizzati all'efficienza operativa.

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.

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 Decreto Legge 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*).

Inoltre con L. 29-07-2015 n.115 Disposizioni per l'adempimento degli obblighi derivanti dall'appartenenza dell'Italia all'Unione Europea- Legge Europea 2014, art. 8, in vigore dal 18 agosto 2015, il comma 22 dell'*articolo 34 del decreto-legge 18 ottobre 2012, n. 179*, convertito, con modificazioni, dalla *legge 17 dicembre 2012, n. 221*, è sostituito dal seguente:

«22. Gli affidamenti diretti assentiti alla data del 31 dicembre 2004 a società a partecipazione pubblica già quotate in mercati regolamentati a tale data e a quelle da esse controllate ai sensi dell'articolo 2359 del codice civile alla medesima data, cessano alla scadenza prevista nel contratto di servizio o negli altri atti che regolano il rapporto; gli affidamenti che non prevedono una data di scadenza cessano, improrogabilmente e senza necessità di apposita deliberazione dell'ente affidante, il 31 dicembre 2020. Gli affidamenti diretti a società poste, successivamente al 31 dicembre 2004, sotto il controllo di società quotate a seguito di operazioni societarie effettuate in assenza di procedure conformi ai principi e alle disposizioni dell'Unione europea applicabili allo specifico affidamento cessano, improrogabilmente e senza necessità di apposita deliberazione dell'ente affidante, il 31 dicembre 2018 o alla scadenza prevista nel contratto di servizio o negli altri atti che regolano il rapporto, se anteriori».

Al c. 23 dell'art. 34 viene precisato che" Dopo il comma 1 dell'*articolo 3-bis del decreto-legge 13 agosto 2011, n. 138*, convertito, con modificazioni, dalla *legge 14 settembre 2011, n. 148*, e successive modificazioni, è inserito il seguente:

«1-bis. Le funzioni di organizzazione dei servizi pubblici locali a rete di rilevanza economica, compresi quelli appartenenti al settore dei rifiuti urbani, di scelta della forma di gestione, di determinazione delle tariffe all'utenza per quanto di competenza, di affidamento della gestione e relativo controllo sono esercitate unicamente dagli enti di governo degli ambiti o bacini territoriali ottimali e omogenei istituiti o designati ai sensi del comma 1 del presente articolo».

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 abbiano aderito 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, avviino 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 successivo comma 612 della stessa Legge 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 sua immediata applicabilità da parte degli Stati membri; in tal senso si è espresso il Consiglio di Stato, Sezione II, parere n. 298 del 30 gennaio 2015, secondo cui non può non tenersi conto della dettagliata disciplina introdotta dal legislatore europeo; peraltro, la Sezione VI del Consiglio di Stato, con la sentenza del 26 maggio 2015, n. 2660, ha ritenuto non ancora direttamente applicabili le suddette direttive essendo tuttora pendente il termine per il recepimento, affermando soltanto la sussistenza di un "obbligo negativo" che si sostanzia nel dovere di astenersi dall'interpretazione difforme potenzialmente pregiudizievole per i risultati che la direttiva intende conseguire.

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).

Dopo l'approvazione in Senato, prosegue presso la commissione affari istituzionali della Camera l'iter parlamentare del Disegno di Legge delega sull'organizzazione della Pubblica Amministrazione, in cui è inserito l'art. 15 in tema di riordino della disciplina dei servizi pubblici locali di interesse economico generale.

E' stata pubblicata sulla Gazzetta Ufficiale n. 187 del 13 agosto 2015 la Legge 124/2015 recante "Deleghe al Governo in materia di riorganizzazione delle amministrazioni pubbliche", meglio conosciuta come Legge Madia di Riforma della PA. Il provvedimento contiene 14 importanti deleghe legislative: dirigenza pubblica, riorganizzazione dell'amministrazione statale centrale e periferica, digitalizzazione della PA, semplificazione dei procedimenti amministrativi, razionalizzazione e controllo delle società partecipate, anticorruzione e trasparenza.

In particolare, gli articoli 18 e 19 contengono criteri direttivi per la definizione di decreti legislativi recanti testi unici relativi a servizi pubblici locali e partecipazioni pubbliche di interesse economico generale in base ai principi di delega espressi all'articolo 16 della citata legge.

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 è diventato obbligatorio verificare i requisiti attraverso la Banca dati per gli appalti nei settori ordinari (es. raccolta Rifiuti Solidi Urbani);
- 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 n. 1/2014 e confermato dall'ANAC nello schema di delibera oggetto di consultazione on line "*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 aprile 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).

Il testo della legge delega per l'attuazione delle direttive è stato approvato al Senato ed è passato alla Camera con alcune novità quali la riduzione delle Stazioni appaltanti, la limitazione degli appalti integrati, l'uso del criterio del massimo ribasso solo in casi eccezionali (diventando la regola quello dell'offerta economicamente più vantaggiosa) e nuovi poteri per l'Autorità anticorruzione che diventa di fatto il regolatore del mercato.

Si segnalano:

- la soppressione dell'Autorità di Vigilanza sui Contratti Pubblici, che è stata sostituita dall'Autorità Nazionale Anti Corruzione 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'A.N.A.C. 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". Sempre in tema di processo amministrativo e suo snellimento, si segnala anche il recente Decreto del Presidente del Consiglio di Stato n. 40/2015 relativo alla sinteticità degli atti difensivi.
- 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.

A seguito della pubblicazione del decreto del Ministero del Lavoro del 30 gennaio 2015, dal 1° luglio è entrato in vigore il DURC online con vantaggi in termini di tempi e costi per le Stazioni appaltanti.

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 un unico testo le disposizioni in materia di lotta alla delinquenza mafiosa.

In particolare si evidenziano l'eliminazione delle c.d. "informative atipiche", la validità annuale delle informative antimafia, anziché semestrale, e l'ottenimento delle comunicazioni antimafia solo dalla Prefettura, non più dalla Camera di Commercio.

Il Decreto Legge 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 modalità 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.

Con comunicato dell'A.N.A.C. del 23 giugno 2015 viene prevista l'annotazione nel casellario informatico e nella Banca dati delle informazioni antimafia interdittive.

Robin Hood Tax

A seguito della sentenza della Corte Costituzionale dell'11 febbraio 2015 l'addizionale IRES, che si applicava alle società operanti nel settore energetico, agli esercenti la trasmissione/dispacciamento/distribuzione energia elettrica e il trasporto/distribuzione gas, nonché alle società che producono energia elettrica mediante l'impiego prevalente di biomasse e da fonte solare-fotovoltaica ed eolica, 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 connessi 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 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 della 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, esportazioni, 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, in 30 mesi per Genova 1 – Città e Impianto di Genova e 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 dal 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 all'11 marzo 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 – previsto per l'11 luglio 2015, ma tuttora non ancora pubblicato
- Piacenza 1 Ovest – 11 novembre 2015
- Piacenza 2 Est – 11 novembre 2016
- 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 maggio 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.

L'AEEGSI in data 13 marzo 2015 ha emesso chiarimenti in relazione alla Delibera 367/2014.

Sia il D.M. del 22 maggio 2014, sia la Deliberazione n. 367/2014 sono state impugnate dal Gruppo Iren rispettivamente il primo al TAR Lazio e la seconda al TAR Lombardia. I ricorsi sono attualmente pendenti. Sono stati impugnati anche i chiarimenti dell'AEEGSI del 13 marzo 2015 come motivi aggiunti al ricorso originario.

Il TAR Lombardia con sentenza depositata in data 16 giugno 2015 ha respinto il ricorso proposto contro la Delibera 367/2014 (e atti presupposti tra cui la Delibera 573/2013) da SGR Reti S.p.A.

In data 25/04/2015 l'AEEGSI ha emesso altresì chiarimenti circa le ipotesi in cui le reti e gli impianti di distribuzione del gas naturale, o di parte di essi, siano nella titolarità di una società facente parte dello stesso gruppo cui appartiene il gestore della rete oppure direttamente legata a quest'ultimo da rapporti di collegamento o controllo. In particolare, *“per quanto concerne il soggetto che dovrà ricevere il pagamento, l'ipotesi in cui la proprietà delle reti sia di una società facente parte dello stesso gruppo cui appartiene il gestore uscente (ovvero a essa legata da rapporti di controllo o collegamento) non è espressamente regolata dalla disciplina di settore citata, la quale prende in considerazione solo la circolazione tra enti pubblici (o società di reti) e gestore del servizio. Peraltro, si ritiene che nulla osti alla previsione di pagamenti diretti da parte del gestore subentrante nei confronti della società proprietaria afferente al gruppo del gestore uscente (o a questa legata da rapporti di controllo o collegamento), qualora tale soluzione sia prefigurata nel bando di gara ovvero nell'ambito di accordi tra i soggetti interessati.”*

Il Decreto Legge *“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”*.

Il Decreto Ministeriale nr. 106 del 20 maggio 2015 pubblicato sulla GU Serie Generale n.161 del 14-7-2015, aggiorna il regolamento sui criteri per le gare di distribuzione gas (DM226/2011), completando il quadro normativo di riferimento. Inoltre, il decreto chiarisce le modalità di riconoscimento degli oneri relativi ai titoli di efficienza energetica che il Gestore entrante deve retrocedere alla Stazione appaltante.

L'AEEGSI in data 22 giugno 2015 ha emesso la Delibera 296/2015/R/com con la quale ha approvato le "Disposizioni dell'AEEGSI in merito agli obblighi di separazione (unbundling) funzionale per le imprese operanti nei settori dell'energia elettrica e del gas (TIUF)". Con detta delibera 296/2015/R/COM l'AEEGSI stabilisce obblighi di separazione funzionale per gli esercenti energia elettrica e gas. In particolare si segnala l'obbligo di separazione della politica di comunicazione e del marchio tra le imprese di vendita e distribuzione. Viene specificato che l'interfaccia con i clienti finali venga svolta con l'utilizzo di canali informativi, di spazi fisici e di personale distinti.

Nella Seduta del 29 settembre 2015 l'Assemblea della Camera dei Deputati ha ammesso all'esame dell'aula l'emendamento alla "Legge annuale per il mercato e la concorrenza". Il testo approvato prevede che dopo l'articolo 19-octies sia aggiunto il seguente Art.19-nonies (Disposizioni urgenti per l'affidamento in concessione della distribuzione del gas naturale per ambiti territoriali comunali) con il quale vengono prorogati i termini di cui all'articolo 3, comma 1, del Regolamento di cui al decreto del Ministro dello sviluppo economico e del Ministro per i rapporti con le regioni e la coesione territoriale 12 novembre 2011, n. 226, relativi alla mancata pubblicazione del bando di gara di cui all'allegato 1 dello stesso decreto. Le proroghe sono rispettivamente di sette mesi per gli ambiti del primo raggruppamento, di nove mesi per gli ambiti del secondo raggruppamento, di otto mesi per gli ambiti del terzo raggruppamento, di nove mesi per gli ambiti del quarto raggruppamento, di sette mesi per gli ambiti del quinto raggruppamento, di tre mesi per gli ambiti del sesto raggruppamento, in aggiunta alle proroghe di cui all'articolo 4, comma 3, del decreto legge 21 giugno 2013, n. 69, convertito, con modificazioni, dalla legge 9 agosto 2013, n. 98, all'articolo 1, comma 16, del decreto legge 23 dicembre 2013, n. 145, convertito, con modificazioni, dalla legge 21 febbraio 2014, n. 9, all'articolo 30-bis, comma 2, del decreto legge 24 giugno, n.91, convertito con modificazioni, dalla legge 11 agosto 2014, n. 116 e all'articolo 3, comma 3 -quater della legge 27 febbraio 2015, n. 11. Restano esclusi gli ambiti di cui all'articolo 4, comma 3-bis, del decreto legge 21 giugno 2013, n. 69, convertito, con modificazioni, dalla legge 9 agosto 2013, n.98, ad eccezione di quelli del primo raggruppamento i cui termini relativi alla mancata pubblicazione del bando di gara vengono prorogati di ulteriori tre mesi. I commi 4 e 5 dell'articolo 4 del decreto legge 21 giugno 2013, n. 69, convertito, con modificazioni, dalla legge 9 agosto 2013, n. 98, sono abrogati. Al comma 2 del medesimo articolo l'ultimo periodo è sostituito dal seguente: «Scaduti tali termini, la Regione competente sull'ambito assegna ulteriori cinque mesi per adempiere, decorsi i quali avvia la procedura di gara attraverso la nomina di un commissario ad acta, ai sensi dell'articolo 14, comma 7, del decreto legislativo 23 maggio 2000 n. 164. Decorsi due mesi dalla scadenza di tale termine senza che la Regione competente abbia proceduto alla nomina del commissario ad acta, il Ministero dello Sviluppo Economico, sentita la Regione, interviene per dare avvio alla gara nominando un commissario ad acta».

Con la Delibera 30 luglio 2015 – 407/2015/R/gas l'AEEGSI ha Disposto "Modifiche della deliberazione 26 giugno 2014, 310/2014/R/gas in materia di determinazione del valore di rimborso delle reti di distribuzione del gas naturale".

In particolare tali modifiche sono riconducibili, da un lato, alle novità, in tema di trasferimento di porzioni di rete a titolo oneroso dal gestore uscente al gestore subentrante, introdotte dal decreto ministeriale 20 maggio 2015, n. 106 recante modifica al decreto 12 novembre 2011, n. 226, dall'altro all'introduzione della possibilità che le stazioni appaltanti, in seguito a richiesta motivata e in una logica di semplificazione amministrativa, possano presentare i dati relativi al VIR e alla RAB, funzionali alle valutazioni degli scostamenti da parte dell'Autorità, con riferimento al 31 dicembre dell'anno t-2.

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 luglio 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 novembre 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 febbraio 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'AEEGSI, ha ritenuto che il servizio di default sia riconducibile al servizio di bilanciamento e che lo stesso non possa essere qualificato come attività di vendita ma, piuttosto, come attività di regolazione ex post dei rapporti di indebito oggettivo sorti in seguito ai prelievi effettuati dal cliente rimasto allacciato alla rete di distribuzione.

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

L'Autorità, con Deliberazione n. 418/2014/R/GAS del 7 agosto 2014, ha approvato i criteri e le modalità per la 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 TIVG 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 fornitore selezionato le imprese di distribuzione che svolgono il servizio nelle aree dove avrebbe dovuto essere svolto dal fornitore, sono responsabili dell'attività di regolazione economica delle partite fisiche di gas imputabili ai prelievi diretti effettuati dal cliente finale.

La delibera dell'AEEGSI n.258/2015/R/com del 29 maggio prevede "primi interventi in materia di morosità nei mercati *retail* dell'energia elettrica e gas naturale e revisione dei tempi dello *switching* nel settore del gas naturale".

In particolare è stata implementata la procedura di trasmissione della documentazione tra venditore e distributore al fine di agevolare le iniziative giudiziarie.

Da segnalare che la delibera in un "considerato" qualifica come obbligazione di risultato - in capo all'impresa di distribuzione - la disalimentazione fisica del punto di riconsegna. La delibera in oggetto è stata impugnata con ricorso per motivi aggiunti.

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 possano comprare e vendere energia elettrica a prezzi determinati attraverso una procedura di gara;
- previsto la creazione del soggetto che gestisce la Borsa elettrica (cioè Gestore dei Mercati Energetici o Gestore del Mercato) ed attribuite le attività di trasmissione e dispacciamento in concessione al gestore della rete di trasmissione nazionale (Terna); 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 a 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 che 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 e specifiche aziendali) 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, congruagli annuali, rettifiche delle misure, ecc.) 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, perseguendo obiettivi di efficienza, economicità, neutralità e non discriminazione.

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

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

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

Come già specificato nella sezione precedente Distribuzione gas, con la Delibera del 296/2015/R/COM l'AEEGSI stabilisce obblighi di separazione funzionale per gli esercenti energia elettrica e gas. In particolare si segnala l'obbligo di separazione della politica di comunicazione e del marchio tra le imprese di vendita e distribuzione e, in particolare nel settore elettrico, anche tra vendita nel mercato libero e servizio di maggior tutela. Viene specificato che l'interfaccia con i clienti finali venga svolta con l'utilizzo di canali informativi, di spazi fisici e di personale distinti.

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 nella legge n. 122 del 30 luglio 2010, 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.

Con Decreto del Presidente della Giunta della Regione Piemonte n. 2/R del 9 marzo 2015 è stato approvato il nuovo regolamento regionale in tema di concessioni di derivazione di acqua pubblica che modifica la disciplina dei procedimenti per il rilascio delle concessioni di competenza della Provincia o della Città metropolitana ed introduce la possibilità di superare la c.d. "presunzione di incompatibilità per prossimità" producendo specifica documentazione.

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, mentre 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 Legge Regionale 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 costituisca 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 indetto il 12 e 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 il Sistema 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'AEEGSI ha approvato uno specifico provvedimento per la definizione dei criteri di calcolo degli importi da restituire agli utenti finali, corrispondenti alla remunerazione del capitale investito e versati nelle bollette dell'acqua nel periodo post referendum, dal 21 luglio al 31 dicembre 2011.

La decisione assunta dall'Autorità è censurabile sotto diversi profili, ed in particolare per il contrasto con le disposizioni comunitarie che prevedono la copertura di tale voce di costo. L'Autorità avrebbe, al contrario, espunto dalla tariffa la remunerazione del capitale investito senza prevedere alcuna forma alternativa di copertura dei costi finanziari. Il TAR Lombardia, con sentenza in data 20 febbraio 2014, ha accolto le tesi dei ricorrenti (fra cui IREN Acqua Gas) pronunciando l'annullamento della Del. AEEGSI n. 273/2013 per le ragioni dai medesimi sostenute. Con Deliberazione n. 643 del 27 dicembre 2013 l'AEEG ha approvato il "Metodo tariffario Idrico e le disposizioni di completamento" (MTI), contenente le modalità e dei parametri di calcolo dei costi (OPEX e CAPEX) che debbono trovare adeguata remunerazione con la tariffa applicata agli utenti dei servizi idrici.

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

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

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

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 dicembre 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 a 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 l'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 sulla regolazione energetica idrica e sul 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 le collegate del Gruppo 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 procedere con l'impugnazione.
- 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.

Si segnala il documento per la consultazione 274/2015/R/IDR del 4 giugno 2015 dell'AEEGSI recante "Criteri per la predisposizione di una o più convenzioni tipo per la gestione del servizio idrico integrato" ed il documento per la consultazione 273/2015/R/IDR del 4 giugno 2015 della stessa Autorità, recante "Regolazione della qualità contrattuale del servizio idrico integrato ovvero di ciascuno dei singoli servizi che lo compongono". Entrambi i testi disciplinano gli interventi in tema di avvio e gestione del rapporto contrattuale e obblighi di registrazione dei dati di qualità contrattuale.

Da segnalare la sentenza del Consiglio di Stato, Sezione V del 26 giugno 2015 n.3236 con la quale è stato statuito che i Comuni non hanno alcuna legittima competenza nella gestione del servizio idrico integrato, già devoluta alle vecchie autorità d'ambito territoriale ottimale (ATO), oggi soppiantate dagli enti di governo d'ambito, in quanto strutture organizzative dotate di una distinta soggettività giuridica, alla luce della costante giurisprudenza amministrativa e di legittimità. Così ha stabilito il Consiglio di Stato, respingendo il ricorso proposto da un Comune al TAR Lazio, per contestare il silenzio-inadempimento verso una propria istanza di adozione di un provvedimento necessario ad assicurare l'immediata corresponsione al Comune della quota di indennizzo per lo sfruttamento di alcune sorgenti d'acqua, oltre all'adozione dei provvedimenti indispensabili per concludere il procedimento di rinnovo della concessione di sfruttamento.

Nel contestare il difetto di legittimazione attiva dell'Ente Locale nel procedimento, vertendo il caso concreto in materia devoluta alla competenza e responsabilità nella regolamentazione delle interferenze degli ATO, il Consiglio di Stato afferma che questi ultimi sono gli unici soggetti dotati del potere di rappresentanza, anche nei confronti di tutti i soggetti che obbligatoriamente fanno parte della medesima Autorità di Ambito.

La Provincia di Savona ha approvato il 30 settembre 2015 la delibera nr. 70/2015, con la quale ha disposto l'approvazione dei Piani dei 3 sub ambiti e la definizione dei soggetti di affidamento tramite *in house* (e quindi esclusione di Acquedotto di Savona). Si sta procedendo alla impugnazione della delibera

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 D. Lgs. 18.8.2015 n° 145), nel D. Lgs. 36/2003 (discariche), nel D. Lgs. 133/2005 (incenerimento e coincenerimento), nel Decreto del Presidente della Repubblica 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 nonché dalla recentissima Legge n° 16 del 29.9.2015.

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 (ATERSIR), 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, nonché la determinazione delle tariffe di smaltimento dei rifiuti urbani sulla base dei criteri regionali, dell'impiantistica privata e pubblica. Tale Agenzia è entrata in funzione nel corso dell'anno 2012.

La Regione Piemonte ha adottato il Piano Regionale di Gestione dei Rifiuti in data 30/09/2009, concludendo un percorso avviato nel 2007. Il Piano ha orizzonte temporale 2009 – 2015.

Contestualmente all'adozione del Piano, era prevista la costituzione di 3 Ambiti Territoriali Ottimali, accorpando gli 8 ambiti precedenti suddivisi per Provincia.

La Legge Regionale 7/2012 ha ulteriormente modificato la struttura degli Ambiti, prevedendone una articolazione su 4. I 4 Ambiti attuali sono così composti:

- a) ambito 1: Novarese, Vercellese, Biellese e Verbano, Cusio, Ossola;
- b) ambito 2: Astigiano e Alessandrino;
- c) ambito 3: Cuneese;
- d) ambito 4: Torinese.

Gli ATO hanno ruolo di pianificazione delle attività e di applicazione di quanto previsto dal Piano Regionale di Gestione dei Rifiuti, nonché la pianificazione dei flussi e delle tariffe di smaltimento.

A loro volta gli ATO sono suddivisi in Consorzi di Bacino che hanno un ruolo rilevante a livello di gestione.

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). 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 dei Ministri 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 dovrà 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). Il Decreto Ministeriale attuativo dello "Sblocca Italia" è ancora in fase di elaborazione, si è in attesa della sua approvazione e conseguente pubblicazione perché possa considerarsi efficace. Lo scorso 29 luglio è arrivata alle Regioni la bozza di decreto legislativo che prevederebbe l'autorizzazione di 12 nuovi inceneritori in dieci Regioni, tra le quali Piemonte e Liguria.

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).

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 in cui 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 occorre adeguare le Autorizzazioni Integrate Ambientali - 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 Valutazione di Impatto Ambientale e l'Aia, ma la norma stabilisce che i termini fissati dalla legge per tali procedure si considerino perentori. 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 dei 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 Legge n. 11 del 27 febbraio 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' inoltre 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.

E' entrato 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 è entrata in vigore la Decisione della Commissione Europea 2014/955/CE, che introduce un nuovo Elenco Europeo dei rifiuti che modifica la decisione 2000/532/CE, recepito a livello nazionale dall'allegato D della parte IV del D. Lgs. 152/06.

Dal 29 maggio è in vigore la Legge 68/2015 del 22 maggio 2015 "Disposizioni in materia di delitti contro l'ambiente" che introduce nel codice penale cinque nuovi delitti contro l'ambiente, ovvero l'inquinamento ambientale, il disastro ambientale, il traffico e abbandono di materiale ad alta radioattività, l'impedimento del controllo e l'omessa bonifica. Nella legge in esame sono altresì contenute modifiche al D. Lgs n. 231/2001, in particolare all'art. 25-undecies, recante il presupposto di reati ambientali. L'Ufficio del Massimario della Cassazione del 29 maggio 2015 con propria relazione n. III/04/2015 ha precisato, con riferimento alla Legge 68/2015, che la situazione "abusiva" non è data solo dalle fattispecie poste in essere senza autorizzazione, ma anche dai casi in cui le autorizzazioni sono scadute.

Il Ministero dell'Ambiente ha pubblicato la Circolare 17 giugno 2015, n. 12422, recante "Ulteriori criteri sulle modalità applicative della disciplina in materia di prevenzione e riduzione integrate dell'inquinamento alla luce delle modifiche introdotte dal D. Lgs. 4 marzo 2014, n. 46".

Il Decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri 27 marzo 2015 stabilisce le note metodologiche e i fabbisogni standard per i Comuni delle Regioni a statuto ordinario nel campo della viabilità, dei trasporti, della gestione del territorio e dell'ambiente (rifiuti compresi).

Si segnala il, D.Lgs. 26 giugno 2015, n. 105, recante "Attuazione della direttiva 2012/18/UE relativa al controllo del pericolo di incidenti rilevanti connessi con sostanze pericolose", di recepimento della Direttiva Seveso ter, entrato in vigore nel luglio scorso.

Si segnala che il Decreto Legge n. 92 del 4 luglio 2015 c.d. "Salva aziende", recante "Misure urgenti in materia di rifiuti e di autorizzazione integrata ambientale, nonché per l'esercizio dell'attività d'impresa di stabilimenti industriali di interesse strategico nazionale", non è stato convertito in legge "restando validi gli atti e provvedimenti adottati e fatti salvi gli effetti prodottisi ed i rapporti giuridici sorti".

Nel mese di settembre è entrato in vigore il DM 24 giugno 2015, di "Modifica del DM 27 settembre 2010, relativo alla definizione dei criteri di ammissibilità dei rifiuti in discarica". Le rilevanti modifiche riguardano in particolare gli artt. 3, 5, 6, 7, 8 e l'intero Allegato 3, sul Campionamento e analisi dei rifiuti.

Nel mese di Agosto sono entrate in vigore le seguenti Leggi:

- L. 114/2015, c.d. "Legge di delegazione europea 2014" con la quale il Governo è stato delegato ad adottare i decreti legislativi per l'attuazione di una serie di Direttive europee concernenti varie tematiche, compresa la materia dell'ambiente.
- L. 115/2015, c.d. "legge europea", il cui Capo VIII (artt. 21-24) contiene specifiche disposizioni dedicate alla materia ambientale.
- L. 124/2015, c.d. "Riforma della P.A." contenente alcune disposizioni in materia ambientale.
- L. 125/2015, di conversione del DL 78/2015 c.d. "Enti territoriali", contenente diverse disposizioni in materia di rifiuti, TARI e TARES.

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 30 dicembre 2013 "svolgevano il servizio di gestione dei rifiuti o di accertamento o riscossione della TARES".

In data 19 giugno 2015 è stato pubblicato in G. U. il Decreto legge 19 giugno 2015, n. 78, Disposizioni urgenti in materia di enti territoriali. In particolare, tra le disposizioni dettate dal D.L. si segnalano l'art. 7, commi 4 (sull'estensione anche alla TARES della facoltà di affidamento dei controlli al soggetto gestore del servizio rifiuti), 7 (proroga del termine sulla riscossione locale al 31 dicembre 2015), 8 (estensione ai consorzi dei benefici fiscali già previsti in caso di scioglimento di società comunali) e 9 il quale aggiunge alla legge 27 dicembre 2013, n. 147 (l. di stabilità 2014) il c. 654-bis, che prevede che tra le componenti di costo della TARI vadano considerati anche gli eventuali mancati ricavi da crediti risultanti inesigibili con riferimento alla tariffa di igiene ambientale, alla tariffa integrata ambientale, nonché al tributo comunale sui rifiuti e sui servizi (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 avvistato 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 teleraffreddamento 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 teleraffreddamento, 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 sulla situazione fattuale del settore di riferimento.

A seguito della ricognizione effettuata dal Gruppo di lavoro e tenuto conto delle osservazioni giunte dagli operatori del settore, con delibera n.19/2015/R/tlr, l'AEEGSI ha definito le priorità da tenere in considerazione al fine di regolare il nuovo settore del teleriscaldamento, coerentemente agli esiti dell'indagine conoscitiva svolta.

Efficienza energetica

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 concorre 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 milioni di euro 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 energia elettrica, 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 (si veda a tal proposito il paragrafo "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).

Con comunicato del 1 Luglio 2015 Il Ministero dello Sviluppo Economico ha reso noto che a breve saranno pubblicati in Gazzetta Ufficiale tre decreti di attuazione di direttive europee in tema di efficienza energetica negli edifici che entreranno in vigore il 1° Ottobre 2015 e che andranno a definire:

- l'adeguamento delle linee guida nazionali per la certificazione energetica degli edifici;
- le modalità per compilare la relazione tecnica di progetto, ai fini dell'applicazione delle prescrizioni e dei requisiti minimi di prestazione energetica negli edifici;
- le metodologie di calcolo delle prestazioni energetiche e definizione delle prescrizioni e dei requisiti minimi degli edifici.

Il primo decreto sarà volto alla definizione delle nuove modalità di calcolo della prestazione energetica e i nuovi requisiti minimi di efficienza per i nuovi edifici e quelli sottoposti a ristrutturazione.

Il secondo decreto adeguerà gli schemi di relazione tecnica di progetto al nuovo quadro normativo, in funzione delle diverse tipologie di opere: nuove costruzioni, ristrutturazioni importanti, riqualificazioni energetiche

Il terzo decreto aggiornerà le linee guida per la certificazione della prestazione energetica degli edifici (APE). Il nuovo modello di APE sarà valido su tutto il territorio nazionale e, insieme ad un nuovo schema di annuncio commerciale e al database nazionale dei certificati energetici (Siape), offrirà maggiori informazioni riguardo l'efficienza degli edifici e degli impianti, consentendo un più facile confronto della qualità energetica di unità immobiliari differenti e orientando il mercato verso edifici con migliore qualità energetica. Con l'emanazione di questi provvedimenti, a partire dal 1 gennaio 2021 i nuovi edifici e quelli sottoposti a ristrutturazioni significative dovranno essere realizzati in modo tale da ridurre al minimo i consumi energetici coprendoli in buona parte con l'uso delle fonti rinnovabili. Per gli edifici pubblici tale scadenza sarà anticipata al 1 gennaio 2019.

In data 15 luglio 2015 è stato pubblicato in Gazzetta Ufficiale il D.M. 26 giugno 2015 contenente linee guida nazionali per la certificazione energetica degli edifici.

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 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 alcuni settori. Specifica 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 finora raggiunti per il 58,6%.

Certificati Verdi, Incentivi FER, 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 pari a 6,7 miliardi di euro. Pertanto, a partire dal 6 luglio 2013 sono cessate le previsioni di incentivazione del fotovoltaico.

Il D.Lgs. 3 marzo 2011, n. 28, "di attuazione della direttiva 2009/28/CE sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, recante modifica e successiva abrogazione delle direttive 2001/77/CE e 2003/30/CE" ha riformato il sistema di incentivazione dell'energia elettrica da fonti rinnovabili, prevedendo, tra l'altro, che l'attuale sistema di mercato basato sui certificati verdi (CV) venga sostituito gradualmente da un sistema di tipo "feed in tariff".

Il Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico 6 luglio 2012 recante "Incentivi per energia da fonti rinnovabili elettriche non fotovoltaiche" (DM FER elettriche), che ha dato attuazione all'articolo 24 del decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28, ha successivamente previsto, relativamente agli impianti incentivati attraverso il riconoscimento dei CV, per il periodo successivo al 2015, la conversione in incentivo del diritto ai CV secondo specifiche modalità definite dal GSE e pubblicate sul proprio sito internet.

E' dunque attesa per la seconda metà del 2015 la pubblicazione da parte del GSE delle modalità di conversione dei CV in incentivo, secondo quanto previsto dal DM 06 luglio 2012.

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.

Con la Delibera 29 gennaio 2015 nr. 22/2015/R/efr, ai fini della definizione del prezzo di collocamento sul mercato dei certificati verdi per l'anno 2015, l'AEEGSI ha quantificato il valore medio annuo del prezzo di cessione dell'energia elettrica, registrato nell'anno 2014, in 55,10 €/MWh.

Con riferimento al prezzo di ritiro dei CV rilasciati per le produzioni dell'anno 2015, il prezzo di ritiro dei CV rilasciati per le produzioni da fonti rinnovabili dell'anno 2015 verrà determinato dal GSE e pubblicato sul proprio sito internet nel mese di febbraio 2016, a seguito della definizione da parte dell'Autorità per l'Energia Elettrica il Gas e il Sistema Idrico del valore medio annuo, registrato nel 2015, del prezzo di cessione dell'energia elettrica di cui all'articolo 13, comma 3, del D.Lgs. 387/03. Nelle more della definizione del suddetto valore, ai fini del ritiro dei CV del I° e II° trimestre 2015 verrà utilizzato a titolo di acconto, salvo successivo conguaglio, il prezzo di 96,00 €/CV;

Il prezzo di ritiro dei CV_TLR rilasciati per le produzioni da cogenerazione abbinata a teleriscaldamento degli anni 2013, 2014 e 2015 è pari a 84,34 €/CV_TLR, ai sensi di quanto previsto all'articolo 25, comma 4 del D.Lgs. n. 28 del 3/3/2011.

Incentivi FER non FV

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 entrati, integralmente ricostruiti, riattivati, oggetto di intervento di potenziamento o di rifacimento, che entrano in esercizio dal 1° gennaio 2013.

Il 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.

E' in fase di emanazione da parte del MISE il "nuovo Decreto Ministeriale FER", che, chiuso il DM 6 luglio 2012, stabilirà le nuove modalità di incentivazione della produzione di energia elettrica da impianti alimentati da fonti rinnovabili (diverse da quella solare fotovoltaica). La struttura delle modalità di incentivazione dovrebbe ricalcare, stanti le bozze del DM attualmente in circolazione, quelle del DM 6 luglio 2012 (accesso diretto, registri, aste).

E' stata pubblicata sul sito del MISE la bozza del decreto per gli incentivi alla produzione di energia da fonti rinnovabili, con il quale si intende sostenere la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili attraverso la definizione di incentivi e modalità di accesso semplici, che promuovano l'efficacia, l'efficienza e la sostenibilità degli oneri di incentivazione nell'ambito degli obiettivi della Strategia Energetica Nazionale; nonché il graduale adattamento alle Linee guida in materia di aiuti di Stato per l'energia e l'ambiente di cui alla comunicazione della Commissione europea (2014/C 200/01).

La bozza del decreto è stata trasmessa all' Autorità per l'Energia Elettrica il Gas e il Sistema Idrico e alla Conferenza unificata per acquisire i relativi pareri.

Decreto Spalma Incentivi

Nel novembre 2014 è stato pubblicato dal Ministero dello Sviluppo Economico 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 propria competenza, adeguano alla durata dell'incentivo la validità temporale dei permessi rilasciati 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.

Agevolazioni fiscali

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

Sulle spese sostenute dal 6 giugno 2013 al 31 dicembre 2015, per gli interventi di riqualificazione energetica di edifici già esistenti, spetterà una detrazione del 65%.

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

Titoli di efficienza energetica (TEE)

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

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

Emission trading system

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

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

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

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

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

Il nuovo decreto modifica il campo di applicazione definendolo in maniera più puntuale per quanto riguarda gli impianti di combustione ed estendendo il sistema ad altri gas diversi dalla CO₂. Ha, inoltre:

- previsto la possibilità di escludere i piccoli impianti;
- introdotto la possibilità di stabilire regole semplificate per il monitoraggio, la rendicontazione e la verifica;
- 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 è 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.

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.

In data 03/09/2015 è entrato in vigore il D.Lgs 6 agosto 2015, n. 130 recante "Attuazione della direttiva 2013/11/UE sulla risoluzione alternativa delle controversie dei consumatori, che modifica il regolamento (CE) n. 2006/2004 e la direttiva 2009/22/CE (direttiva sull'ADR per i consumatori).

L'obiettivo del provvedimento è di garantire ai consumatori la possibilità di risolvere volontariamente, anche in via telematica, le proprie controversie, nazionali e transfrontaliere, con professionisti residenti e

stabiliti nell'UE, innanzi ad "organismi ADR-Alternative Dispute Resolution", iscritti in particolari elenchi istituiti presso le autorità competenti-

Il nuovo decreto modifica il decreto legislativo n. 206 del 2005, recante il Codice del consumo, dando gli opportuni chiarimenti, nel nuovo art. 141, circa le definizioni di consumatore, professionista, contratto di vendita, contratto di servizi, controversia nazionale e controversia transfrontaliera, ed inserendo tra l'altro il Titolo II-bis "Risoluzione extragiudiziale delle controversie."

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 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.

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

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 dicembre 2010;
- Comune di Vercelli - ATENA S.p.A. (partecipata al 40% da IREN Emilia): affidamento nel 1999 con scadenza 31 dicembre 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 dicembre 2010.

Si segnala che le concessioni sono in regime di "*prorogatio*" in attesa dell'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.

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, con analoga scadenza.

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

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

Settore teleriscaldamento

Il servizio di distribuzione del teleriscaldamento nei comuni di Torino e di Moncalieri, a far tempo dal 1° luglio 2014 è gestito da Iren Energia in seguito alla scissione del ramo della distribuzione del calore della Città di Torino di AES 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 Nichelino Energia S.r.l., al 30 settembre 2015 interamente controllata da Iren Energia e da questa incorporata con effetto dal 1° ottobre 2015.

Iren Energia, oltre all'esistente affidamento della distribuzione del teleriscaldamento nella città di Torino in forza della Convenzione Quadro stipulata con il Comune, ha acquisito una partecipazione nella società Asti Energia Calore, costituita in data 18 maggio 2015, cui è stato affidato in sub-concessione il servizio del teleriscaldamento nella città di Asti.

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 Iren Acqua Gas 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.).

In data 23 aprile 2015 è stato ceduto, con efficacia dal 1° luglio 2015, da Acque Potabili S.p.A. a Iren Acqua Gas S.p.A. il ramo di azienda costituito dal complesso degli elementi patrimoniali e relativi rapporti giuridici afferenti all'attività di distribuzione di acqua potabile nei Comuni di Camogli, Rapallo, Coreglia e Zoagli nell'ATO Genovese e del servizio idrico integrato nel Comune di Bolano in Provincia di La Spezia.

Parallelamente, con atto in data 19 giugno 2015 ed efficacia 1° luglio 2015 la società Acque Potabili S.p.A. ha ceduto a Iren Acqua Gas S.p.A., alle condizioni previste dall'atto di cessione, la partecipazione detenuta nella società Acquedotto di Savona S.p.A. pari al 100% del capitale sociale della stessa.

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, Piacenza e Reggio Emilia è in capo alla società del Gruppo IREN Acqua Gas. Questa si avvale, sul piano operativo, delle strutture di IREN Emilia.

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	30 giugno 2003	
<i>Parma</i>	ATO/gestore		
	Convenzione	27 dicembre 2004	31 dicembre 2025
<i>Piacenza</i>	ATO/gestore		
	Convenzione	20 dicembre 2004	31 dicembre 2011(*)
	ATO/gestore		

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

Altre Aree territoriali

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

- ATO Toscana Costa – ASA S.p.A. (partecipata al 40% di AGA S.p.A. controllata al 99,64% da IREN Emilia) Servizio idrico integrato in Comune di Livorno ed altri della Provincia;
- Ambito Territoriale Marche Centro, Macerata (ATO3) - ASTEA S.p.A. (partecipata al 21,32% da Consorzio GPO a sua volta controllato al 62,35% IREN Emilia) limitatamente ai Comuni di Recanati – Loreto – Montecassiano – Osimo - Potenza Picena - Porto Recanati;
- Ambito territoriale Biellese Casalese Vercellese: ATENA S.p.A. (partecipata al 40% da IREN Emilia) per l'area Vercellese;
- Comune di Ventimiglia: AIGA S.p.A. (partecipata al 49% IREN Acqua Gas);
- Comune di Imperia: AMAT S.p.A. (partecipata al 48% IREN Acqua Gas);
- Ambito Territoriale Alessandrino: ACOS S.p.A. (partecipata al 25% IREN Emilia) per il Comune di Novi Ligure;
- ATO di Cuneo: Mondo Acqua S.p.A. (partecipata al 38,5% da IREN Acqua Gas) – gestisce il Comune di Mondovì ed altri 7 Comune 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 ATO/gestore	27 dicembre 2004	31 dicembre 2014(*)
<i>Piacenza</i>	Convenzione ATO/gestore	18 maggio 2004	31 dicembre 2011(*)
<i>Torino</i>	Convenzione ATO/gestore	21 dicembre 2012	30 aprile 2033(**)

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

(**) la durata è di 20 anni decorrenti dal termine dell'esercizio provvisorio dell'impianto di termovalorizzazione 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. (attualmente partecipata all'80% a seguito di un'ulteriore acquisizione del 31% dal Comune di Torino a fine 2014).

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 maggioranza al 99% 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

Iren Servizi e Innovazione, 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 semaforica 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 Iren Servizi e Innovazione 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.

GESTIONE FINANZIARIA

Scenario di riferimento

Nel corso dei primi nove mesi 2015 il trend ribassista dei tassi di interesse, che ha caratterizzato tutto il corso del 2014, si è mantenuto stabile per la parte a breve della curva dei tassi, mentre la parte a medio lungo termine ha conosciuto una fase di rialzi concentrata nel fine semestre. La Banca Centrale Europea non è intervenuta con variazioni del tasso di riferimento che è rimasto pari a 0,05%.

Esaminando l'andamento del tasso Euribor a sei mesi si rileva che il parametro ha proseguito il trend di lenta ma progressiva discesa fino ai livelli minimi attuali ormai prossimi allo 0%. Le quotazioni dei tassi fissi, riflesse nei valori dell'IRS a 5 e 10 anni, dopo un lungo periodo di discesa che ha portato a nuovi minimi storici nel mese di aprile, hanno registrato una breve inversione del trend e successiva ripresa della fase ribassista.

Attività svolta

Nel corso dei primi nove mesi del 2015 è proseguita l'attività volta a consolidare la struttura finanziaria del Gruppo Iren. L'evoluzione dei fabbisogni finanziari viene monitorata attraverso una attenta pianificazione finanziaria, che consente di prevedere la necessità di nuove risorse finanziarie tenuto conto dei rimborsi dei finanziamenti in essere, dell'evoluzione dell'indebitamento tenuto conto degli investimenti, dell'andamento del capitale circolante e dell'equilibrio delle fonti tra breve e lungo termine.

Il modello organizzativo adottato dal Gruppo Iren prevede, ai fini dell'ottimizzazione finanziaria per le società del Gruppo, l'adozione di una gestione accentrata in Iren delle operazioni di tesoreria, delle operazioni di finanziamento a medio/lungo termine e del monitoraggio e gestione del rischio finanziario. Iren intrattiene rapporti con i principali Istituti di Credito Italiani e Internazionali al fine di ricercare le forme di finanziamento più adatte alle proprie esigenze e le migliori condizioni di mercato.

Passando più dettagliatamente alle operazioni di finanziamento compiute nei primi nove mesi del 2015, si evidenzia che sono stati perfezionati e utilizzati nuovi finanziamenti a medio lungo termine per complessivi 250 milioni di euro. Precisamente, nel mese di gennaio è stato stipulato ed utilizzato un nuovo finanziamento con Cassa Depositi e Prestiti per 100 milioni di euro e nel mese di maggio sono stati stipulati ed poi utilizzati due nuovi finanziamenti rispettivamente con Banca Intesa per 50 milioni di euro e con Mediobanca per 50 milioni di euro. Nel mese di gennaio è stata inoltre utilizzata una tranche di 50 milioni di euro di un finanziamento bancario già perfezionato a fine 2014, mentre resta non utilizzato ed interamente disponibile il finanziamento diretto con Banca Europea per gli Investimenti di 150 milioni di euro, durata fino a 15 anni, sottoscritto a dicembre 2014.

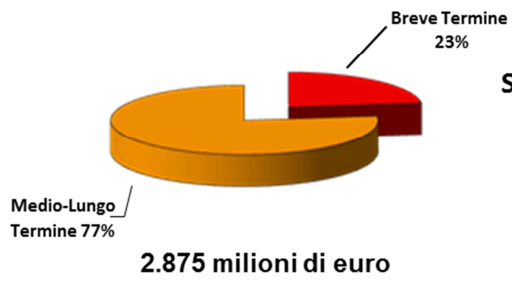
I nuovi finanziamenti sono stati concessi in particolare a supporto del programma di investimenti e consentono di mantenere un adeguato equilibrio tra esposizione finanziaria a breve e lungo termine del Gruppo.

Per quanto concerne i rischi finanziari, il Gruppo Iren è esposto a diverse tipologie di rischi finanziari tra le quali, rischi di liquidità, rischi di variazione nei tassi di interesse, cambi. Nell'ambito dell'attività di Risk Management, al fine di limitare tali rischi, il Gruppo utilizza contratti di copertura, seguendo un'ottica non speculativa. Per maggiori dettagli si rinvia al paragrafo "Rischi e Incertezze" del presente documento.

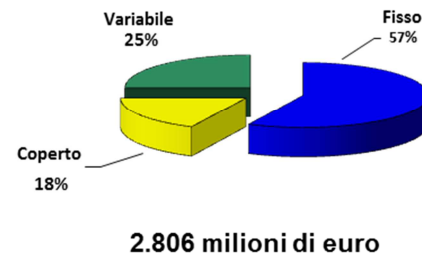
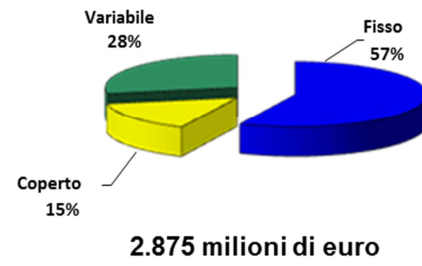
Nei primi nove mesi del 2015 sono stati perfezionati due nuovi contratti di *Interest Rate Swap* a copertura di complessivi 100 milioni di debito, con scadenze al 2019-2020 e un ulteriore contratto di *Interest Rate Swap* a copertura di 50 milioni di debito con scadenza 2027 ed effetti a partire da dicembre 2016.

Al 30 settembre 2015 la quota di debito a tasso variabile non coperta con strumenti di derivato *Interest Rate Swap* è pari al 25% dell'indebitamento finanziario lordo e al 3% dell'indebitamento finanziario netto consolidati, in linea con l'obiettivo del Gruppo Iren di mantenere un equilibrato rapporto tra posizioni a tasso variabile e posizioni a tasso fisso o comunque protette da significativi rialzi del tasso di interesse.

Indebitamento finanziario lordo
per scadenza



Indebitamento finanziario lordo
per tipologia tasso



RAPPORTI CON PARTI CORRELATE

Il Consiglio di Amministrazione di Iren, in data 13 marzo 2015 e con il parere favorevole del Comitato per le Operazioni con Parti Correlate, ha adottato una nuova versione del “Regolamento Interno in materia di operazioni con parti correlate”, (già approvato in data 30 novembre 2010 ed emendato in data 6 febbraio e 3 dicembre 2013) in attuazione:

- delle disposizioni in materia di operazioni con parti correlate di cui all’art. 2391-bis del codice civile;
- delle disposizioni di cui all’art. 114 del D. Lgs. 24 febbraio 1998, n. 58 (il “TUF”);
- del regolamento recante disposizioni in materia di operazioni con parti correlate, adottato dalla Consob con delibera n. 17221 del 12 marzo 2010, successivamente modificato con delibera n. 17389 del 23 giugno 2010 (“Regolamento Consob”).

La Società e le Società dalla stessa controllate basano i rapporti con parti correlate su principi di trasparenza e correttezza. Buona parte di tali rapporti attengono a prestazioni fornite alla generalità della clientela (fornitura di gas, acqua, energia elettrica, calore, servizi tecnologici in genere, ecc.) e sono regolati dai contratti normalmente applicati in tali situazioni.

Ove non si tratti di prestazioni di tipo corrente, i rapporti sono regolati da specifici contratti, le cui condizioni sono fissate sulla base delle normali condizioni praticate sul relativo mercato. Nel caso in cui tale riferimento non sia disponibile o significativo, si definiscono i diversi profili mediante ricorso ad esperti e/o professionisti indipendenti.

RISCHI E INCERTEZZE

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 (liquidità, tasso di interesse, tasso di cambio);
- Rischi di Credito;
- Rischi Energetici, riconducibili all'approvvigionamento del gas per la generazione termoelettrica ed alla commercializzazione di energia elettrica e gas nonché ai mercati dei derivati di hedging;
- 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 dei rischi finanziari, di credito ed energetici.

Poiché il Gruppo Iren pone particolare attenzione anche al mantenimento della fiducia e dell'immagine positiva del Gruppo, il modello di Enterprise Risk Management gestisce anche i rischi c.d. Reputazionali, che afferiscono agli impatti sugli stakeholder di eventuali *malpractices*.

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

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

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

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

1. RISCHI FINANZIARI

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

a) Rischio di liquidità

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

L'attività di approvvigionamento delle risorse finanziarie è centralizzata allo scopo di ottimizzarne l'utilizzo. 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 trasferisce i saldi dei movimenti per valuta sui conti della Capogruppo.

Viene costantemente monitorata la situazione finanziaria attuale, prospettica e la disponibilità di adeguati affidamenti bancari; non si evidenziano criticità per la copertura degli impegni finanziari di breve termine. Al termine del periodo gli affidamenti bancari a breve termine utilizzati dalla Capogruppo sono pari a 190 milioni di euro.

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. Nel corso del periodo al Gruppo Iren sono stati erogati nuovi finanziamenti a medio-lungo termine per complessivi 250 milioni di euro, interamente a favore della Capogruppo.

b) Rischio di cambio

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

c) Rischio tassi di interesse

Il Gruppo IREN è esposto alle fluttuazioni dei tassi d'interesse soprattutto per quanto concerne la misura degli oneri finanziari relativi all'indebitamento. La strategia del Gruppo IREN è quella di limitare l'esposizione al rischio di volatilità dei tassi 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*).

I contratti di copertura stipulati, congiuntamente con i finanziamenti a tasso fisso, permettono di coprire dal rischio di crescita dei tassi di interesse circa il 75% dell'indebitamento finanziario lordo e il 97% dell'indebitamento finanziario netto, in linea con l'obiettivo del gruppo IREN di mantenere un equilibrato rapporto tra posizioni a tasso variabile e posizioni a tasso fisso o comunque protette da significativi rialzi del tasso di interesse.

L'indebitamento finanziario al termine del periodo è costituito al 70% da prestiti e al 30% da obbligazioni. Nel corso delle Commissioni Financial Risk, si verifica il rispetto dei limiti imposti dalla policy per quanto riguarda le principali metriche e si analizzano la situazione di mercato, l'andamento dei tassi di interesse, il valore delle coperture stipulate e la rispondenza alle condizioni imposte dai covenant.

2. RISCHIO DI CREDITO

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

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

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

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

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

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

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

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

A seguito del perdurare della situazione economica non favorevole, è stato migliorato il controllo sui rischi di credito attraverso il rafforzamento delle procedure di monitoraggio e reportistica, al fine di individuare in modo tempestivo possibili contromisure.

Inoltre, su base trimestrale, la Direzione Risk Management si occupa di raccogliere ed integrare i principali dati sui crediti commerciali delle società del Gruppo, in termini di clientela, filiera di business e fascia di ageing. Alcune delle suddette valutazioni sono effettuate a intervalli inferiori al trimestre o su specifica esigenza.

3. RISCHIO ENERGETICO

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

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

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

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 qualitativamente (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 indicators*.

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, nonché 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.

In particolare si evidenziano:

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 è stata costituita una Direzione di Holding alla diretta dipendenza dell'Amministratore Delegato, dedicata al continuo monitoraggio della legislazione e della normativa di riferimento al fine di valutarne le implicazioni, garantendone la corretta applicazione nel Gruppo.

b. 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, ecc.).

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

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

c. Rischi informatici

I principali rischi operativi di tipo informatico sono correlati alla disponibilità dei sistemi core che attengono ai processi di gestione operativa contabile e di fatturazione nonché le piattaforme di trading delle commodity energetiche. Il Gruppo Iren è infatti uno dei principali operatori italiani sulla borsa elettrica ed eventuali indisponibilità accidentali del sistema 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.

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

5. RISCHI STRATEGICI

Il Gruppo Iren si è dotato di un Piano Industriale con un orizzonte temporale al 2020 che ne definisce gli orientamenti strategici. Esso è articolato secondo i seguenti *macrodriver* che ne determinano i valori obiettivo delle grandezze economiche, patrimoniali e finanziarie:

- efficientamento dell'organizzazione e dei processi del Gruppo;
- sviluppo;
- consolidamento dei settori regolati (rinnovo delle concessioni: idroelettriche, distribuzione gas, ciclo idrico integrato e settore ambiente);
- operazioni straordinarie.

Detto Piano è stato sottoposto, in applicazione delle policy di Gruppo, ad un risk assessment effettuato dalla Direzione Risk Management ed ai relativi stress test che ne hanno evidenziato la sostanziale tenuta anche a fronte di eventi avversi caratterizzati da specifiche sensitivity.

ORGANIZZAZIONE E SISTEMI INFORMATIVI

Organizzazione

A partire dal 1° gennaio 2015, su *input* e forte *commitment* da parte del Vertice, le Società del Gruppo IREN sono state oggetto di numerosi interventi di riorganizzazione volti a rafforzare l'unitarietà di governo nonché ad accelerare il processo di integrazione, di efficientamento operativo e di focalizzazione sul business, indispensabile per affrontare le sfide del mercato.

In una prima fase, gli interventi di riorganizzazione hanno riguardato principalmente la Capogruppo attraverso una semplificazione delle Direzioni di *staff corporate* (i.e. *personale e organizzazione, sistemi informativi, sistemi certificati, legale e societario, pianificazione e controllo, affari regolatori, servizi di gruppo*, ecc.), semplificazione che si è concretizzata il 1° luglio 2015 attraverso una serie di trasferimenti di rami d'azienda dalle principali Società del Gruppo.

In una seconda fase, a seguito dell'approvazione del Piano Industriale da parte del Consiglio di Amministrazione della Capogruppo in data 16 giugno 2015, è stato varato un Progetto di razionalizzazione societaria e organizzativa "complessiva" di Gruppo (c.d. Progetto "Operazioni 100%") volto alla semplificazione dell'assetto delle partecipazioni/riduzione del numero delle Società di business detenute integralmente, direttamente o indirettamente, dalla Capogruppo nonché all'integrazione/ottimizzazione dei processi/attività di business aventi caratteristiche operative omogenee in quattro *Business Units*, coincidenti con quattro Società *sub holding* della Capogruppo, operanti nei rispettivi settori di mercato secondo il modello seguente:

- **BUSINESS UNIT ENERGIA:** coordina e gestisce gli impianti di produzione di energia elettrica/cogenerazione energia-calore, gli impianti e le reti di distribuzione del calore (c.d. teleriscaldamento) e le attività relative ai servizi tecnologici "indoor" (impianti elettrici e impianti termici, global service tecnologico);
- **BUSINESS UNIT RETI:** coordina e gestisce i servizi idrici integrati e gli impianti e le reti di distribuzione del gas e dell'energia elettrica;
- **BUSINESS UNIT MERCATO:** coordina e gestisce i servizi commerciali al Cliente dei business del Gruppo (energia elettrica, calore e gas, ecc.);
- **BUSINESS UNIT AMBIENTE:** coordina e gestisce le attività di raccolta, trattamento e smaltimento rifiuti e gli impianti di produzione di energia elettrica e calore connessi.

Pertanto, le quattro Società *sub holding* controllate dalla Capogruppo, cui faranno capo le *Business Unit* è previsto siano, a partire dal 1° gennaio 2016, le seguenti:

1. Iren Energia S.p.A. (*Business Unit Energia*): tutte le attività inerenti la gestione degli impianti di produzione di energia elettrica/cogenerazione energia-calore, degli impianti e delle reti di distribuzione del calore (c.d. teleriscaldamento);
2. Iren Mercato S.p.A. (*Business Unit Mercato*): tutte le attività inerenti la gestione dei servizi commerciali al Cliente dei business del Gruppo (energia elettrica, calore e gas, ecc.);
3. "NewCo Reti" S.p.A., risultante dalla fusione per incorporazione in Iren Emilia S.p.A. di una serie di Società del Gruppo (*Business Unit Reti*): tutte le attività inerenti la gestione dei servizi idrici integrati e degli impianti e delle reti di distribuzione del gas e dell'energia elettrica;
4. Iren Ambiente S.p.A. (*Business Unit Ambiente*): tutte le attività inerenti la gestione delle attività di raccolta, di trattamento e smaltimento rifiuti e degli impianti di produzione di energia elettrica e calore connessi.

In sintesi, i benefici che si attendono dal Progetto "Operazioni 100%" consistono principalmente in:

- semplificazione della struttura delle partecipazioni della Capogruppo - riduzione dei costi della governance, ecc.;
- riduzione dei costi interni ed esterni data dalla concentrazione di risorse generate dalla gestione di attività complementari su un "unico soggetto" - miglior sfruttamento delle sinergie realizzabili

sui processi e derivanti dalla integrazione degli stessi, maggiore spinta all'innovazione organizzativa e tecnologica/all'estensione di *best practice*, ottimizzazione della gestione delle risorse e dei flussi economico-finanziari derivanti da attività simili, ecc.

Infine, nel mese di settembre 2015 è stata avviata un'analisi organizzativa per l'efficiamento dei processi di *staff corporate* della Capogruppo.

Nel corso del 2015 sono stati seguiti numerosi progetti di Performance Improvement finalizzati a generare sinergie soprattutto dalla razionalizzazione dei processi aziendali. I progetti in corso interessano tutte le Business Unit e le principali Direzioni di staff e rappresentano uno degli strumenti più concreti per rendere l'azienda snella, efficiente e flessibile. Ad oggi i progetti avviati stanno rispettando la pianificazione delle attività e confermando i *savings* inseriti nel piano industriale.

Sistemi Informativi

Ad inizio 2015, in coerenza con il nuovo modello organizzativo, è stato redatto il Piano dei Sistemi Informativi del Gruppo Iren, definendo le linee di evoluzione e le iniziative progettuali, collaborando alla redazione del Piano Industriale.

Durante il primo semestre 2015 è stata completata la prima fase del progetto di revisione e integrazione dei sistemi a supporto dei processi dell'area amministrativo-contabile e del controllo di gestione.

A fine giugno è stato avviato un nuovo ambiente transazionale comune alle principali società del Gruppo e un unico sistema gestionale di tesoreria abilitante l'adozione del nuovo modello di tesoreria unica accentrata in capo a Iren SpA. E', inoltre, proseguito lo sviluppo della nuova piattaforma di Enterprise Performance Management (EPM) per la gestione dei processi di Pianificazione, Budgeting, Forecast, Consolidamento Chiusura Mensile, Prechiusura Trimestrale, Consuntivo e Reporting.

Il programma complessivo, definito *IrenOne*, prevede un secondo momento di "go-live" per il nuovo ambiente transazionale al 1° Gennaio 2016, con il quale terminerà l'unificazione dei sistemi Corporate per tutte le società del Gruppo; sono in corso le attività di questa seconda fase del Programma, armonizzando gli ambiti di intervento del programma con le evoluzioni societarie di Iren - "Operazioni 100%".

Sul versante del supporto alla gestione dei Clienti del Gruppo, che costituisce un'area di grande impegno nel secondo semestre 2015, si sono completati gli sviluppi di due applicazioni legate al servizio dei clienti del settore ambiente e di servizi vari.

In particolare, la prima, Ecolren, è finalizzata a fornire informazioni sulla raccolta (in particolare quella differenziata) sui territori delle Province di Parma, Reggio Emilia e Piacenza fornendo informazioni sulle modalità di smaltimento delle singole componenti di rifiuto, sulla localizzazione delle piazzole ecologiche e dei centri per le informazioni, consentendo inoltre di prenotare il ritiro di ingombranti e di conoscere, area per area secondo le specificità delle singole zone di raccolta, i giorni di ritiro delle singole.

La seconda, ClickIren, è un'applicazione che consente ai clienti del Gruppo Iren di avere in mobilità informazioni sui propri contratti di fornitura con le Società del Gruppo, di visualizzare le fatture vedendone lo stato di pagamento e di poter effettuare ulteriori richieste di servizio.

Sono state inoltre realizzate l'applicazione per la "Gestione degli svuotamenti per la tariffa puntuale" – per il settore Ambiente – e la "dematerializzazione della bolletta" per Iren Mercato.

Sul piano delle infrastrutture sono state avviate varie iniziative di consolidamento e razionalizzazione, ad esempio sui sistemi di videoconferenza e wi-fi. In particolare nel corso del terzo trimestre sono stati avviati i progetti nell'ambito della Sicurezza ICT e di potenziamento/ammodernamento dell'infrastruttura di rete di campus di Via Nubi di Magellano a Reggio Emilia.

RICERCA E SVILUPPO

L'innovazione tecnologica nel Gruppo IREN è centrale nelle scelte strategiche e nella definizione dei prodotti e servizi offerti dal Gruppo.

Il Piano Industriale al 2020 approvato dal Consiglio di Amministrazione di IREN S.p.A. il 17 giugno 2015 prevede l'implementazione di un modello di innovazione aperta che vuole essere: operativo, declinato su tutti i business e focalizzato al raggiungimento degli obiettivi di efficientamento, di miglioramento della qualità dei servizi e di creazione di opportunità di sviluppo, al fine di anticipare le nuove esigenze di Cittadini, Clienti e Territori.

In particolare, il Gruppo IREN sta investendo in termini di ricerca, sviluppo ed innovazione per l'ottimizzazione ed il miglioramento di applicazioni operative e per l'introduzione nei propri processi e prodotti di tecnologie innovative. Il Piano Industriale al 2020 prevede che circa il 25% del totale degli investimenti operativi sarà dedicato ad investimenti con caratteristiche innovative (circa il 3% dei ricavi cumulati).

Le principali linee di ricerca, sviluppo ed innovazione sulle quali il Gruppo IREN sta investendo riguardano:

- sistemi avanzati di telegestione, telelettura e multimetering;
- sistemi di accumulo termico e sperimentazioni su sistemi di accumulo elettrico;
- smart grid elettrica;
- sistemi di produzione energetica da energia rinnovabile o di scarto;
- strumenti di "customer empowering";
- Internet of Things ("IoT") e domotica;
- strumenti di "data intelligence";
- soluzioni impiantistiche per il pretrattamento dei rifiuti e l'estrazione di organico e materiali riciclabili.

IREN intende gestire i processi di innovazione attraverso un modello di *open innovation* e coerentemente con tale modello ha avviato proficue collaborazioni con Università, Centri di Ricerca, Poli d'innovazione e Start-up innovative. Inoltre partecipa attivamente a gruppi di lavoro ed associazioni su temi specifici di ricerca e sviluppo e promuove eventi quali convegni, workshop e hackathon.

Per il presidio dell'Innovazione, IREN dall'inizio del 2015 si è dotata di una struttura aziendale (Direzione Internazionalizzazione ed Innovazione) con il compito di promuovere e coordinare i progetti di ricerca e sviluppo all'interno del Gruppo, inclusa la gestione dei progetti finanziati di ricerca.

In merito a questi ultimi di seguito sono illustrati i progetti di ricerca finanziari in corso e le proposte presentate dal Gruppo nel corso dei primi 9 mesi del 2015.

PROGETTI DI RICERCA FINANZIATI IN CORSO

SERVIZI IDRICI

BlueSCities (Horizon 2020 Programme)

IREN dallo scorso febbraio partecipa al progetto BlueSCities, finanziato in ambito H2020 che prevede la definizione di una "guida pratica" da applicare alla gestione efficiente del ciclo idrico integrato e dei rifiuti negli ambiti urbani. Il progetto intende sviluppare una metodologia di gestione dei comparti acqua e rifiuti, identificando le possibili sinergie e integrando l'utilizzo di nuclei tecnologici utilizzati nella gestione smart di altre aree prioritarie quali l'energia, i trasporti e l'ICT.

Partner: IREN Acqua Gas, Fundacio CTM Centre Tecnologic, KWR Water B.V., Joint Research Centre, VTT tecnologia Tutkimuskeskus, Redinn srl, De Montfort University, University of Istanbul, Strane Innovation, Easton Consult, Ticass, University of Athens.

Stato: il progetto è al nono mese di attività ed IREN è coinvolta nelle attività di sviluppo della guida pratica per i portatori di interesse coinvolti.

Geosmartcity (FP7)

Il progetto GeoSmartCity ha come obiettivo lo sviluppo di una piattaforma per la gestione razionale di dati del sottosuolo da diversa provenienza, capace di integrare differenti protocolli operativi e standard vigenti, quali i servizi dell'Open Geospatial Consortium (OGC), le regole di implementazione della Direttiva INSPIRE (2007/2/EC) e le tecnologie linked data.

Partner: IREN Acqua Gas, Gisig, Sinergis srl, Intergraph CS SRO, Asplan Viak Internet AS, Epsilon Italia, Trabajos Catastrales S.A., Comune di Genova, Ticass, Turun Ammattikorkeakoulu, Epsilon International, Vlaamse Milieumaatschappij, Geobid SP Zoo, Universitat de Girona, Comune di Reggio Emilia, Municipia Oeiras, Urban Data Management Society.

Stato: il progetto si trova attualmente circa a metà della propria durata (triennale) ed è previsto a breve uno sviluppo pilota a Genova nel quale il Comune affronterà il tema dell'interoperabilità del proprio catasto ed IREN effettuerà rilievi sul campo con una stazione totale a correzione automatica dell'errore e restituzione nel sistema informativo aziendale.

SmartWaterTech (MIUR)

Il progetto nasce dalla fusione tra le due idee progettuali WATERTECH e SMART WATER presentate in ambito bando MIUR Smart Cities nell'ottica di offrire una più robusta analisi del sistema idrico integrato, puntando sia alla gestione di problematiche relative alle reti di distribuzione idrica, sia all'applicazione di modelli e tecnologie innovative per il trattamento delle acque reflue.

Partner: IREN Acqua Gas, Mediterranea delle Acque, ABC, Acquedotto Pugliese, Aster, CAE, Digimat, Fast, Foxbit, Icampus, International University College, Università di Bologna, Università di Napoli Federico II, Università di Palermo, Università di Trento, Irea-CNR.

Stato: il progetto è attualmente in attesa della delibera del MIUR con la quale verrà pubblicata la nuova graduatoria permettendo la ripresa delle attività nella Provincie di Genova e Parma.

AMBIENTE

Biometh-ER (Life+)

Il progetto è finalizzato alla creazione dei primi impianti per la produzione e distribuzione di biometano ad utenti finali in Italia. Gli impianti saranno progettati, gestiti e mantenuti in base alle tecnologie più recenti ed innovative; l'intero sistema sarà tenuto sotto controllo per tutta la durata del progetto e i risultati del funzionamento degli impianti pilota verranno successivamente esaminati e comunicati ai partner di progetto interessati. Questi impianti rappresenteranno il punto di partenza per la valutazione dell'estensibilità di questo esperimento in tutta la Regione Emilia Romagna e per la creazione della rete regionale di distribuzione di biometano.

Partner: IREN Rinnovabili, Centro Ricerche Produzioni Animali - C.R.P.A. S.p.A., Herambiente S.p.A., SOL S.p.A..

Stato: l'amendment accettato durante il primo semestre 2015 ha portato al cambio del partner tecnologico di progetto. Per quanto riguarda il progetto pilota che dovrà realizzare IREN, si sta procedendo con le richieste autorizzative necessarie per lo sfruttamento del biogas e l'utilizzo dell'area di installazione del sistema. SOL S.p.A è il partner per la fornitura del sistema di upgrade del biogas.

ENERGIA

CELSIUS (FP7)

Il progetto intende perseguire l'efficientamento energetico in aree urbane ad alta densità mediante il recupero del calore prodotto da diverse fonti di emissione. Ad ogni città è stato affidato il compito di produrre un impianto pilota per realizzare e verificare una particolare modalità di ottenimento dell'efficientamento energetico. Nello specifico il dimostratore a carico di IREN, tramite la controllata Genova Reti Gas, mira a realizzare il recupero energetico sfruttando il salto di pressione della rete di distribuzione del gas metano per produrre energia elettrica e calore per una piccola rete di teleriscaldamento.

Partner: 20 organizzazioni in 5 città partner europee (Londra, Gothenburg, Colonia, Rotterdam, Genova).

Stato: il progetto ha una durata di 48 mesi. Sono iniziate le attività del secondo anno di progetto.

DIMMER – District Information Modelling and Management for Energy Reduction (FP7 program)

Il progetto DIMMER consiste nello sviluppo di efficaci interfacce web che forniscano feedback in tempo reale sull'impatto energetico dei comportamenti degli utenti a livello di quartiere. In particolare il dimostratore italiano sarà ubicato in Torino (quartiere Politecnico) e sarà incentrato su sistemi software in grado di ottimizzare l'erogazione di calore per il teleriscaldamento e valutare in tempo reale l'efficienza degli scambiatori di calore.

Partner: IREN, Politecnico di Torino, CSI, Università di Torino, Università di Manchester, patrocinato dal Comune di Torino, PMI italiane ed europee.

Stato: il 2015 è il secondo anno del progetto e il focus principale di IREN è quello relativo all'attivazione del pilot negli edifici individuati tramite l'installazione dei sensori e il test dei software di gestione avanzata delle sottostazioni del teleriscaldamento. È inoltre in fase di installazione avanzata un sistema di accumulo termico di edificio, che verrà testato durante la prossima stagione termica.

EDEN – Energy Data Engagement (POR/FESR Regione Piemonte 2007-2013)

Il progetto EDEN prevede lo sviluppo di un sistema di analisi e gestione ottimizzata dei consumi energetici (riscaldamento) di tre scuole del Comune di Torino; oltre agli aspetti più tecnici, il progetto prevede un sistema di education energetica, gamification e user engagement a livello di studenti, professori e genitori delle scuole prescelte.

Partner: IREN, Politecnico di Torino, Commitworld, CSP, ISMB, Capetti Elettronica, TOP-IX, Experientia, Sisvel.

Stato: il progetto è terminato a Luglio 2015 e da allora ha ricevuto la nomination allo SMAU Milano 2015 e al premio E-GOV.

EMPOWERING (Intelligent Energy Europe program)

Il progetto intende fornire strumenti efficaci e di facile consultazione all'utente finale per risparmiare energia; in particolare saranno proposte a 2.000 utenti di energia elettrica e 1.100 di teleriscaldamento (a Torino e Reggio Emilia) informazioni aggiuntive attraverso una "bolletta intelligente" e un tool online sui siti internet delle Utility partecipanti.

Partner: IREN, Politecnico di Torino, Comune di Reggio Emilia, utilities danesi, francesi e spagnole, PMI italiane ed europee.

Stato: Nel terzo trimestre 2015 il progetto ha ottenuto un extension della durata fino a Marzo 2016. Iren continuerà a fornire le informative elettriche e termiche agli utenti selezionati a Torino e Reggio Emilia.

FABRIC - FeAsiBility analysis and development of on-Road charging solutions for future electric vehicles (FP7 program)

Il progetto è relativo allo sviluppo di un sistema di ricarica per auto elettriche in movimento tramite bobine induttive annegate nel cemento stradale. Il progetto prevede 3 siti dimostratori, di cui uno in Provincia di Torino nell'area SITAF dell'autostrada Torino-Bardonecchia.

Partner: IREN, Politecnico di Torino, Centro ricerche Fiat, Pininfarina, Energrid, Scania Nissan, altri partner industriali esteri, PMI italiane ed europee.

Stato: il 2015 è caratterizzato dall'individuazione/studio, in stretto contatto con gli altri partner del progetto, delle attività e modifiche necessarie ai sistemi elettrici per il test sul campo dei device di ricarica ad induzione.

FLEXMETER (Horizon 2020 Programme)

Il progetto si propone di analizzare la possibilità di un sistema di smart meters multiservizio (con focus su quelli elettrici) sottesi a una piattaforma di raccolta e trasmissione dati univoca (in analogia a quanto richiesto dall'AEEG nella delibera 393/2013). Il progetto analizzerà inoltre le possibilità offerte dalle metodologie NIALM sulle analisi dei consumi elettrici disaggregati.

Partner: IREN, Politecnico di Torino, E-On, Università di Grenoble, Siveco, Università di Bucarest, Telecom Italia, Università di Bologna, ST Microelectronics.
Stato: Nel terzo trimestre 2015 le attività si sono focalizzate sulla finalizzazione degli use cases e sulla scelta delle tecnologie per gli smart meter da installare.

HOLIDES - Holistic Human Factors and System Design of Adaptive Cooperative Human-Machine Systems (ARTEMIS)

Il progetto ha l'obiettivo di sviluppare una piattaforma tecnologica che permetta di tenere in considerazione i fattori umani, ovvero il modo in cui le persone interagiscono con tecnologie complesse, sin dalle prime fasi di progettazione e sviluppo di sistemi cooperativi adattivi a diversi livelli di automazione. La piattaforma verrà testata tramite lo sviluppo di applicativi in 4 diversi domini industriali (Avionico, Medico, control Room e Automobilistico), i quali si caratterizzano per un elevato livello di complessità dal punto di vista della sicurezza.

Partner: 31 partner di progetto da 7 diversi Paesi europei, tra cui: IREN, Centro Ricerche Fiat, Lufthansa Flight training – CST Gmb, HATOS, Philips, Honeywell International s.r.o., EADS Innovation Works France, University of Torino, Brno University of Technology, OFFIS e.V.
Stato: Il progetto ha previsto l'inizio dello sviluppo dell'applicazione software, finalizzata a coadiuvare la control room IREN nella gestione delle chiamate di emergenza. E' stato svolto un focus group tra i tecnici IREN e gli sviluppatori software nell'ottica di uno sviluppo coordinato.

NRG4Cast – Energy Forecasting (FP7)

Pilota dimostrativo in collaborazione con università europee e CSI-Piemonte per ottenere miglioramenti dell'efficienza energetica di edifici di proprietà pubblica in un contesto urbano. Mediante la produzione e la verifica di funzionamento di un sistema informatico (software e piattaforma hardware) che renderà disponibile un sistema previsionale di fabbisogno energetico via applicazione Web SoA.

Partner: IREN, JSI, FIR, CSI PIEMONTE, Envigence, NTUA, KAPE-CRES, SINGULARLOGIC S.A.

Stato: il prototipo del software oggetto del progetto è stato presentato in sede di revisione da parte della Commissione Europea. Il progetto, che terminerà a Novembre 2015, è entrato nelle sue fasi finali.

PROBIS – Procurement of Building Innovative Solutions (Programma Quadro per la Competitività e l'Innovazione – CIP)

Il progetto PROBIS ha come oggetto la ridefinizione di tutte le fasi di un appalto di innovazione, dall'identificazione dei requisiti e dei bisogni (sulla base di quello che sarà il pilota che verrà realizzato), al dialogo con il mercato, alle specifiche delle performances funzionali, ai criteri di premialità, fino agli aspetti prettamente legali e normativi che un appalto di innovazione deve possedere nonché all'elaborazione della relativa documentazione e contrattualistica.

Partner: IREN, Environment Park Torino, Agencia Andalus de l'Energia, Institut Andaluzo de Tecnologia, SP Technical Research Institute of Sweden, Regione Lombardia, The European House Ambrosetti Spl, Nemzeti Innovacios Hivatal, Miskolk Holding Önkormányzati Vagyonkezelő Zártkörűen Működő Részvénytársasá, Borlänge Kommun.

Stato: terminata la fase di descrizione dei fabbisogni energetici e di proposte per l'efficientamento dello stabile oggetto del pilot, che ha portato alla stesura di un prospetto informativo, è iniziata la fase di incontro con il mercato per l'individuazione delle migliori e più innovative tecnologie disponibili nell'ottica di risparmio energetico. È inoltre iniziata la predisposizione dei documenti di gara e lo studio sull'impostazione delle regole di gara.

PRO-LITE – Procuring Lighting Innovation and Technology in Europe (Programma Quadro per la Competitività e l'Innovazione – CIP)

Il progetto intende sfruttare la leva della domanda pubblica per stimolare l'innovazione nel mercato dell'illuminazione pubblica. A tal scopo sono previste le seguenti attività:

- analisi dei fabbisogni (demand analysis);
- attività di early market engagement (market analysis);
- preparazione della documentazione di gara (con particolare attenzione allo sviluppo delle specifiche in termini funzionali e ai criteri di valutazione);
- studio della contrattualistica (gestione dei rischi), lancio della procedura di gara, approvvigionamento.

Partner: IREN, Greater London Authority - Transport for London, Città di Brema, Ente Vasco de la Energia, CONSIP, PIANO

Stato: I primi nove mesi del 2015 è stato caratterizzato dalla stesura e preparazione dei documenti della gara d'appalto (documenti tecnici e prestazionale). Tali documenti sono in corso di affidamento all'ufficio di competenza. La procedura di gara è stata avviata.

TRIBUTE – Take the energy bill back to the promised building performance (FP7)

Il progetto si pone l'obiettivo di ottimizzare i sistemi di monitoraggio energetico di misura dei consumi integrandoli con funzioni avanzate di energy management e con strumenti di progettazione e di controllo degli edifici, con una particolare attenzione all'impatto dei comportamenti degli utenti sui consumi finali.

Partner: il progetto è nato da un forte partenariato industriale composto da 16 diversi soggetti (guidato da Csem – Centro svizzero per l'elettronica e la microtecnica e con la presenza di Ibm e Schneider Electric). Nel partenariato fanno parte la Città di Torino e il Politecnico di Torino.

Stato: si è provveduto all'installazione della sensoristica necessaria ad effettuare un'analisi completa dei consumi energetici del pilot di progetto. E' stato inoltre sviluppato il sistema software per il campionamento e la trasmissione dei dati ai partner di riferimento.

PROPOSTE PRESENTATE NEI PRIMI 9 MESI DEL 2015

Di seguito si illustrano le idee progettuali proposte da IREN nei primi nove mesi del 2015 nell'ambito di bandi di finanziamento della ricerca e dell'innovazione

COLORS (Horizon 2020 – SCC1 Lighthouse), in valutazione (sottoposto il 05/05/2015)

Iren ha partecipato al proposal proponendo un'area di sperimentazione coincidente con il centro della città ed il quartiere "San Salvario". L'idea è di definire in quest'area un set di azioni coerenti nel campo dell'efficienza energetica degli edifici, del teleriscaldamento, della mobilità e dell'infrastruttura urbana.

IREN si focalizzerà sul "Nearly Zero Energy District" grazie all'espansione del teleriscaldamento nell'area Nord di San Salvario attraverso un sistema di accumulo (3.000 m³) che permetterà di superare le attuali congestioni di rete che non permetterebbero un'ulteriore espansione del teleriscaldamento in quest'area senza la costruzione di una nuova centrale di produzione di calore.

IREN contribuirà inoltre nel progetto con 20 pali IP intelligenti per il dimmeraggio, con la sensoristica intelligente e con sistemi di monitoraggio per smart lighting.

IREN sperimenterà inoltre la soluzione multimetering proposta nel bando della Delibera AEEGSI 393/2013/R/gas (sperimentazione poi sospesa per il ritiro di Snam Retegas-Italgas). Il sistema di concentratori e l'infrastruttura saranno quelli installati in 3.500 sottostazioni termiche del TLR.

La valutazione di tale proposta da parte della UE è risultata negativa.

DENDRITES (Horizon 2020 – EE-13-2015), in valutazione (sottoposto il 04/06/2015)

DENDRITES ha come obiettivo lo sviluppo e la dimostrazione di soluzioni innovative di storage termici ad alta densità energetica, basati su materiali a cambiamento di fase (Phase Changing Materials – PCM), a livello di singolo edificio allacciato alla rete di teleriscaldamento.

Il sistema garantirà una riduzione significativa di energia primaria consumata, un aumento dell'affidabilità del sistema e un aumento della spare capacity energetica per collegare ulteriore utenza alla rete di teleriscaldamento.

Questo innovativo sistema di storage termico ha tutte le caratteristiche per diventare un prodotto industriale, così come una serie di componenti hardware e software ad esso correlati che verranno sviluppati nel progetto.

La valutazione di tale proposta da parte della UE è tuttora in corso.

EASIER (Horizon 2020 – SCC1 Lighthouse), in valutazione (sottoposto il 05/05/2015)

Progetto dimostratore che coinvolgerà i cittadini con soluzioni integrate nelle città di Genova, Anversa e Göteborg comprendendo nuclei tecnologici applicati agli impianti di teleriscaldamento garantendo maggiore efficienza energetica attraverso l'ottimizzazione del flusso energia termica agli edifici, ai servizi di mobilità in termini di car e bike sharing valutando il modello di business di compressori di gas metano distribuiti alimentanti flotte di taxi, al multimetering dei servizi a rete in termini di gas naturale, servizio

idrico, elettricità e teleriscaldamento. Sono previste attività di integrazione delle misure acquisite interagendo con i sistemi informativi delle aziende che erogano i servizi, con le piattaforme di energy management system e di web server delle misure acquisite in un contesto di interoperabilità. La valutazione di tale proposta da parte della UE è risultata negativa.

Learn2Empower (Horizon 2020 – EE1), in valutazione (sottoposto il 04/06/2015)

Il progetto Learn2Empower propone una soluzione integrata e cloud-based in grado di fornire strumenti di user engagement ed empowerment sui consumi energetici e strumenti analitici e decisionali per utilities e Autorità pubbliche.

Il progetto prevede soluzioni e strumenti specifici per gruppi di utenti con caratteristiche simili (abitudini, devices, gruppi famigliari, abitazioni), valutate in base ad algoritmi di clusterizzazione, a tecniche di machine learning e a strumenti di user engagement basati su applicazioni di serious gaming, che rappresenteranno un efficace upgrade del progetto EDEN di IREN nelle scuole di Torino.

La valutazione di tale proposta da parte della UE è tuttora in corso.

SmartWIN - Smart and energy efficient water infrastructure for smart communities (Interreg Central Europe, Call 1), in valutazione (sottoposto il 13/04/2015)

La proposta di progetto si riferisce all'ottimizzazione del consumo energetico delle infrastrutture pubbliche di acquedotto. Il progetto faciliterà un processo di cambiamento tra le water utility europee utilizzando tecniche che derivano dall'analisi dello stato dell'arte in combinazione con tecnologie smart che utilizzano energie rinnovabili. Ciò cambierà il ruolo delle public utilities rendendole capaci di controllare e ottimizzare i consumi energetici connessi ai servizi idrici ed energetici gestiti.

La valutazione di tale proposta da parte della UE è tuttora in corso.

STORE&GO (Horizon 2020 – LCE9), in valutazione (sottoposto il 05/05/2015)

Il proposal STORE&GO dimostrerà 3 innovativi sistemi di Power to Gas (PtG) localizzati in Germania, Svizzera e Italia al fine di individuarne e superarne le barriere tecniche, economiche, sociali e legali. Il progetto ha l'ambizione di valutare la possibilità di integrazione del sistema di storage PtG in sistemi di produzione e distribuzione dell'energia all'avanguardia. Usando il processo di metanazione come "bridge", il sistema PtG potrà risolvere, direttamente o indirettamente, il problema della produzione fluttuante da Fonti Energetiche Rinnovabili (FER). STORE&GO dimostrerà come nuovi sistemi di PtG potranno aiutare il bilanciamento tra generazione tradizionale e FER, verificando tale impostazione in tre sistemi reali in Europa.

La valutazione di tale proposta da parte della UE è risultata positiva.

SWARM - Smart technologies for adaptive urban Water Management (ERA-NET COFOUND WATER WORKS), in valutazione (sottoposto il 04/05/2015)

Il Progetto SWARM é finalizzato a sviluppare analisi approfondite e tools collegati all'installazione di smart meters per l'industria Idrica permettendo di ampliare le informazioni acquisibili dalla telelettura dei contatori in un contesto di interoperabilità di sensori, databases e modelli. Scopo del progetto é aumentare la capacità di analisi e gestione dei sistemi idrici anche in condizioni di scarsità della risorsa in una nuova prospettiva nella quale i clienti del servizio idrico avranno un ruolo proattivo. Lungo la rete di distribuzione verrà sviluppata l'interoperabilità dei sistemi di telelettura con i modelli per l'analisi dell'efficienza energetica e del bilancio idrico a medio-breve termine. Il progetto ha attualmente superato la prima fase di valutazione.

La valutazione di tale proposta da parte della UE, dopo il superamento della prima fase di valutazione è tuttora in corso.

ALTRE ATTIVITA' DI INNOVAZIONE

SERVIZI IDRICI

IREN nel corso dei primi nove mesi ha continuato a partecipare al progetto Piattaforma Tecnologica sull'acqua WssTP (Water Supply and Sanitation Technology Platform), istituita dalla Commissione Europea al fine di presidiare la ricerca nel settore idrico, partecipando altresì al Consorzio TICASS, Tecnologie Innovative per il Controllo Ambientale e lo Sviluppo Sostenibile, polo di innovazione tecnologico della regione Liguria. In quest'ambito sono state presentate molteplici proposte di progetto anche finalizzate a finanziare assegni di ricerca relativi alla tematica della qualità delle acque.

Nel 2015, IREN ha presidiato nuclei di innovazione tecnologica nell'ambito di specifici progetti di ricerca da condursi in collaborazione con la Fondazione Amga, con le aziende del business nonché con Università degli Studi ed Enti di ricerca nazionali e internazionali. Più in dettaglio, i progetti di ricerca avviati e realizzati nel 2015 hanno riguardato:

Progetti realizzati con borse di studio finanziate da regione Liguria coordinate dal Polo TICASS

IREN ha approfondito alcuni temi di ricerca nell'ambito dei progetti che prevedono il coinvolgimento di ricercatori assegnatari di assegni di ricerca finanziati. I temi hanno riguardato argomenti quali lo studio delle interazioni tra le reti del sottosuolo e l'ambiente circostante, la Termodecomposizione molecolare di effluenti gassosi e lo Studio del processo di fitodepurazione di un aggregato urbano imperiese.

Progetti inseriti nel programma di ricerca di Fondazione Amga

IREN sta portando avanti, tramite Fondazione AMGA, alcuni progetti relativi agli impianti di depurazione e alla rimozione degli Interferenti Endocrini, alle Microcistine algali nelle acque destinate al consumo umano, all'Ecologia Industriale e allo studio dei flussi materiali ed energetici nei sistemi industriali. Ulteriori temi di natura economico regolatoria riguardano la rivisitazione delle basi teoriche su cui il principio dei costi standard si basa come fondamento alla regolazione, i costi standard quale riferimento per i costi del capitale nelle aziende, la rivisitazione delle metodologie di incentivazione per la produzione di energia fotovoltaica in Italia e in Germania, la collaborazione tra Fondazione AMGA e AQP in ambito regolatorio e costi standard: prospettive future in ambito future deliberazioni Autorità dell'Energia e dell'Acqua.

ENERGIA

Progetto Torino LED

È in corso di realizzazione il progetto per la sostituzione nella Città di Torino dei circa 54.000 punti luce dotati di lampade a scarica con nuove lampade a led. Il progetto avrà una durata complessiva di circa un anno. Il progetto è completamente finanziato da IREN in ottica ESCo. In termini energetici, a progetto concluso, il risparmio sarà di circa 19,6 GWh annui, con minori emissioni pari a circa 3.600 TEP.

Telecontrollo impianti di teleriscaldamento

Il progetto di telecontrollo degli impianti di teleriscaldamento ha l'obiettivo di fornire gli strumenti per una gestione efficace delle attività di controllo dei consumi, delle attività di impostazione dei parametri di funzionamento e delle attività di manutenzione tecnica e gestione degli allarmi delle sottostazioni di scambio termico, nell'ottica di migliorare i servizi alla clientela del Teleriscaldamento. A tal fine è stata progettata una piattaforma tecnologica in grado di acquisire i parametri di funzionamento dalle sottostazioni, di elaborare i dati, e di offrire gli strumenti di reportistica e di controllo necessari.

Nei primi 9 mesi del 2015, sulla rete di teleriscaldamento di Torino, sono in esercizio 4.508 impianti su 5.165.

Nello stesso periodo sono stati effettuati test e sperimentazioni per l'installazione del medesimo sistema sulle altre reti di teleriscaldamento operate dal Gruppo.

Installazione di sistemi di accumulo sulla rete di teleriscaldamento

IREN, nella città di Torino, ha avviato le attività necessarie per la progettazione ed installazione di un quarto sistema di accumulo di calore a servizio della rete di teleriscaldamento. Il sistema, con una capacità complessiva di 2.500 m³, permetterà un'ulteriore ottimizzazione della rete ed una massimizzazione del calore prodotto in cogenerazione riducendo ulteriormente l'utilizzo delle caldaie di integrazione e riserva.

Flessibilizzazione degli impianti a ciclo combinato

IREN sta procedendo con attività di flessibilizzazione dei propri impianti a ciclo combinato, per rispondere al meglio alle sempre maggiori esigenze del sistema elettrico e diventare sempre più competitiva nell'offrire servizi sul mercato dei servizi ausiliari. Tali attività prevedono improvements su turbine a gas, turbine a vapore, generatori di vapore a recupero e sistemi di controllo, con lo scopo di mantenere caldo l'impianto, ridurre i tempi di avviamento e spegnimento e aumentare le rampe di presa / riduzione di carico.

Installazione sistemi di riduzione delle emissioni inquinanti su impianti a ciclo combinato

A valle dell'esperienza positiva del 2014 con l'installazione dei sistemi catalitici per l'abbattimento degli ossidi di azoto (NO_x) e del monossido di carbonio (CO) sui due cicli combinati della Centrale di Moncalieri, IREN sta portando avanti le attività necessarie per installare il catalizzatore del CO anche sul ciclo combinato della Centrale di Torino Nord. A valle dell'installazione, attualmente in corso, si otterrà una riduzione del carico minimo tecnico ambientale, aumentando così il campo di regolazione dell'impianto.

Contratto di ricerca sismica dighe

Nel dicembre 2014 ha preso avvio il contratto di ricerca con il Dipartimento di Ingegneria Strutturale, Edile e Geotecnica del Politecnico di Torino per la verifica sismica delle dighe. Le attività del programma di ricerca sono orientate alla messa a punto di metodologie per la verifica sismica degli sbarramenti e delle relative opere accessorie, nell'attuale scenario del mutevole contesto normativo sul tema. Sono stati attivati un assegno annuale di ricerca per lo studio della stabilità della diga di Ceresole Reale in condizioni sismiche, due tirocini finalizzati alla caratterizzazione dei materiali dello stesso sbarramento costruito alla fine degli anni '20 ed oggetto negli anni di alcuni interventi di rinnovamento e manutenzione straordinaria e una tesi sulla verifica sismica della casa di guardia e dell'edificio gruppo elettrogeno/compressori.

Monitoraggio del ghiacciaio Ciardoney

Nel 2015 sono proseguite le attività di ricerca sul comportamento dei ghiacciai della Valle Orco, attraverso il monitoraggio del ghiacciaio Ciardoney nel Parco Nazionale del Gran Paradiso. Si tratta di un'iniziativa avviata agli inizi degli anni '90 in collaborazione con la Società Meteorologica Italiana e proseguita regolarmente attraverso campagne annuali di verifica del bilancio di massa del ghiacciaio. La ricerca è orientata al monitoraggio della riduzione dei ghiacciai sulle Alpi supportando la programmazione della produzione degli impianti idroelettrici in Valle Orco. Le misure di giugno 2015 hanno fatto registrare un accumulo di neve variabile tra i 390 e i 200 centimetri e un valore equivalente in acqua di 1.730 mm, superiore alla media storica 1992-2014. La fusione nevosa è iniziata presto, già agli inizi di maggio, e a giugno il manto nevoso si presentava già completamente umidificato e intriso d'acqua, in via di rapida fusione. La campagna di misura di settembre ha sostanzialmente confermato il trend cumulato di -29 m registrata dal 1992 al 2014.

PERSONALE E FORMAZIONE

Personale

Al 30 settembre 2015 risultano in forza al Gruppo Iren 6.150 dipendenti; a parità di perimetro rispetto al 30 giugno 2015 si registra una diminuzione rispetto ai precedenti 6.239 dipendenti. Nella tabella seguente si riporta la consistenza degli addetti al 30 settembre 2015, suddivisa per Holding e Società di Primo Livello (con relative controllate) confrontata con il dato al 31 dicembre 2014.

Società	Organico al 30.09.2015	Organico al 31.12.2014
Iren S.p.A.	824	254
Iren Acqua Gas e controllate	815	898
Iren Ambiente e controllate	2.251	608
Iren Emilia e controllate	979	1.253
Iren Energia e controllate	878	1.069
Iren Mercato e controllate	403	442
Totale	6.150	4.524

La variazione dell'organico rispetto al 31 dicembre 2014 è legata:

- 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. attraverso l'acquisizione, con efficacia dal 1° luglio 2015, dei relativi rami d'azienda dalle Società di Primo livello del Gruppo e loro controllate e/o partecipate;
- all'avvio del percorso di incentivazione all'esodo, di cui all'art. 4 della legge 92/2012, che con l'obiettivo di realizzare un ricambio generazionale terrà comunque conto dell'esigenza organizzativa di garantire il mantenimento della politica in materia di contenimento degli organici.

Formazione

Sin dalla sua nascita, Iren ha fatto della formazione uno strumento fondamentale per valorizzare professionalmente le persone, sviluppando le necessarie competenze tecniche, professionali e manageriali, al fine di contribuire concretamente allo sviluppo di tutto il Gruppo.

L'analisi dei fabbisogni formativi per l'anno 2015 è stata effettuata per macro argomenti e tematiche che, nel corso del 2015, avrebbero impattato fortemente nel Gruppo Iren. È stata data priorità alle attività formative correlate all'attivazione di progetti di Gruppo (es. *Change Management, Iren One*, ecc.) e a quelle afferenti gli adempimenti degli obblighi legislativi, valutando tuttavia l'opportunità di attivare ulteriori rilevazioni dei fabbisogni formativi nella seconda parte dell'anno (specie per i neoassunti).

A parità di perimetro dello scorso anno, il dato consuntivo relativo alle ore erogate nei primi nove mesi del 2015 è pari a circa 63.000 ore di formazione.

Includendo anche le 10.500 ore di formazione realizzate dal personale di AMIAT che hanno visto coinvolti 1.029 dipendenti, il numero delle ore/uomo legate a iniziative di formazione e addestramento realizzate a vario titolo dal Gruppo Iren sono risultate pari a circa 73.000 ore con l'81% dei dipendenti del Gruppo che ha partecipato ad almeno un corso di formazione.

La media pro-capite è risultata pari a 13,8 ore se calcolata sulla base dello stesso perimetro dello scorso anno.

QUALITÀ, AMBIENTE E SICUREZZA

Qualità

Come esplicitato nella propria missione aziendale, il Gruppo Iren fornisce servizi integrati mirando alla salvaguardia ambientale e alla sicurezza del personale. Poiché l'evoluzione continua delle aspettative e delle esigenze dei clienti, fortemente supportata dalla competitività del mercato, richiede modelli organizzativi flessibili e sistemi di gestione snelli, di cui occorre monitorare l'efficacia in termini di risultati attesi, il Gruppo ha sviluppato un Sistema Integrato (Qualità, Sicurezza e Ambiente) quale mezzo per il conseguimento degli obiettivi stabiliti. Il Sistema Integrato è strutturato in modo da prevedere un adeguato controllo di tutti i processi operativi che influiscono sulla qualità del servizio, in un'ottica di sempre maggior orientamento al cliente. I principi fondamentali della politica del Sistema Integrato sono:

- la soddisfazione del cliente;
- l'attenzione agli aspetti sociali ed ambientali;
- la sicurezza per il personale;
- l'efficienza nella prestazione del servizio;
- la qualità delle forniture e degli appalti;
- il miglioramento continuo;
- il rispetto del Codice Etico.

La politica del Sistema Integrato è condivisa da tutto il personale operante all'interno del Gruppo e ha creato forti sinergie tra le strutture operative.

Tutte le Società di primo livello e le Società partecipate hanno sistemi certificati secondo gli standard internazionali ISO 9001 (Qualità).

Le Società di primo livello Iren Energia, Iren Acqua Gas, Iren Emilia e Iren Ambiente e le principali Società partecipate sono certificate secondo gli standard internazionali ISO 14001 (Ambiente).

La Capogruppo, le Società torinesi, genovesi, Tecnoborgo ed AMIAT sono in possesso della certificazione ai sensi dello standard OHSAS 18001 (Sicurezza), Iren Emilia ha certificato il proprio sistema sicurezza con riferimento al servizio di gestione e distribuzione gas, Iren Ambiente ha certificato l'erogazione dei servizi di pulizia e spazzamento di strade pubbliche e ad uso pubblico, raccolta e trasporto di rifiuti urbani ed assimilati agli urbani, gestione dei centri di raccolta dei rifiuti, erogazione del servizio di termovalorizzazione di rifiuti con produzione di energia elettrica e termica presso il Polo Ambientale di Parma.

Nel corso del periodo si sono svolti regolarmente gli audit programmati di mantenimento/ricertificazione per le società del Gruppo, dando risultati positivi e confermando quindi le certificazioni in essere.

Nel mese di luglio, a valle della riorganizzazione societaria di Iren che ha accentrato nella Capogruppo, a partire dal primo luglio 2015, le funzioni di staff, Iren S.p.A. ha ottenuto le certificazioni ISO 9001, ISO 14001 e OHSAS 18001 con riferimento al coordinamento e alla erogazione di tutti i servizi di staff alle aziende del Gruppo.

A valle della nuova riorganizzazione societaria il presidio dei sistemi di gestione Qualità, Sicurezza e Ambiente è assicurato per ogni Società di primo livello dalla Direzione Organizzazione e Sistemi Certificati di IREN, che ha centralizzato in Capogruppo le funzioni di presidio precedentemente allocate nelle Società sub holding controllate dalla Capogruppo.

Nel corso del periodo sono terminati positivamente i seguenti progetti:

- integrazione nel Sistema di Gestione Integrato di Iren Energia del ramo di teleriscaldamento di Torino;
- estensione delle Certificazioni ISO 9001/ISO 14001/ OSHAS 18001 in capo ad Iren Ambiente del sito Polo integrato ambientale di Parma (da Piano 2014);
- mantenimento delle Certificazioni ISO 9001/ISO 14001/ OSHAS 18001 in capo ad Iren Ambiente ed Iren Emilia;
- superamento dell'audit di rinnovo dell'accreditamento secondo il Regolamento EMAS in capo ad Iren Ambiente per la Discarica di Poiatica, degli Impianti di Turbigo, Tusciano, Moncalieri, in capo ad IREN Energia e convalida delle nuove dichiarazioni ambientale correlate;

- superamento con esito positivo dell'audit di mantenimento dell'accreditamento ai sensi della UNI EN ISO/IEC 17025 e documenti Accredia per il Laboratorio di AMIAT e di estensione dell'accreditamento stesso ad alcuni nuovi parametri e attività: l'estensione ha riguardato 2 nuove prove analitiche (idrocarburi C10 – C40 e policlorobifenili su rifiuti, fenoli e clorofenoli su acque di scarico e rifiuti liquidi acquosi) e l'attività di campionamento (relative alle analisi merceologiche su rifiuti e alcuni parametri da analizzarsi sulle emissioni convogliate come composti metanici e non metanici, ossigeno, anidride carbonica, ossidi di azoto, monossido di carbonio e vapore acqueo). Si prevede l'ottenimento dell'estensione dell'accreditamento entro fine anno;
- superamento con esito positivo della verifica di conformità da parte dell'organismo WEEELABEX sull'impianto di Impianto Trattamento Beni Durevoli (TBD) – Volpiano (TO): la verifica ha riguardato il trattamento R3 e la parte documentale del sistema di gestione qualità/ambiente/sicurezza correlata. L'esito positivo di tale verifica è condizione essenziale per il riconoscimento dell'impianto quale piattaforma di riferimento per i consorzi RAEE;
- chiusura dei progetti di aggiornamento del lims di laboratorio e di adozione della firma digitale dei rapporti di prova da parte del Laboratorio di prova di AMIAT;
- mantenimento della certificazione secondo il Reg. CE n. 303/2008 - FGAS per le Società controllate da Iren Mercato operanti nel settore della gestione calore per il servizio svolto su apparecchiature contenenti gas fluorurati ad effetto serra;
- rinnovo dei certificati Qualità, Ambiente e Sicurezza per le società Iren Energia S.p.A., Iren Servizi e Innovazione S.p.A. e AEM Torino Distribuzione S.p.A.;
- mantenimento della certificazione del servizio di vendita di energia elettrica prodotta interamente da fonti rinnovabili in conformità al Documento Tecnico n. 66 di Certiquality da parte di Iren Mercato;
- ricertificazione con passaggio alla nuova edizione della norma secondo la nuova norma UNI CEI 11352:2014 da parte di Iren Rinnovabili;
- conseguimento della certificazione UNI 11352 da parte di Iren Gestioni Energetiche.

Sicurezza

Il Gruppo Iren considera un investimento destinare alla Salute e Sicurezza sul Lavoro (SSL) risorse umane, professionali, organizzative, tecnologiche ed economiche, ritenendo di primaria importanza la tutela dei lavoratori e ponendosi come obiettivo non solo il rispetto di quanto richiesto dalle specifiche norme in materia, ma un'azione volta al miglioramento continuo delle condizioni di lavoro.

Nel corso del periodo si è proceduto nel rendere sempre più efficace l'attuale organizzazione della gestione di salute e sicurezza nel Gruppo Iren, senza, per questo, limitare o interferire nell'autonomia di ogni singolo Datore di Lavoro (D.d.L.).

Nell'area genovese, al fine di attivare adeguate azioni preventive per il contenimento del fenomeno infortunistico con le varie Direzioni aziendali, si è concordato di avviare apposite iniziative al fine di migliorare e agevolare la segnalazione dei "near miss".

Le Società torinesi e genovesi, Tecnoborgo, AMIAT, IREN, le Società Iren Emilia e Iren Ambiente sono in possesso della Certificazione ai sensi dello Standard OHSAS 18001. Le ultime due attuano il sistema di gestione per la sicurezza sull'intero perimetro ed hanno concordato con Accredia il percorso di certificazione specifica sui vari servizi gestiti, previsto e regolamentato per le società di grandi dimensioni e multiservizi. Proseguono, quindi, come da programma le estensioni della certificazione OHSAS 18001 alle funzioni di Iren Emilia, iniziate nel 2013 con il settore gas e in Iren Ambiente iniziate con il servizio spazzamento, raccolta dei rifiuti urbani, assimilati ed assimilabili e gestione dei centri di raccolta certificata nel 2014. Nell'ambito di tali iniziative sono stati effettuati numerosi incontri con i lavoratori per illustrare la politica aziendale relativa alla sicurezza sul lavoro.

Anche nei primi nove mesi si sono svolti con regolarità e come da programma gli audit previsti di ricertificazione/mantenimento nelle società del Gruppo, confermando in tutti i casi le certificazioni acquisite.

Si segnala, inoltre, il proseguimento dell'implementazione di un unico software di gestione della sicurezza nel Gruppo Iren, finalizzato alla gestione informatizzata sui territori.

Nel corso del periodo il Gruppo ha definito ed iniziato il monitoraggio degli obiettivi e delle azioni di miglioramento in ambito sicurezza. Partendo dagli indirizzi emessi nel corso del 2015 dalla Capogruppo sono stati definiti obiettivi e piani di miglioramento.

Nel Gruppo Iren la valutazione dell'andamento infortunistico è oggetto, di un'approfondita e dettagliata analisi, i risultati delle quali non evidenziano scostamenti significativi rispetto al trend generale.

Prosegue in collaborazione con altri Organismi e Istituti operanti nel settore della sicurezza sul lavoro e in particolare sulla strada, il progetto di valutazione dei rischi derivanti dalla guida dei veicoli aziendali (o di veicolo privato autorizzato) e la prevenzione/riduzione degli eventi incidentali stradali in ambito lavorativo per i dipendenti della Società, e per tutte le persone che accedono all'utilizzo del veicolo sotto il controllo diretto dell'azienda. È stato definito e firmato il protocollo avente per oggetto l'attivazione di un'organica collaborazione tra Iren S.p.A. e i soggetti in premessa, per la redazione di un sistema di gestione della sicurezza stradale e la definizione di una metodologia per la valutazione del rischio guida e delle misure di miglioramento conseguenti, così come definito dal D.Lgs. 81/2008 e s.m.i.

I primi nove mesi 2015 hanno visto un costante aggiornamento delle analisi di rischio, in coerenza con la nuova organizzazione.

Ambiente

Per quanto concerne la salvaguardia dell'ambiente prosegue l'impegno del Gruppo Iren nei vari settori in cui opera. In particolare, per le Società di primo livello tale impegno si manifesta attraverso l'attenzione a principi di qualità e tutela ambientale, all'uso razionale delle risorse naturali e al pieno rispetto delle normative vigenti nello svolgimento delle attività delle proprie linee di business e nella sensibilizzazione dei propri clienti e fornitori alle tematiche ambientali.

In questo contesto:

- Iren Mercato ha mantenuto la certificazione, ai sensi del DT66 di Certiquality, il proprio servizio di vendita di energia elettrica prodotta interamente da fonti rinnovabili ed ha istituito il marchio "Iren Verde" con cui i clienti non domestici che aderiscono al servizio hanno la possibilità di dimostrare e rendere visibile il proprio impegno ambientale;
- Iren Gestioni Energetiche ha mantenuto la certificazione delle attività di installazione, manutenzione e riparazione di apparecchiature fisse di refrigerazione, condizionamento e pompe di calore secondo il regolamento CE 303/08
- IdroTigullio e AMTER hanno ottenuto la Certificazione del Sistema di Gestione Ambientale ai sensi della norma UNI EN ISO 14001:2004;
- È stata ottenuta la registrazione EMAS dell'impianto Torino Nord, sono state confermate le registrazioni EMAS per gli impianti di Turbigio, Tusciano e Moncalieri, nonché le certificazioni ISO 14001 per le società Iren Energia, Iren Servizi e Innovazione ed AEM Torino Distribuzione.
- È stata ottenuta la certificazione integrata qualità sicurezza ambiente del PAI di Parma da parte di Iren Ambiente.

Al fine di assicurare un percorso di crescita aziendale sostenibile e improntato al principio del miglioramento continuo, sono state impegnate risorse:

- nello sviluppo della produzione di energia da fonti rinnovabili (idroelettrico) o assimilabili alle rinnovabili (cogenerazione) e nella promozione del teleriscaldamento, nonché nell'adozione delle migliori tecnologie impiantistiche disponibili sul mercato, per garantire un minor impatto ambientale;
- nel miglioramento dell'utilizzo delle risorse idriche, sia in termini di prelievo e utilizzo, che di rilascio e scarico;

- nel rinnovamento degli impianti di trattamento delle acque reflue urbane e nella ricerca delle migliori tecnologie disponibili per migliorare la qualità dell'acqua effluente e minimizzare le emissioni odorose;
- nella corretta gestione degli adempimenti riguardanti la problematica rifiuti speciali, per le fasi legate alla produzione, allo stoccaggio, al trasporto e allo smaltimento/recupero finale;
- nella diffusione delle informazioni riguardanti gli impatti delle attività aziendali verso l'ambiente esterno, attraverso specifiche pubblicazioni quali il Bilancio di Sostenibilità e le Dichiarazioni Ambientali.

Dal punto di vista gestionale, per garantire il minor impatto ambientale delle attività del Gruppo, è stata data particolare rilevanza:

- al mantenimento dei sistemi di certificazione su base volontaria per quanto concerne i sistemi di gestione ambientale certificati ai sensi della norma UNI EN ISO 14001:2004 ed EMAS;
- al monitoraggio delle prestazioni ambientali delle attività attraverso l'uso di opportuni indicatori per ogni aspetto ambientale significativo;
- al controllo analitico degli impatti verso l'ambiente esterno, in particolare per quanto concerne le emissioni in atmosfera, la qualità dell'aria, gli scarichi idrici, le emissioni acustiche e i campi elettromagnetici;
- all'effettuazione di audit specifici interni finalizzati alla verifica della corretta gestione delle problematiche ambientali degli impianti aziendali;
- all'ottemperanza degli adempimenti amministrativi, in particolare per quanto concerne i monitoraggi e i controlli connessi alle Autorizzazioni Integrate Ambientali (Direttiva I.P.P.C.) e all'emissione dei gas ad effetto serra (Emission Trading System), per gli impianti soggetti;
- al continuo coinvolgimento del personale aziendale, attraverso l'erogazione di specifici corsi di formazione pianificati con cadenza annuale, sulle tematiche di carattere ambientale e sulle migliori pratiche di gestione degli impianti per garantire un minor impatto ambientale;
- all'implementazione, nei vari siti del Gruppo Iren, degli step via via proposti dal Sistema di Controllo della Tracciabilità dei Rifiuti, denominato SISTRI, istituito dal Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare per garantire il passaggio, attraverso soluzioni tecnologiche avanzate, ad una gestione innovativa e più efficiente dell'intera filiera dei rifiuti.

IREN E LA SOSTENIBILITÀ

Il sistema di valori che guida il Gruppo Iren è teso a realizzare un modello di impresa capace di soddisfare in modo equilibrato le legittime aspettative dei diversi stakeholder nel pieno rispetto dell'ambiente e delle comunità in cui opera. Iren promuove politiche coerenti con i principi della sostenibilità ambientale, sociale ed economica: il rispetto e la tutela del territorio, la valorizzazione dei dipendenti, la soddisfazione dei clienti, il dialogo costante con le comunità e la Pubblica Amministrazione, l'attenta gestione della catena di fornitura, la comunicazione trasparente con gli azionisti e i finanziatori. Responsabilità verso il territorio significa anche ascolto e dialogo strutturato con le comunità locali, per questo il Gruppo Iren ha dato vita ai Comitati Territoriali, luoghi di progettazione partecipata per migliorare la qualità dei servizi, la sostenibilità sociale e ambientale e la capacità di anticipare i bisogni dei cittadini. I Comitati sono strutturati su base provinciale: i Comitati delle Province di Piacenza, Reggio Emilia e Parma sono già stati costituiti, quello di Torino è in fase di costituzione, ed in data 17 settembre è stato pubblicato il bando di partecipazione. Successivamente si procederà all'estensione del progetto nel territorio genovese. Per allargare il dialogo e il confronto a tutte le comunità, i Comitati Territoriali si avvalgono dell'ausilio di una piattaforma online attraverso la quale tutti i cittadini possono pubblicare direttamente le proprie idee e i propri progetti di miglioramento.

Il Bilancio di Sostenibilità, riporta la rendicontazione completa delle performance di sostenibilità economica, ambientale e sociale del Gruppo, rappresenta uno strumento di orientamento gestionale e costituisce un documento per il dialogo costante e partecipato con il territorio e tutti gli stakeholder. L'edizione 2014 è stata ratificata dal Consiglio di Amministrazione di Iren S.p.A. in data 13/03/2015, in concomitanza con l'approvazione del Bilancio d'Esercizio e del Bilancio Consolidato al 31 dicembre 2014.

Gli orientamenti strategici di medio-lungo termine rivelano una costante attenzione alle tematiche attinenti la sostenibilità, nel Piano Industriale 2015-2020, lo sviluppo di Iren si basa su quattro linee strategiche: integrazione ed efficienza, centralità del cliente, innovazione e sviluppo sostenibile in termini ambientali e finanziari, oltre a prevedere un nuovo orientamento strategico per la CSR.

Fra le iniziative principali del Gruppo in tema di sostenibilità, svolte nei primi nove mesi dell'anno 2015, si segnalano inoltre:

- la partecipazione, per il quarto anno consecutivo, al survey del Carbon Disclosure Project "CDP Italy 100 Climate Change Report 2015", per il quale sono attualmente in corso le valutazioni;
- la partecipazione all'edizione 2015 del Sodalitas Social Award e successiva inclusione tra i finalisti per i seguenti due progetti "Piano di riequilibrio demografico" e "Iren: scuole in rete";
- la partecipazione al Premio Sviluppo Sostenibile 2015, organizzato dalla Fondazione per lo Sviluppo Sostenibile in collaborazione con Ecomondo;
- la partecipazione al "Premio Impresa Responsabile 2015", organizzato da Unioncamere, in collaborazione con Terzocanale e con il Salone della CSR e dell'innovazione sociale;
- la partecipazione a iniziative volte alla sensibilizzazione sulle tematiche CSR presso altri promotori (es. Altis, Acea);
- la partecipazione a Tavoli di Lavoro (Altis, Utilitatis, Assonime);
- la creazione del mini-sito sulla sostenibilità;
- la pubblicazione settimanale sulla intranet aziendale delle "pillole di sostenibilità", brevi video per approfondire l'impegno che il Gruppo mette in campo per garantire sostenibilità ambientale, sociale ed economica ai propri stakeholder;
- l'analisi indicatori per aggiornamento a nuove linee guida GRI-G4 e trasferimento dei contenuti in nuove schede per l'inserimento nel software dedicato alla raccolta dati;
- l'ottenimento della certificazione Mela Rosa, da parte della Fondazione Marisa Bellisario, per l'impegno di Iren al recepimento di quanto previsto dalla legge sulla parità di genere, valorizzando il talento femminile ai vertici dell'azienda;
- la prosecuzione nel territorio di Reggio Emilia della campagna per la prevenzione dell'aneurisma dell'aorta promossa da Cardioteam Foundation Onlus, per mezzo della quale tutto il personale con età superiore o uguale a 55 anni si sottopone gratuitamente ad uno screening sanitario. Complessivamente i dipendenti di Torino, Genova e Piacenza che hanno beneficiato dell'iniziativa

sono circa 650 e rappresentano l'80% degli aventi diritto. Entro fine 2015 il progetto sarà esteso anche al territorio di Parma;

- nell'ambito dell'illuminazione pubblica procedono i lavori relativi al progetto Torino Led (promosso dalla Città di Torino), per mezzo del quale si stanno sostituendo i lampioni tradizionali con nuove lampade a LED. Una volta completato, il progetto consentirà una riduzione dei consumi di energia elettrica di oltre il 50%;
- la prosecuzione del progetto "Edu.Iren", un programma di offerte formative messe a disposizione delle scuole gratuitamente, basato sull'esperienza pluriennale delle società del Gruppo Iren a livello locale in progetti di educazione alla sostenibilità nelle scuole. Il catalogo 2015/2016 presenta nuovi argomenti che arricchiscono un'offerta già apprezzata da oltre 51.000 studenti;
- la partecipazione al convegno "La città del Futuro", promosso da Iren, Scuola Politecnica dell'Università di Genova e FULGIS (Fondazione che gestisce alcune scuole superiori del Comune di Genova). Il convegno ha offerto agli studenti delle scuole genovesi l'occasione di approfondire le tematiche della sostenibilità ambientale declinate nel campo delle costruzioni, della mobilità e della gestione dei servizi, confrontandosi con esperienze concrete e di eccellenza;
- la conclusione del progetto Eden, finalizzato all'educazione ambientale e al concetto di sostenibilità. Attraverso il coinvolgimento di tre scuole torinesi ha preso avvio la prima sperimentazione sul territorio regionale, volta alla misurazione di dati oggettivi negli edifici pubblici. Il progetto ha inoltre ricevuto il Premio Smau 2015 nel settore dell'efficienza energetica;
- l'introduzione di agevolazioni per i clienti dei comuni del piacentino colpiti dall'alluvione del mese di settembre (abbuono dei consumi di acqua eccedenti la media storica dell'utenza, possibilità di dilazione del pagamento delle bollette gas e acqua con scadenza a partire dal giorno successivo agli eventi alluvionali, fino al 31 dicembre 2015 senza penalità di mora);
- l'installazione di cinque nuovi erogatori di acqua pubblica a Parma;
- l'avvio di una nuova modalità sperimentale nella raccolta rifiuti della città di Torino, per mezzo della quale alcune torrette per il conferimento dei rifiuti della frazione non recuperabile sono dotate di un sistema di chiusura e accessibili solo agli utenti autorizzati, muniti di specifica chiave elettronica. La nuova modalità di conferimento rientra nel progetto di ricerca europeo denominato ALMANAC, orientato ad una gestione attenta dei rifiuti;
- la partecipazione all'evento "Supernova", che si è tenuto a Torino, alle cui tavole rotonde sono stati discussi temi relativi al risparmio energetico e alla raccolta differenziata;
- l'iniziativa di sensibilizzazione alla raccolta differenziata in occasione del concerto di Ligabue a Campovolo, grazie alla quale si è ottenuta una riduzione di circa il 50% dei rifiuti pro capite prodotti, rispetto all'edizione precedente;
- l'adesione all'iniziativa di carattere nazionale "Bimbi in ufficio con mamma e papà", occasione per i dipendenti di nove sedi Iren nelle province di Reggio Emilia, Torino, Genova, Parma e Piacenza di mostrare ai propri figli dove lavorano e cosa fanno durante la giornata lavorativa;
- l'intervento al convegno "Gli alberi sono vivi perché fanno le mele, le foglie e il vento – Per un'educazione alla sostenibilità alimentare ed ambientale", che si è tenuto a Expo Milano 2015.

Iren S.p.A.

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





**PROSPETTI CONTABILI CONSOLIDATI
AL 30 SETTEMBRE 2015**

Situazione patrimoniale-finanziaria consolidata

migliaia di euro

	30.09.2015	31.12.2014
ATTIVITA'		
Attività materiali	2.917.102	2.992.246
Investimenti immobiliari	14.530	14.427
Attività immateriali a vita definita	1.299.754	1.234.670
Avviamento	128.612	124.407
Partecipazioni valutate con il metodo del Patrimonio Netto	218.901	235.102
Altre partecipazioni	17.817	17.817
Crediti commerciali non correnti	68.731	51.232
Attività finanziarie non correnti	68.504	66.439
Altre attività non correnti	44.644	47.006
Attività per imposte anticipate	282.183	277.679
Totale attività non correnti	5.060.778	5.061.025
Rimanenze	131.287	81.659
Crediti commerciali	810.119	977.964
Crediti per imposte correnti	33.065	19.334
Crediti vari e altre attività correnti	191.586	233.434
Attività finanziarie correnti	553.448	471.301
Cassa e altre disponibilità liquide equivalenti	27.881	51.601
Totale attività correnti	1.747.386	1.835.293
Attività destinate ad essere cedute	5.443	10.762
TOTALE ATTIVITA'	6.813.607	6.907.080

migliaia di euro

	30.09.2015	31.12.2014
PATRIMONIO NETTO		
Patrimonio netto attribuibile ai soci della Capogruppo		
Capitale sociale	1.276.226	1.276.226
Riserve e Utili (Perdite) a nuovo	427.118	401.198
Risultato netto del periodo	98.847	85.795
Totale patrimonio netto di pertinenza della Capogruppo	1.802.191	1.763.219
Patrimonio netto di pertinenza dei Terzi	232.463	230.330
TOTALE PATRIMONIO NETTO	2.034.654	1.993.549
PASSIVITA'		
Passività finanziarie non correnti	2.367.617	2.210.821
Benefici ai dipendenti	143.351	148.971
Fondi per rischi ed oneri	289.856	319.662
Passività per imposte differite	161.875	162.343
Debiti vari e altre passività non correnti	199.489	200.625
Totale passività non correnti	3.162.188	3.042.422
Passività finanziarie correnti	438.645	664.204
Debiti commerciali	732.979	874.723
Debiti vari e altre passività correnti	266.937	248.583
Debiti per imposte correnti	64.865	1.869
Fondi per rischi ed oneri quota corrente	113.339	81.730
Totale passività correnti	1.616.765	1.871.109
Passività correlate ad attività destinate ad essere cedute	-	-
TOTALE PASSIVITA'	4.778.953	4.913.531
TOTALE PATRIMONIO NETTO E PASSIVITA'	6.813.607	6.907.080

Conto economico consolidato

migliaia di euro

	Primi nove mesi 2015	Primi nove mesi 2014
Ricavi		
Ricavi per beni e servizi	2.030.877	1.862.981
Variazione dei lavori in corso	880	80
Altri proventi	187.107	207.846
- di cui non ricorrenti	-	21.044
Totale ricavi	2.218.864	2.070.907
Costi operativi		
Costi materie prime sussidiarie di consumo e merci	(718.765)	(720.794)
Prestazioni di servizi e godimento beni di terzi	(693.921)	(672.586)
Oneri diversi di gestione	(61.048)	(54.088)
Costi per lavori interni capitalizzati	19.037	13.592
Costo del personale	(266.573)	(202.194)
Totale costi operativi	(1.721.270)	(1.636.070)
MARGINE OPERATIVO LORDO	497.594	434.837
Ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni		
Ammortamenti	(198.103)	(170.206)
Accantonamenti e svalutazioni	(46.699)	(21.902)
Totale ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni	(244.802)	(192.108)
RISULTATO OPERATIVO	252.792	242.729
Gestione finanziaria		
Proventi finanziari	19.987	20.408
Oneri finanziari	(87.693)	(94.740)
Totale gestione finanziaria	(67.706)	(74.332)
Risultato di partecipazioni contabilizzate con il metodo del patrimonio netto	388	19.678
Rettifica di valore di partecipazioni	-	(21)
Risultato prima delle imposte	185.474	188.054
Imposte sul reddito	(69.766)	(79.512)
Risultato netto delle attività in continuità	115.708	108.542
Risultato netto da attività operative cessate		-
Risultato netto del periodo	115.708	108.542
attribuibile a:		
- Utile (perdita) di pertinenza del Gruppo	98.847	95.143
- Utile (perdita) di pertinenza di terzi	16.861	13.399

Altre componenti di conto economico complessivo

	migliaia di euro	
	Primi nove mesi 2015	Primi nove mesi 2014
Utile/(perdita) del periodo - Gruppo e Terzi (A)	115.708	108.542
Altre componenti di conto economico complessivo che saranno successivamente riclassificate a Conto Economico		
- quota efficace delle variazioni di fair value della copertura di flussi finanziari	5.052	(1.526)
- 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	2.821	(10.018)
Effetto fiscale delle altre componenti di conto economico complessivo	(1.340)	100
Totale altre componenti di conto economico complessivo che saranno successivamente riclassificate a Conto Economico, al netto dell'effetto fiscale (B1)	6.533	(11.444)
Altre componenti di conto economico complessivo che non saranno successivamente riclassificate a Conto Economico		
- 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	-	-
Totale altre componenti di conto economico complessivo che non saranno successivamente riclassificate a Conto Economico, al netto dell'effetto fiscale (B2)	-	-
Totale Utile/(perdita) complessiva (A)+(B1)+(B2)	122.241	97.098
attribuibile a:		
- Utile (perdita) di pertinenza del Gruppo	105.380	83.636
- Utile (perdita) di pertinenza di terzi	16.861	13.462

Prospetto delle variazioni delle voci di patrimonio netto consolidato

	Capitale sociale	Riserva sovrapprezzo Emissione azioni	Riserva legale
31/12/2013	1.276.226	105.102	32.512
Riserva legale			4.343
Dividendi agli azionisti			
Utili portati a nuovo			
Cambio interessenze			
Altri movimenti			
Utile complessivo rilevato nel periodo			
di cui:			
- Utile netto del periodo			
- Altre componenti di Conto Economico complessivo			
30/09/2014	1.276.226	105.102	36.855
31/12/2014	1.276.226	105.102	36.855
Riserva legale			2.505
Dividendi agli azionisti			
Utili portati a nuovo			
Cambio interessenze			
Altri movimenti			
Utile complessivo rilevato nel periodo			
di cui:			
- Utile netto del periodo			
- Altre componenti di Conto Economico complessivo			
30/09/2015	1.276.226	105.102	39.360

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
(24.028)	302.135	415.721	80.554	1.772.501	216.526	1.989.027
		4.343	(4.343)	-		-
			(66.747)	(66.747)	(6.895)	(73.642)
	9.464	9.464	(9.464)	-		-
	(1.585)	(1.585)		(1.585)	(12.219)	(13.804)
	(3.099)	(3.099)		(3.099)	52	(3.047)
(11.506)		(11.506)	95.143	83.637	13.461	97.098
		-		-		-
		-	95.143	95.143	13.399	108.542
(11.506)	-	(11.506)		(11.506)	62	(11.444)
(35.534)	306.915	413.338	95.143	1.784.707	210.925	1.995.632
(39.695)	298.936	401.198	85.795	1.763.219	230.330	1.993.549
		2.505	(2.505)	-		-
			(66.747)	(66.747)	(14.670)	(81.417)
	16.543	16.543	(16.543)	-		-
	511	511		511		511
	(172)	(172)		(172)	(58)	(230)
6.533		6.533	98.847	105.380	16.861	122.241
			98.847	98.847	16.861	115.708
6.533	-	6.533		6.533		6.533
(33.162)	315.818	427.118	98.847	1.802.191	232.463	2.034.654

Rendiconto finanziario consolidato

migliaia di euro

	Primi nove mesi 2015	Primi nove mesi 2014
A. Disponibilità liquide iniziali	51.601	50.222
Flusso finanziario generato dall'attività operativa		
Risultato del periodo	115.708	108.542
Rettifiche per:		
Ammortamenti attività materiali e immateriali	198.103	170.206
(Plusvalenze) Minusvalenze e altre variazioni patrimoniali	7.538	(19.110)
Variazione netta TFR e altri benefici ai dipendenti	(7.021)	250
Variazione netta fondo rischi e altri oneri	(412)	(32.842)
Variazione imposte anticipate e differite	(5.747)	(7.312)
Variazione altre attività/passività non correnti	(2.239)	19.312
Dividendi contabilizzati al netto delle elisioni	(1.316)	(1.030)
Quota del risultato di collegate e joint ventures	(388)	(19.678)
Svalutazioni (Rivalutazioni) nette di attività	-	837
B. Cash flow operativo prima delle variazioni di CCN	304.226	219.175
Variazione rimanenze	(49.307)	11.051
Variazione crediti commerciali	176.920	223.493
Variazione crediti tributari e altre attività correnti	28.792	(67.318)
Variazione debiti commerciali	(154.778)	(320.096)
Variazione debiti tributari e altre passività correnti	74.488	105.487
C. Flusso finanziario derivante da variazioni di CCN	76.115	(47.383)
D. Cash flow operativo (B+C)	380.341	171.792
Flusso finanziario da (per) attività di investimento		
Investimenti in attività materiali e immateriali	(160.557)	(170.837)
Investimenti in attività finanziarie	(1.355)	(58.823)
Realizzo investimenti e variazione attività destinate ad essere cedute	5.502	23.808
Variazione area di consolidamento	(25.679)	(207.560)
Dividendi incassati	7.368	42.790
E. Totale flusso finanziario da attività di investimento	(174.721)	(370.622)
F. Free cash flow (D+E)	205.620	(198.830)
Flusso finanziario da attività di finanziamento		
Erogazione di dividendi	(81.417)	(73.642)
Nuovi finanziamenti a lungo termine	250.000	525.000
Rimborsi di finanziamenti a lungo termine	(113.681)	(530.330)
Variazione debiti finanziari	(200.030)	332.312
Variazione crediti finanziari	(84.212)	(73.406)
G. Totale flusso finanziario da attività di finanziamento	(229.340)	179.934
H. Flusso monetario del periodo (F+G)	(23.720)	(18.896)
I. Disponibilità liquide finali (A+H)	27.881	31.326

Dichiarazione del Dirigente Preposto alla redazione dei documenti contabili societari a norma delle disposizioni dell'art. 154-bis comma 2 del d. lgs. 58/1998 (Testo Unico della Finanza)

Il sottoscritto Massimo Levrino, Dirigente Preposto alla redazione dei documenti contabili e societari di IREN S.p.A., dichiara, ai sensi del comma 2 articolo 154 bis del Testo Unico della Finanza, che l'informativa contabile contenuta nel presente Resoconto Intermedio di Gestione al 30 settembre 2015 corrisponde alle risultanze documentali, ai libri e alle scritture contabili.

12 novembre 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

