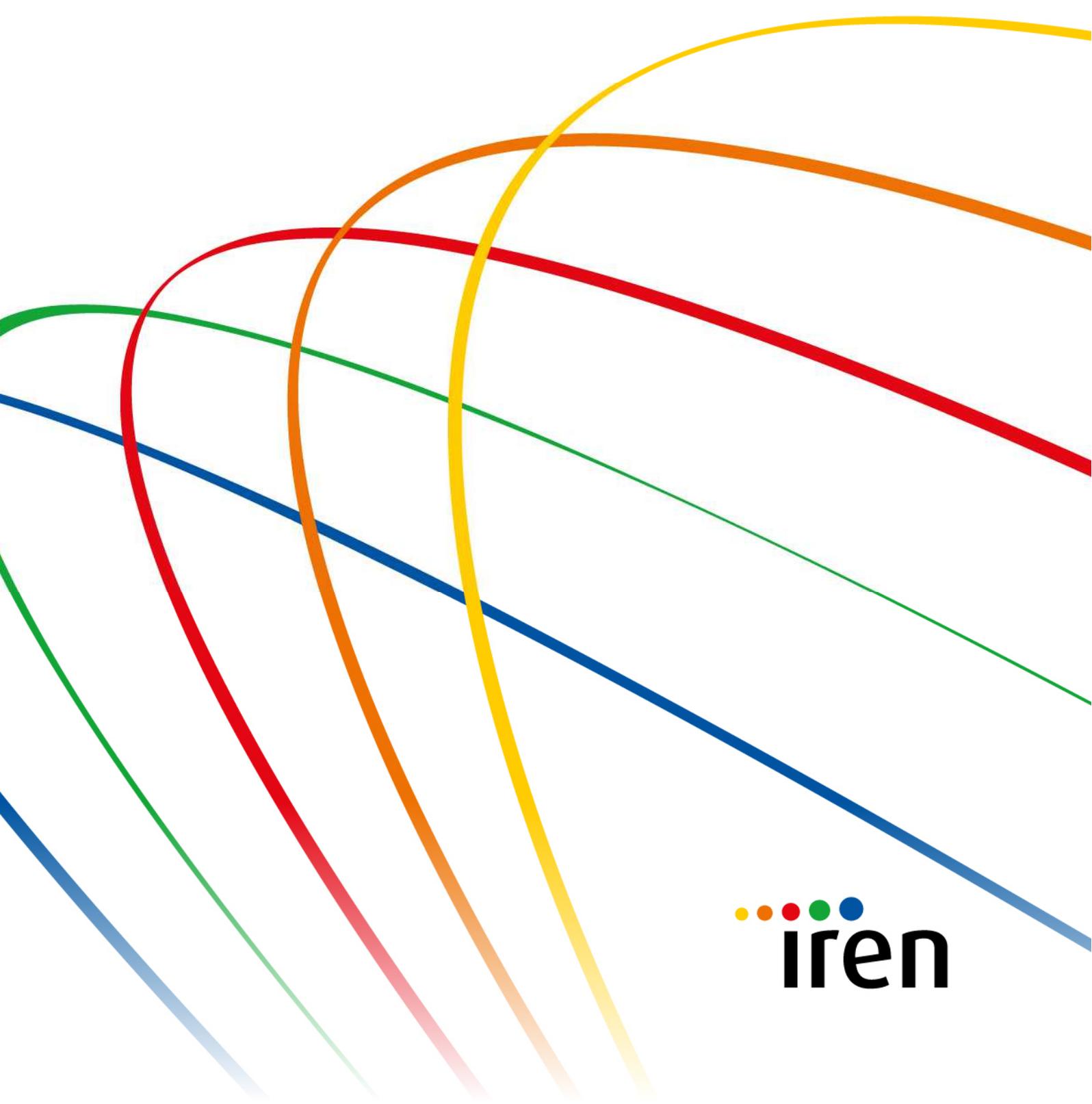


Relazioni e Bilanci

al 31 dicembre 2014




iren

Sommario

Avviso di convocazione di Assemblea ordinaria.....	1
Premessa.....	2
Gruppo Iren in cifre.....	3
Cariche sociali.....	5
Missione e Valori del Gruppo Iren.....	6
Lettera agli Azionisti.....	7
● Relazione sulla gestione	
Il Gruppo Iren: l'assetto organizzativo.....	10
Informazioni sul titolo Iren nel 2014.....	15
Dati operativi.....	17
Scenario di mercato.....	19
Fatti di rilievo dell'esercizio.....	34
Situazione economica, patrimoniale e finanziaria del Gruppo Iren.....	39
Situazione Economica.....	39
Analisi per settori di attività.....	42
Situazione Patrimoniale.....	49
Situazione Finanziaria.....	50
Situazione economica, patrimoniale e finanziaria di Iren S.p.A.....	52
Situazione Economica.....	52
Situazione Patrimoniale.....	53
Situazione Finanziaria.....	54
Fatti di rilievo intervenuti dopo la chiusura dell'esercizio ed evoluzione prevedibile della gestione.....	56
Quadro normativo.....	58
Gestione Finanziaria.....	76
Rapporti con Parti Correlate.....	78
Rischi e incertezze.....	78
Ricerca e sviluppo.....	82
Personale.....	92
Qualità, Ambiente e Sicurezza.....	93
Iren e la Sostenibilità.....	97
Informazioni sulla Corporate Governance di Iren.....	100
Altre Informazioni.....	112
Proposte del Consiglio di Amministrazione all'Assemblea degli Azionisti.....	113
● Bilancio consolidato e Note esplicative al 31 dicembre 2014	
Prospetto della situazione patrimoniale - finanziaria.....	116
Prospetto di Conto Economico.....	118
Prospetto delle altre componenti di Conto Economico complessivo.....	119
Prospetto delle variazioni delle voci di Patrimonio Netto.....	120
Rendiconto Finanziario.....	122
Note Esplicative.....	123
I. Contenuto e forma del bilancio consolidato.....	124
II. Principi contabili emendamenti ed interpretazioni efficaci dal 1° gennaio 2014.....	124
III. Principi di consolidamento.....	130
IV. Area di consolidamento.....	131
V. Principi contabili e criteri di valutazione.....	132
VI. Gestione dei rischi finanziari del Gruppo.....	147
VII. Informativa sui rapporti con parti correlate.....	153
VIII. Fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura dell'esercizio.....	156
IX. Altre informazioni.....	157
X. Informazioni sulla situazione patrimoniale - finanziaria.....	160
XI. Informazioni sul Conto Economico.....	192
XII. Garanzie e passività potenziali.....	201
XIII. Informativa per settori di attività.....	204
XIV. Allegati al bilancio consolidato.....	207
Attestazione del bilancio consolidato ai sensi dell'art. 81-ter del Regolamento Consob n. 11971 del 14 maggio 1999 e successive modifiche e integrazioni.....	221
Relazione della Società di revisione sul bilancio consolidato.....	222
● Bilancio separato e Note esplicative al 31 dicembre 2014	
Prospetto della situazione patrimoniale - finanziaria.....	226
Prospetto di Conto Economico.....	228
Prospetto delle altre componenti di Conto Economico complessivo.....	229
Prospetto delle variazioni delle voci di Patrimonio Netto.....	230
Rendiconto Finanziario.....	232
Note Esplicative.....	233
I. Contenuto e forma del bilancio.....	233
II. Principi contabili e criteri di valutazione.....	234
III. Gestione dei rischi finanziari di Iren S.p.A.....	247
IV. Informativa sui rapporti con parti correlate.....	250
V. Fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura dell'esercizio.....	252
VI. Altre informazioni.....	253
VII. Informazioni sulla situazione patrimoniale - finanziaria.....	254
VIII. Informazioni sul Conto Economico.....	270
IX. Garanzie e passività potenziali.....	276
X. Allegati al bilancio separato.....	277
Attestazione del bilancio d'esercizio ai sensi dell'art. 81-ter del Regolamento Consob n. 11971 del 14 maggio 1999 e successive modifiche e integrazioni.....	290
Relazione della Società di revisione sul bilancio separato.....	291
Relazione del Collegio Sindacale all'Assemblea degli Azionisti.....	293

AVVISO DI CONVOCAZIONE DI ASSEMBLEA ORDINARIA

I Signori Azionisti sono convocati in assemblea ordinaria a Reggio Emilia in via Nubi di Magellano 30 presso la Sala Campioli per il giorno 28 aprile 2015 alle ore 11,00 in unica convocazione per discutere e deliberare sul seguente

Ordine del Giorno:

- 1) Nomina di un componente del Consiglio di Amministrazione a seguito di avvenuta cooptazione ai sensi dell'articolo 2386 del codice civile: deliberazioni inerenti e conseguenti.
- 2) Bilancio di esercizio al 31 dicembre 2014 e Relazione sulla gestione: deliberazioni inerenti e conseguenti.
- 3) Relazione sulla remunerazione (prima sezione ai sensi del 3° comma dell'art. 123 ter del TUF): deliberazioni inerenti e conseguenti.
- 4) Nomina del Collegio Sindacale e del suo Presidente per gli esercizi 2015-2016-2017 e determinazione del relativo compenso: deliberazioni inerenti e conseguenti.

OMISSIS

Reggio Emilia, 13 marzo 2015

Il Presidente del Consiglio di Amministrazione

(Francesco Profumo)



PREMESSA

Come diffusamente esplicitato nel paragrafo relativo ai Principi contabili applicati, dal primo gennaio 2014 risulta applicabile il nuovo IFRS 11 che disciplina il trattamento contabile delle Joint Venture.

Il principio non consente più il mantenimento del consolidamento proporzionale per le Joint Venture applicato dal Gruppo Iren fino al 31 dicembre 2013. La conseguenza di quanto esposto si manifesta attraverso l'uscita dal perimetro di consolidamento delle società Olt, SAP, AES ed Iren Rinnovabili, che a partire dal primo gennaio 2014 vengono contabilizzate con il metodo del Patrimonio Netto.

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

A seguito di quanto sopra descritto, gli Amministratori hanno ritenuto opportuno predisporre, oltre agli schemi di bilancio redatti in conformità ai principi contabili internazionali in vigore, specifici prospetti (definiti *riesposti*) che riflettono integralmente, per singola linea di conto economico, ricavi e costi del teleriscaldamento della città di Torino: tali prospetti riesposti, oltre a fornire informazioni sostanzialmente coerenti a quelle fornite prima dell'entrata in vigore del nuovo IFRS 11 (quando AES S.p.A. era oggetto di consolidamento proporzionale), meglio riflettono la rilevanza strategica del business del teleriscaldamento, in cui il Gruppo Iren risulta ai vertici nazionali, ed il ruolo svolto dal Gruppo nella gestione e nello sviluppo del teleriscaldamento nella città di Torino.

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

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

GRUPPO IREN IN CIFRE

	Esercizio 2014 Riesposto	Esercizio 2013 Riesposto	Variaz. %
Dati Economici (milioni di euro)			
Ricavi	2.902	3.373	(14,0)
Margine operativo lordo	623	652	(4,5)
Risultato operativo	325	331	(1,7)
Risultato prima delle imposte	214	225	(5,0)
Risultato netto di Gruppo e di Terzi	86	100	(14,3)
Dati Patrimoniali (milioni di euro)			
	Al 31/12/2014	Al 31/12/2013 Riesposto	
Capitale investito netto	4.279	4.202	1,8
Patrimonio netto	1.994	2.010	(0,8)
Posizione finanziaria netta	(2.286)	(2.192)	4,3
Indicatori economico-finanziari			
	<i>Esercizio 2014 Riesposto</i>	<i>Esercizio 2013 Riesposto</i>	
MOL/Ricavi	21,5%	19,3%	
	<i>Al 31/12/2014</i>	<i>Al 31/12/2013 Riesposto</i>	
Debt/Equity	1,15	1,09	
Dati tecnici e commerciali			
	<i>Esercizio 2014</i>	<i>Esercizio 2013</i>	
Energia elettrica venduta (GWh)	11.151	13.231	(15,7)
Energia termica prodotta (GWh _t)	2.509	3.072	(18,3)
Volumetria teleriscaldata (mln m ³)	80	79	2,4
Gas venduto (mln m ³)	2.185	3.029	(27,9)
Acqua distribuita (mln m ³)	147	149	(1,5)
Rifiuti trattati (ton)	1.082.243	1.003.276	7,9

(*) Variazione superiore al 100%

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

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

- Iren Acqua Gas nel ciclo idrico integrato 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 (Turbigo e Tusciano).

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

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 116 comuni per un totale di circa 1.139.000 abitanti e di circa 1.100.000 tonnellate gestite.

Teleriscaldamento: grazie a 864 chilometri di reti 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 11.151 GWh di energia elettrica e 2.636 GWh_t di calore per teleriscaldamento.

CARICHE SOCIALI

Consiglio di Amministrazione

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

Collegio Sindacale

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

Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili e societari

Massimo Levrino

Società di Revisione

PricewaterhouseCoopers S.p.A. ⁽⁸⁾

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

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

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

⁽⁴⁾ Componente del Comitato Controllo e Rischi.

⁽⁵⁾ Presidente del Comitato Remunerazioni e componente del Comitato Operazioni Parti Correlate.

⁽⁶⁾ Componente del Comitato Remunerazioni.

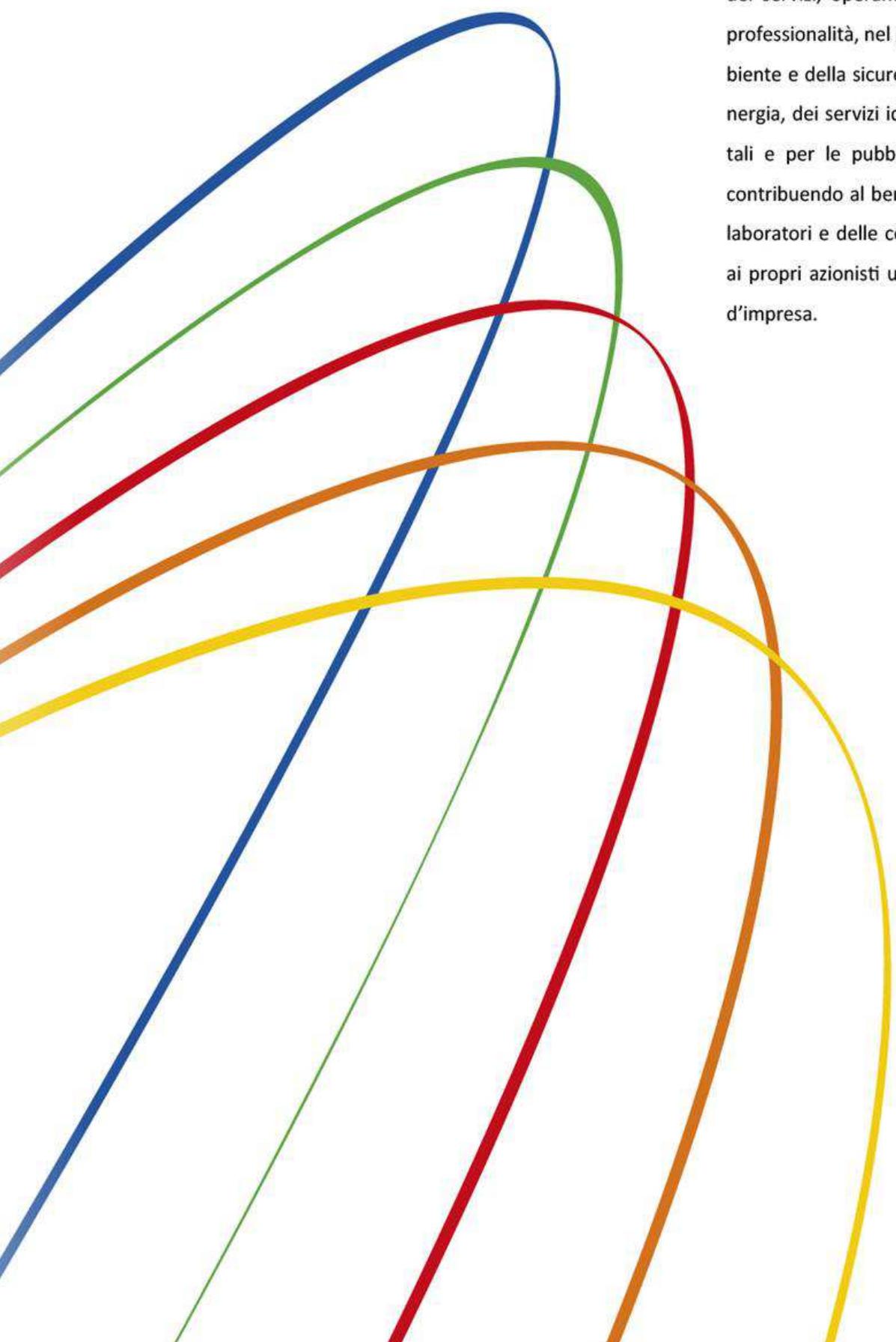
⁽⁷⁾ Presidente del Comitato Operazioni Parti Correlate e componente del Comitato Controllo e Rischi.

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

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

MISSIONE E VALORI DEL GRUPPO IREN

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



LETTERA AGLI AZIONISTI

Gentili Azionisti,

il bilancio che viene presentato dal Consiglio di amministrazione presenta risultati gestionali sostanzialmente stabili rispetto al precedente anno: è un dato che deve essere visto con soddisfazione perché ci si è mossi in uno scenario macroeconomico negativo che ha presentato una significativa riduzione della domanda energetica, legata anche alle dinamiche climatiche dell'anno.

In tale contesto l'azienda ha saputo muoversi concludendo operazioni industriali e finanziarie che hanno consentito di consolidare la propria presenza nei territori di riferimento e anche la propria struttura finanziaria, oltre che con azioni gestionali compensative che hanno permesso di mitigare gli effetti esogeni straordinari.

Il Gruppo Iren chiude il 2014 con ricavi pari a 2.901,8 milioni di euro, un Margine Operativo Lordo pari a 622,7 milioni di euro e un Risultato Operativo di 325,4 milioni di euro. L'utile netto è pari a 68,9 milioni di euro mentre l'indebitamento finanziario netto al 31 dicembre 2014 si attesta a 2.286 milioni di euro.

Nell'anno trascorso gli investimenti lordi realizzati si sono attestati a 349,1 milioni di euro.

A fronte delle difficoltà legate alle dinamiche congiunturali della filiera energetica per i fattori climatici, regolatori e di mercato va registrato un recupero di marginalità nel ciclo idrico integrato e nel settore ambiente e ciò evidenzia il buon bilanciamento tra attività non regolate e regolate gestite dal Gruppo.

Sul fronte del credito particolarmente importante l'operazione di Private Placement di 150 milioni di euro e l'emissione obbligazionaria in formato Public Placement sul mercato europeo per 300 milioni di euro che contribuisce a migliorare il profilo finanziario del Gruppo Iren attraverso un allungamento della scadenza media e una diminuzione del costo medio dell'indebitamento.

La soddisfazione per i risultati raggiunti si unisce a quella per gli importanti progetti industriali portati a termine quali il completamento del progetto OLT con il riconoscimento quale asset di interesse strategico nazionale, con la conseguente attribuzione del fattore di garanzia e la scissione di AES Torino che ha consentito ad Iren Energia di acquisire la proprietà diretta del ramo d'azienda afferente l'attività di distribuzione del calore da teleriscaldamento nei comuni di Torino, Moncalieri e Nichelino.

Nel settore ambientale Iren ha esercitato l'opzione di acquisto di una quota pari al 24% di TRM V S.p.A., società nella quale deteneva già il 25%. Inoltre l'acquisizione dell'ulteriore 31% di Amiat S.p.A. ha consentito di acquisire il controllo della società che gestisce i servizi ambientali per il Comune di Torino mentre, grazie all'acquisizione del 49%, ora Tecnoborgo, la società che gestisce l'impianto di termovalorizzazione a servizio del territorio di Piacenza, è controllata da Iren al 100%.

Vorrei anche ricordare l'accordo concluso tra il Gruppo Iren e le organizzazioni Sindacali che consentirà di aprire concreti sbocchi occupazionali a molti giovani che potranno entrare nel Gruppo sulla base di un piano di incentivazione all'esodo su base volontaria del personale che matura i requisiti pensionistici entro il 2018.

Anche nel 2014 le politiche che il Gruppo Iren ha perseguito sono state coerenti con i principi della sostenibilità ambientale, sociale ed economica. Valori guida come il rispetto e la tutela del territorio, l'efficienza energetica, il dialogo costante con le comunità ed i territori, la soddisfazione dei clienti e l'attenzione alla valorizzazione dei dipendenti sono parte dell'identità aziendale.

Voglio ringraziare, a nome del Consiglio di Amministrazione, tutti i dipendenti per la competenza e l'impegno che quotidianamente mettono nel loro lavoro, da cui derivano i risultati che abbiamo conseguito.

Ringrazio, inoltre, tutti i componenti del Consiglio di Amministrazione e del Collegio Sindacale per il determinante contributo alla futura crescita della Vostra Società.

Il Presidente del Consiglio di Amministrazione
(Francesco Profumo)



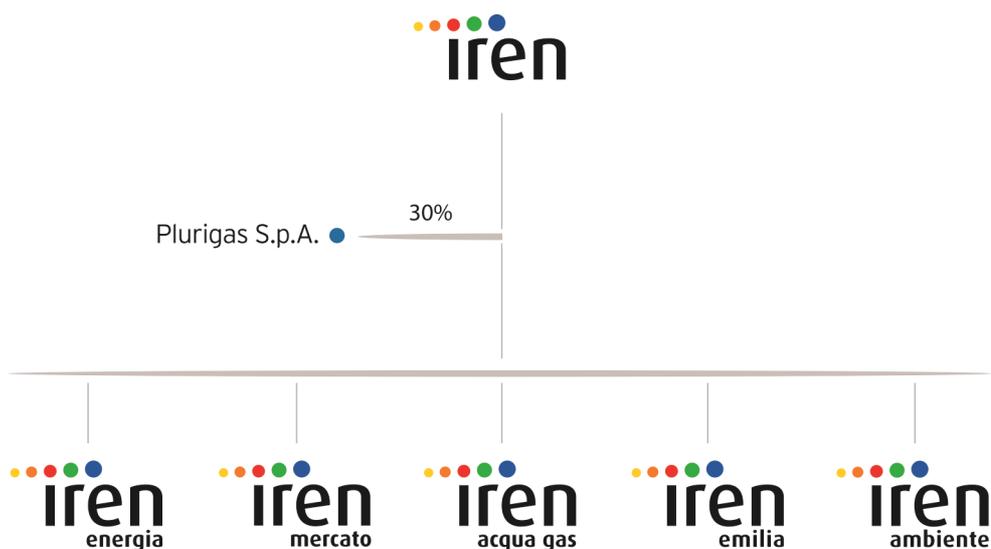
Iren S.p.A.

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



**Relazione
sulla gestione**
al 31 dicembre 2014

IL GRUPPO IREN: L'ASSETTO ORGANIZZATIVO



L'Assemblea degli azionisti del 27 marzo 2013 ha deliberato la liquidazione volontaria della società Plurigas S.p.A. Si precisa che si tratta della struttura organizzativa a fini gestionali.

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

IREN ENERGIA

Produzione di energia elettrica e termica cogenerativa

Iren Energia dispone complessivamente di circa 3.000 MW di potenza installata, di cui circa 2.800 MW direttamente e circa 200 MW tramite la partecipata Energia Italiana. In particolare, Iren Energia ha la disponibilità di 25 impianti di produzione di energia elettrica: 19 idroelettrici e 6 termoelettrici in cogenerazione e 1 termoelettrico, per una potenza complessiva di circa 2.800 MW in assetto elettrico e 2.300 MW termici, di cui 900 MW in cogenerazione. Le fonti di energia primaria utilizzate sono totalmente eco-compatibili in quanto idroelettriche e cogenerative. In particolare, il sistema idroelettrico di produzione svolge un ruolo importante in tema di salvaguardia ambientale, in quanto utilizza una risorsa rinnovabile e pulita, senza emissione di sostanze inquinanti; l'energia idroelettrica consente di ridurre il ricorso ad altre forme di produzione a più elevato impatto ambientale. Iren Energia considera il rispetto dell'ambiente un valore aziendale e da sempre ritiene che lo sviluppo del sistema di produzione idroelettrico, in cui investe annualmente notevoli risorse, sia uno degli strumenti principali per la salvaguardia del territorio. Il 40% della potenza termica complessiva proviene dagli impianti di cogenerazione di proprietà e la parte restante è relativa a generatori di calore convenzionali. La produzione di calore nel 2014 è stata pari a circa 2.509 GWh_t, con una volumetria teleriscaldata pari a circa 80,4 milioni di metri cubi.

Distribuzione di energia elettrica

Iren Energia, tramite la controllata AEM Torino Distribuzione, svolge l'attività di distribuzione di energia elettrica su tutto il territorio delle città di Torino e di Parma (circa 1.094.000 abitanti); nel 2014 l'energia elettrica complessiva distribuita è stata pari a 3.848 GWh, di cui 2.941 GWh nella Città di Torino e 907 GWh nella città di Parma.

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 nella città di Torino della rete di teleriscaldamento più estesa a livello nazionale, con circa 526 km di doppia tubazione al 31 dicembre 2014.

Iren Energia detiene anche la rete di teleriscaldamento di Reggio Emilia con un'estensione di circa 217 Km, di Parma con circa 91 Km, di Piacenza con circa 20 Km e di Genova con 10 km.

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

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 di 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. L'azienda colloca l'energia elettrica direttamente, attraverso le società collegate, dove presenti territorialmente, e tramite contratti di agenzia con le società intermediarie per i clienti associati ad alcune categorie di settore e per grandi clienti legati ad alcune Associazioni Industriali.

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

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

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

Iren Mercato storicamente è attiva nella vendita diretta del gas metano 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 del 2014 sono stati pari a 2.185 Mmc di cui 934 Mmc commercializzati a clienti finali esterni al Gruppo, 1.105 Mmc impiegati all'interno del Gruppo IREN sia per la produzione di energia elettrica e termica sia per la fornitura di servizi calore mentre 146 Mmc rappresentano il gas in stoccaggio.

Al 31 dicembre 2014 i clienti gas gestiti direttamente da Iren Mercato sono oltre 700.000 e principalmente nei territori di riferimento di Genova, Torino ed Emilia.

Commercializzazione energia elettrica

I volumi commercializzati nel 2014, sono stati pari a 11.151 GWh.

I clienti di energia elettrica gestiti a fine 2014 sono oltre 700.000 distribuiti principalmente sul bacino tradizionalmente servito, corrispondente a Torino e Parma, e sulle aree presidiate commercialmente dall'azienda.

Mercato libero e borsa

I volumi complessivamente venduti a clienti finali e grossisti sono pari a 4.836 GWh, mentre i volumi impiegati sulla borsa al netto dell'energia compravenduta sono pari a 4.415 GWh.

Mercato ex vincolato

I clienti complessivamente gestiti in regime di maggior tutela da Iren Mercato nei corso del 2014 sono pari a circa 299.000, mentre i volumi complessivamente venduti ammontano a 708 GWh.

Vendita calore tramite rete di teleriscaldamento

Iren Mercato gestisce la vendita del calore ai clienti teleriscaldati nel Comune di Genova, nei Comuni di Torino e di Nichelino e nelle 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.

Nel 2014 la volumetria teleriscaldata si è attestata a 80 milioni di metri cubi in incremento rispetto all'esercizio precedente (+1,9 milioni di metri cubi).

Gestione servizi calore

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

Impianto di rigassificazione LNG

Come riportato nel bilancio 2013 si segnala che in data 12 luglio 2013, Olt ha formalizzato la propria rinuncia all'esenzione dal TPA (Third Party Access), inviandone formale comunicazione al Ministero dello Sviluppo Economico. La rinuncia al diritto di esenzione dal regime di TPA era espressamente prevista nell'ambito della disciplina del fattore di garanzia stabilita dalla delibera AEEG n. 92/08.

Con delibera 415 del 7 agosto 2014 l' AEEG ha approvato le tariffe per il periodo regolatorio 2013-2014 confermando l'applicazione del fattore di garanzia e di conseguenza confermando OLT come impianto di rigassificazione di interesse strategico nazionale.

IREN ACQUA GAS

Servizi Idrici Integrati

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

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

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

Iren Acqua Gas direttamente e tramite le sue controllate, nel corso del 2014, ha venduto circa 147 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 del 2014, per complessivi 332 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 svolge la gestione operativa del ciclo idrico integrato, delle reti elettriche e del teleriscaldamento, e altri business minori (illuminazione pubblica, gestione verde pubblico, ecc.).

Iren Emilia gestisce l'attività di distribuzione del gas naturale in 72 dei 140 comuni delle province di Reggio Emilia, Parma e Piacenza. La società gestisce complessivamente quasi 5.955 km di rete di distribuzione locale di alta, media e bassa pressione per una potenzialità progettata massima di prelievo pari complessivamente a 862.195 Smc/h.

Iren Emilia, fino al 30 giugno 2014, ha svolto l'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, fino alla stessa data, un bacino di 1.335.000 abitanti.

In data 18 marzo 2014 il Consiglio di Amministrazione ha approvato l'avvio della procedura per la scissione del ramo denominato "Raccolta rifiuti" da Iren Emilia a favore di Iren Ambiente e nella seduta successiva del 24 marzo ha approvato il relativo progetto di scissione parziale, convocando l'assemblea straordinaria dei Soci per il 10 aprile 2014 per l'approvazione del progetto di scissione; a conclusione dell'iter la scissione del ramo ha avuto efficacia a far data dal 1 luglio 2014.

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 19,5 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 di poco inferiore ai 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.

In particolare, a far data dal 1 Luglio 2014 ha avuto efficacia la scissione del ramo denominato "Raccolta rifiuti" da Iren Emilia S.p.A. a favore di Iren Ambiente S.p.A. che pertanto svolge anche attività di raccolta e spazzamento rifiuti oltre ad altri servizi collaterali.

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

In conseguenza della suddetta operazione, Iren Ambiente svolge pertanto la sua attività nell'ambito dei servizi di Igiene Ambientale nelle province di Piacenza, Parma e Reggio Emilia per un totale di 116 comuni del territorio, servendo un bacino di circa 1.139.000 abitanti al 31/12/2014.

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.

INFORMAZIONI SUL TITOLO IREN NEL 2014

Andamento del titolo IREN in Borsa

Nel 2014 l'indice MTA (il principale indice di Borsa Italiana), ha chiuso la contrattazione sostanzialmente in linea con i valori di inizio anno (+0,19%): i segnali positivi legati soprattutto ad un allentamento delle tensioni finanziarie, principalmente per effetto delle politiche espansive della BCE, hanno compensato l'andamento negativo dell'economia reale.

Il quadro congiunturale ha continuato ad essere caratterizzato da una persistente debolezza dei mercati energetici, indotta anche da una generale debolezza della domanda industriale, che ha impattato soprattutto le società con maggiore esposizione alle attività di generazione e vendita gas ed energia.

In questo contesto il titolo Iren da inizio anno ha perso circa il -17%.

Confronto andamento titolo Iren vs Competitors nel 2014



Il titolo Iren a fine dicembre 2014 si è attestato a 0,91 euro per azione con volumi medi da inizio anno che si sono attestati intorno ai 2,0 milioni di pezzi giornalieri.

Nel corso del 2014 il prezzo medio è stato di 1,11 euro per azione avendo toccato il massimo di 1,34 euro per azione l'11 marzo ed il minimo di 0,84 il 15 dicembre.

ANDAMENTO PREZZO E VOLUMI DEL TITOLO IREN



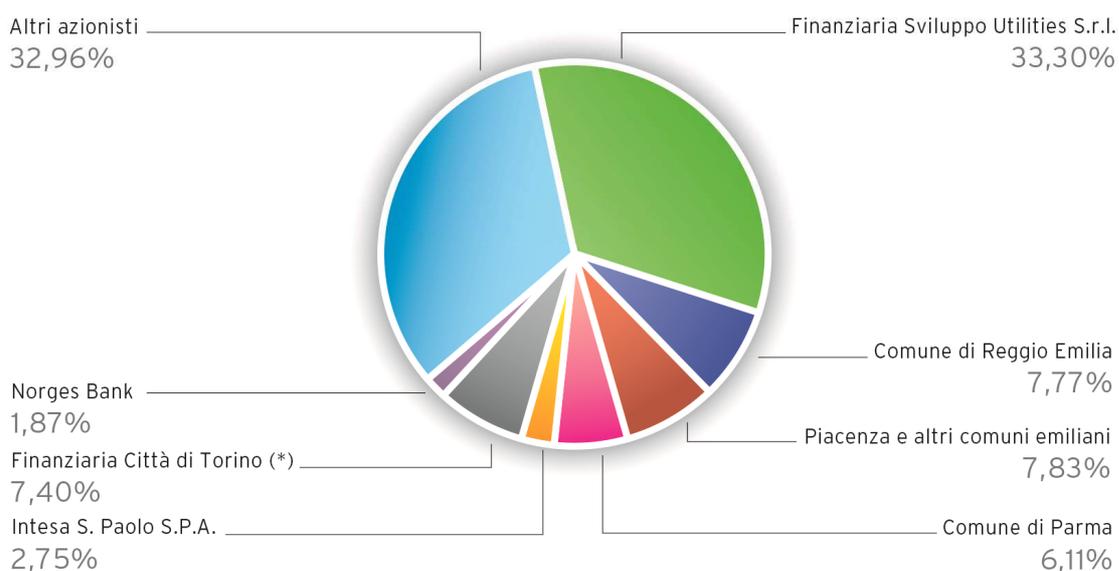
Il *coverage* del titolo

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

Azionariato

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

Azionariato di Iren S.p.A.
(% su capitale sociale complessivo)



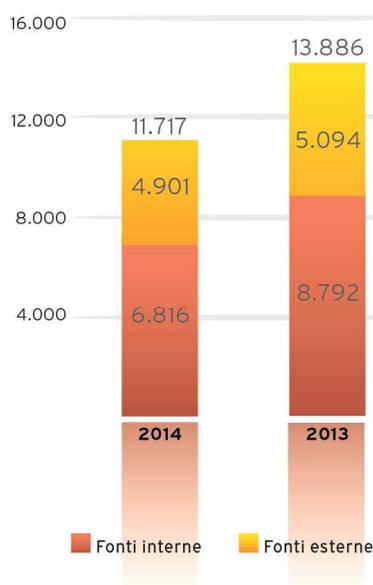
(*) azioni di risparmio prive di diritto di voto

DATI OPERATIVI

Bilancio dell'energia elettrica

GWh	Esercizio 2014	Esercizio 2013	Variaz. %
FONTI			
Produzione lorda	6.816	8.792	(22,5)
<i>a) Termoelettrica</i>	4.965	6.432	(22,8)
<i>b) Idroelettrica</i>	1.444	1.374	5,1
<i>c) Produzione da WTE e Fonti Rinnovabili</i>	408	125	(*)
<i>d) Produzione da impianti Edipower</i>	0	861	(100)
Acquisto da Acquirente Unico	721	877	(17,8)
Acquisto energia in Borsa Elettrica	2.138	2.054	4,1
Acquisto energia da grossisti e importazioni	2.042	2.163	(5,6)
Totale Fonti	11.717	13.886	(15,6)
IMPIEGHI			
Vendite a clienti di maggior tutela	708	852	(16,9)
Vendite in Borsa Elettrica	5.607	6.805	(17,6)
Vendite a clienti finali e grossisti	4.836	5.574	(13,2)
Pompaggi, perdite di distribuzione e altro	566	655	(13,6)
Totale Impieghi	11.717	13.886	(15,6)

Composizione Fonti



Composizione impieghi

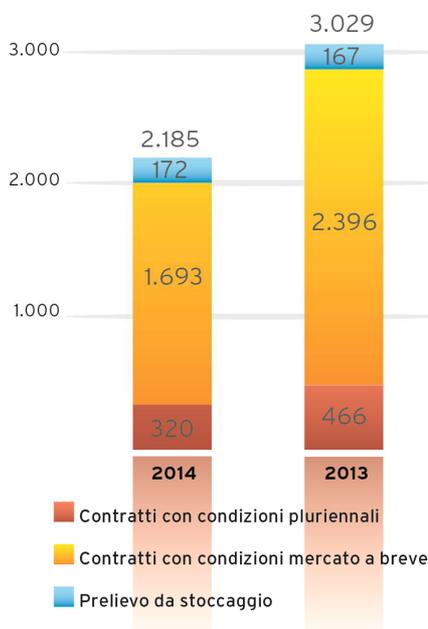


Bilancio del gas

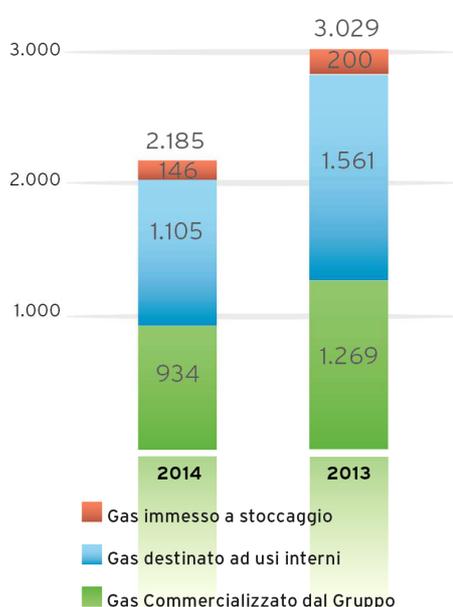
Milioni di metri cubi	Esercizio 2014	Esercizio 2013	Variaz. %
FONTI			
Contratti con condizioni pluriennali	320	466	(31,3)
Contratti con condizioni mercato a breve (annuali e spot)	1.693	2.396	(29,3)
Prelievo da stoccaggio (1)	172	167	3,0
Totale Fonti	2.185	3.029	(27,9)
IMPIEGHI			
Gas commercializzato dal Gruppo	934	1.269	(26,4)
Gas destinato ad usi interni (1)	1.105	1.561	(29,2)
Gas immesso a stoccaggio	146	200	(27,0)
Totale Impieghi	2.185	3.029	(27,9)

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

Composizione Fonti



Composizione impieghi



Servizi a rete

	Esercizio 2014	Esercizio 2013	Variaz. %
DISTRIBUZIONE ENERGIA ELETTRICA			
Energia elettrica distribuita (GWh)	3.848	4.136	(7,0)
N. contatori elettronici	701.262	697.179	0,6
DISTRIBUZIONE GAS			
Gas distribuito da Iren Acqua Gas (mln mc)	332	393	(15,5)
Gas distribuito da Iren Emilia (mln mc)	787	960	(18,0)
Totale Gas distribuito	1.119	1.353	(17,3)
TELERISCALDAMENTO			
Volumetria teleriscaldata (mln mc)	80	79	2,4
Rete Teleriscaldamento (Km)	864	878	(1,6)
SERVIZIO IDRICO INTEGRATO			
Volumi Acqua (mln mc)	147	149	(1,5)

SCENARIO DI MERCATO

Andamento macroeconomico

Secondo recenti stime del Fondo Monetario Internazionale nel 2014 la crescita del PIL mondiale è valutabile nel 3,3%, sostanzialmente in linea con quella dei due anni precedenti. Lo scenario macroeconomico internazionale permane frammentato con le economie in via di sviluppo che crescono mediamente del 4,4% (6,5% quelle asiatiche) mentre le economie avanzate registrano un più modesto aumento dell'1,8%. Tra queste ultime solo gli Stati Uniti mostrano evidenti segnali di crescita soprattutto dal terzo trimestre, mentre l'Area Euro aumenta appena dello 0,8% su base annua. La debolezza economica si riflette nella caduta del prezzo delle materie prime in dollari.

Relativamente all'Italia, l'attività economica ha continuato a mantenersi debole e la variazione acquisita del PIL a chiusura del terzo trimestre 2014 mostra ancora segno negativo con -0,4%. Le stime riguardo le dinamiche dell'ultimo trimestre vedono una variazione nulla del PIL nei mesi autunnali per cui si dovrebbe confermare per l'intero 2014 la variazione acquisita fino a settembre.

Bilancio del Gas Naturale in Italia

Quarto anno consecutivo di diminuzione della domanda di gas naturale, ma il 2014 chiude con un passivo ancora più rilevante: -11,6% rispetto al 2013 pari a -8 md mc, per consumi complessivi di 61,4 md mc in base ai dati provvisori di SNAM Rete Gas. Le cifre sono risultato di una combinazione di crisi economica, temperature sensibilmente superiori alle medie stagionali e ulteriore aumento delle fonti rinnovabili. I prelievi degli impianti di distribuzione, diretti prevalentemente agli usi civili, sono calati di 4,9 md di mc (-14,5%) spiegando il 60% della diminuzione totale. La riduzione degli usi delle centrali elettriche è di circa 3,0 md mc (-14,6%) e incide per il 37% sul calo complessivo; sui risultati del settore termoelettrico hanno pesato la discesa della domanda elettrica (-3% pari a -9,5 TWh) e la nuova crescita delle fonti rinnovabili (+6,8% pari a +6,5 TWh), in particolare dell'idroelettrico (+7,4% pari a 4 TWh) e del fotovoltaico (+9,8% per +2,1 TWh). I consumi delle centrali risultano pressoché dimezzati in confronto al 2008, ben 15,8 md mc in meno. In segno lievemente negativo anche i prelievi industriali con -0,3% (-9,8% rispetto al 2008). Nel complesso la riduzione del 2014 riporta i consumi nazionali ai livelli del 1998.

Lato offerta, le importazioni sono calate del 10,1% e la produzione nazionale del 6,9%. I cali inferiori rispetto a quello della domanda si spiegano con il minor utilizzo invernale degli stoccaggi per erogazioni ridottesi di circa il 20%. A fine dicembre 2014 dati Stogit ed Edison Stoccaggio indicavano una giacenza nei siti di circa 8,9 md mc (erano 8 md mc alla fine del 2013) «intaccati» solo per il 22% (2,5 md mc circa) rispetto al 1 novembre, data di inizio formale del periodo di erogazione per l'anno termico 2014-2015.

Impieghi e fonti di gas naturale nel 2014 e confronto con gli anni precedenti

	2014	2013	2012	2011	Var. % '14/'13	Var. % '14/'12	Var. % '14/'11
GAS PRELEVATO (Mld mc)							
Impianti di distribuzione	28,8	33,7	33,8	33,6	-14,5%	-14,7%	-14,2%
Usi industriali	13,1	13,2	13,3	13,5	-0,3%	-1,0%	-3,0%
Usi termoelettrici	17,7	20,7	24,7	27,7	-14,6%	-28,5%	-36,3%
Rete Terzi e consumi di sistema (*)	1,8	1,9	2,5	2,5	-6,9%	-28,5%	-28,8%
Totale prelevato	61,4	69,5	74,3	77,4	-11,6%	-17,3%	-20,7%
GAS IMMESSO (Mld mc)							
Produzione nazionale	6,9	7,5	8,2	8,0	-6,9%	-15,1%	-13,6%
Importazioni	55,3	61,5	67,6	70,3	-10,1%	-18,1%	-21,3%
Stoccaggi	- 0,9	0,5	- 1,51	- 0,9	ns	ns	ns
Totale immesso	61,4	69,5	74,3	77,4	-11,6%	-17,3%	-20,7%

(*) 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 dicembre 2014

Il 47% del gas importato è provenuto da Tarvisio (prevalentemente Russia), il 21,0% da Passo Gries (Nord-Europa), il 12% rispettivamente da Mazara del Vallo (Algeria) e da Gela (Libia), infine l'8% dal rigassificatore di Rovigo (Qatar).

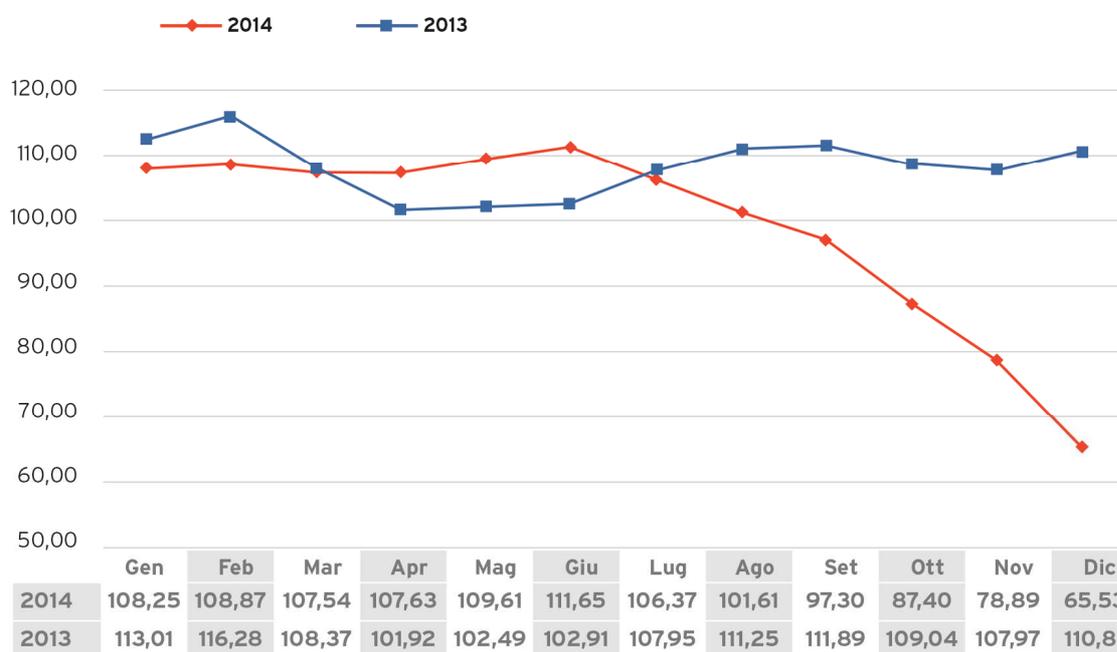
Bilancio dell'energia elettrica in Italia

Il 2014 evidenzia, al pari dei due anni precedenti, una riduzione della domanda elettrica passata da 318.475 GWh a 309.006 GWh (-3,0%).

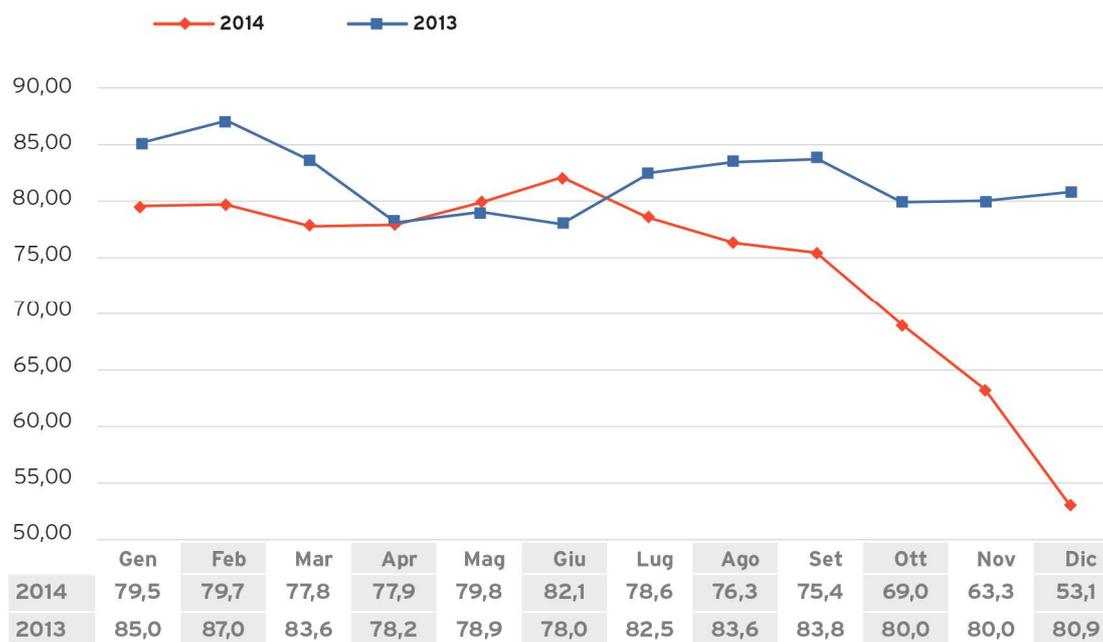
La richiesta di energia elettrica è stata soddisfatta per l'87,3% dalla produzione nazionale (-1,0% rispetto al 2013) e per la restante parte pari a 12,7% dal saldo con l'estero (-3,7%). Rispetto al 2013 la produzione da fonte geotermica, eolica e fotovoltaica vede un incremento del +5,9% mentre quella da fonte idroelettrica rileva un aumento del +2,3%. La produzione termoelettrica ha registrato una riduzione del 3,9% rispetto al 2013.

Prodotti Petroliferi

ANDAMENTO DEL BRENT \$/BBL



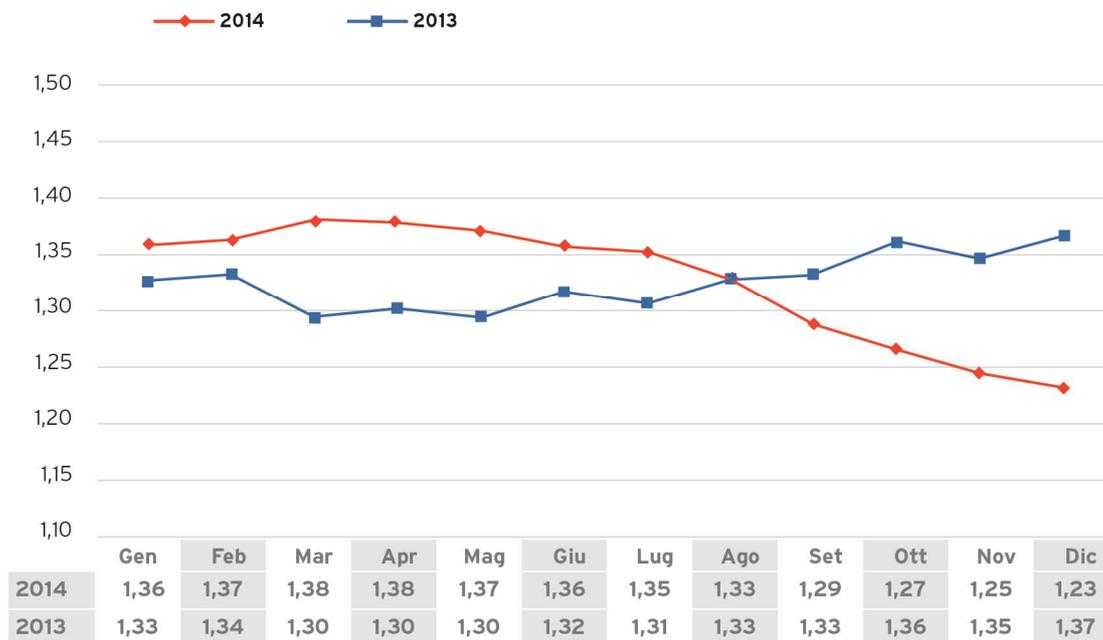
ANDAMENTO DEL BRENT €/BBL



Fonte: statistiche RIE/REF

Il 2014 si è chiuso con un valore annuo di 99,2 doll./bbl, in riduzione rispetto al dato del 2013 (108,7 doll./bbl) e con una riduzione del -8,6% del valore in euro/bbl, da 81,8 a 74,8.

CAMBIO € / \$

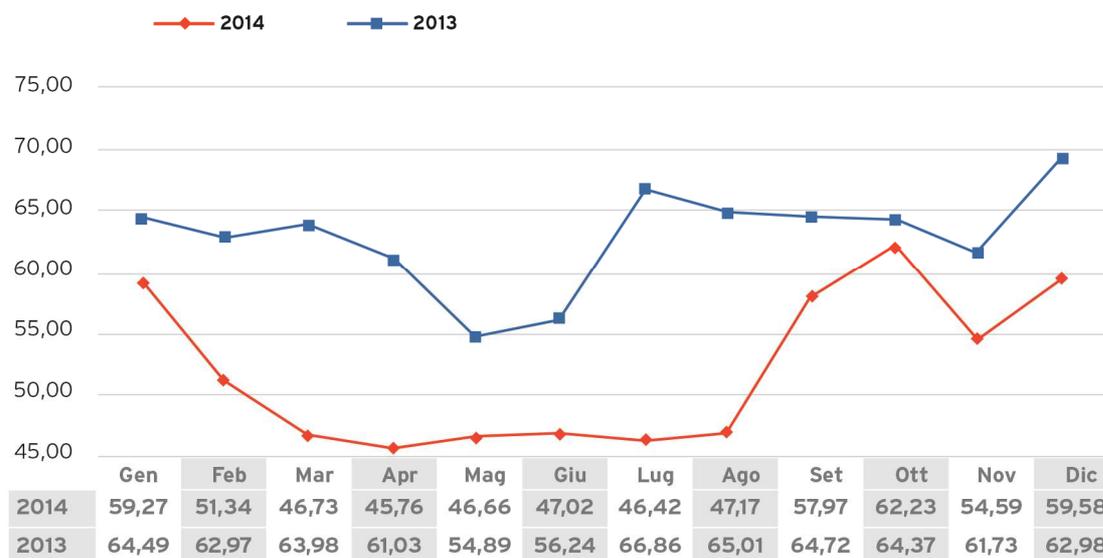


Fonte: statistiche RIE/REF

Nel 2014 il cambio Euro/Dollaro si è attestato ad un valore medio di 1,329 ribattendo il valore del 2013. Il valore medio sostanzialmente identico nei due anni non tiene conto della dinamica mensile opposta nei due periodi. Mentre nel 2013 il cambio si è apprezzato in corso d'anno, nel 2014 il cambio si è apprezzato

raggiungendo il suo massimo nel mese di marzo con 1,382 e poi via via deprezzandosi per raggiungere il minimo (1,233) nel mese di Dicembre.

PUN €/MWh

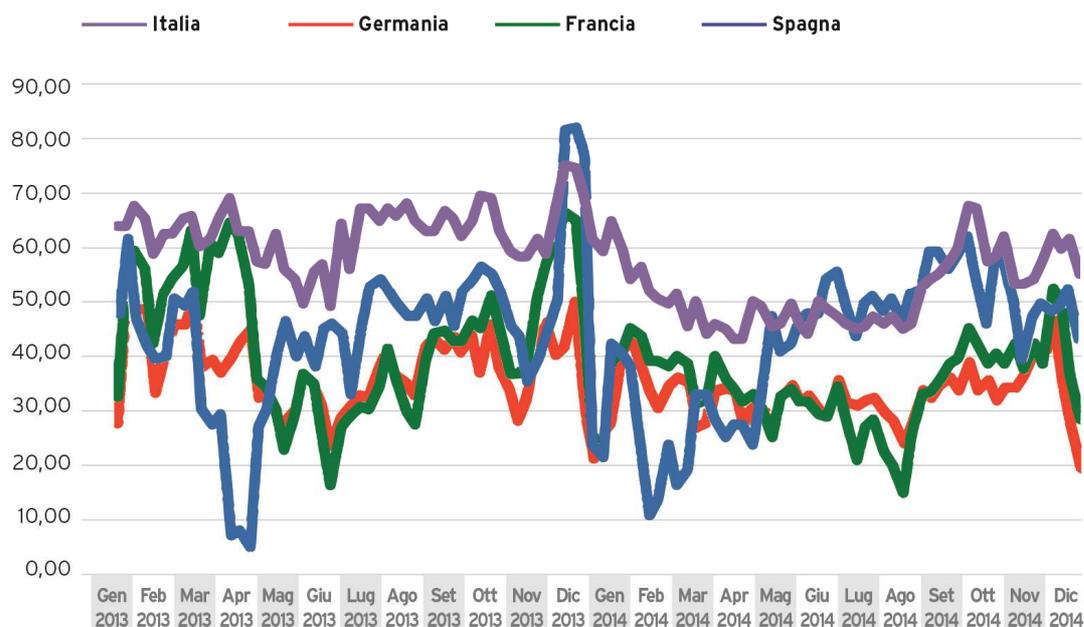


Fonte: GME

Il prezzo medio di acquisto (PUN) della borsa elettrica italiana è stato pari a 52,1 €/MWh, in riduzione del 17,3% rispetto al 2013 (63 €/MWh).

Il differenziale tra il PUN ed il prezzo di acquisto delle altre borse europee, che nel 2013 era di circa 21 €/MWh, nel 2014, ha subito una netta riduzione pari a circa 6 €/MWh. I ribassi sono stati generalizzati su tutte le borse e si sono verificati nel corso dell'anno, a cominciare dal picco negativo raggiunto nel mese di aprile; il differenziale minore con la nostra borsa (9 €/MWh) si è poi verificato nel mese di giugno.

PREZZI SETTIMANALI SULLE BORSE DELL'ELETTRICITÀ (EURO/MWh)



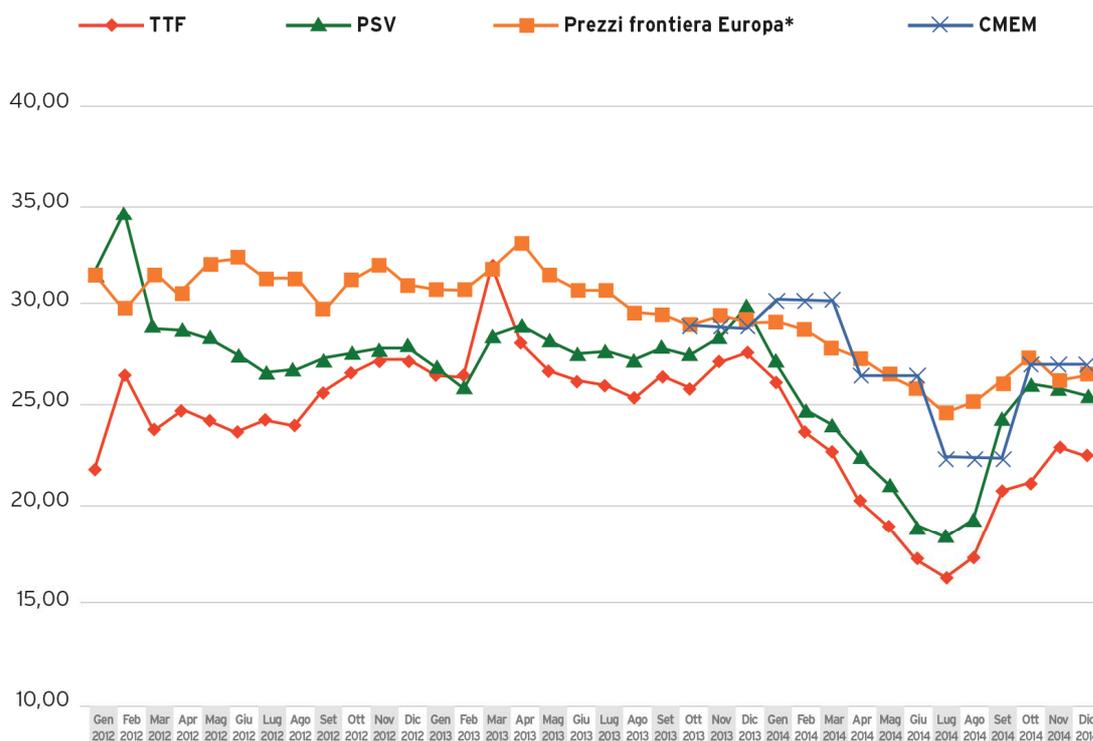
Mercato e prezzi del gas naturale

Nel corso del 2014 i mercati del gas naturale sono stati caratterizzati da tre principali fattori che hanno inciso sulle dinamiche dei prezzi nelle diverse aree internazionali e che continueranno ad influenzarne gli andamenti più o meno direttamente anche nel corso del 2015: un nuovo e più profondo calo dei consumi europei; la caduta nell'ultima parte dell'anno dei prezzi del petrolio a cui una parte significativa dei volumi di metano scambiati a livello mondiale restano ancora connessi; i mutati rapporti domanda/offerta di GNL nel Nord-Est Asiatico.

L'Europa ha chiuso il 2014 con un calo dei consumi di metano stimabile, secondo prime valutazioni, almeno nell'11%. Ad un contesto di domanda bassa per usi termoelettrici ed industriali, si è aggiunta infatti la mitezza di due stagioni invernali consecutive che ha ridotto la richiesta per riscaldamento e determinato un minor utilizzo degli stoccaggi. L'estrema debolezza della domanda e l'ampia disponibilità di offerta si sono riflesse sui prezzi a pronti e a termine degli hubs. Il TTF olandese, hub di riferimento dell'Europa continentale, dopo avere segnato a gennaio valori spot di 26,2 €/MWh è progressivamente sceso fino a 16,4 €/MWh in luglio. Sostanzialmente in linea si sono mosse le altre principali piazze europee. Anche l'hub italiano Punto di Scambio Virtuale (PSV) ha conosciuto nella prima parte dell'anno una forte riduzione dai 27,3 €/MWh di inizio 2014 a 18,5 €/MWh in estate. In seguito solo i timori legati alla disponibilità invernale delle forniture russe per la crisi Russia-Ucraina hanno portato ad una ripresa delle quotazioni, manifestatasi soprattutto in settembre in coincidenza con la fase più critica della trattativa tra i due Paesi, per poi proseguire molto attenuata in ottobre e novembre dopo il raggiungimento di un accordo provvisorio tra le parti che ha ridotto il rischio di ammanchi di gas russo all'UE per l'inverno 2014-2015. Negli ultimi due mesi del 2014 una domanda ulteriormente indebolita anche dal ripetersi di temperature sopra le medie stagionali ha contribuito a stabilizzare le quotazioni a pronti e a ridurre progressivamente quelle a termine. Il TTF portatosi in novembre a 23 €/MWh è arretrato in dicembre su 22,5 €/MWh, mentre il PSV dopo aver raggiunto in ottobre 26,1 €/MWh, con uno spread sul TTF salito fino a +5 €/MWh, in dicembre ha registrato 25,5 €/MWh per una differenza verso l'hub olandese scesa a +3,0 €/MWh. In sintesi, il prezzo medio 2014 del TTF è stato di 20,9 €/MWh rispetto ai 27,1 del 2013 (-22,8%), mentre il PSV ha segnato 23,2 €/MWh in confronto a 28,0 dell'anno precedente (-17%).

Riguardo i prezzi dei contratti a lungo termine, nel corso degli ultimi anni le ripetute rinegoziazioni hanno progressivamente spinto il loro valore verso quello dei prezzi agli hubs. Elaborando stime Platts, verso fine 2014 un prezzo medio di importazione alla frontiera dei principali mercati europei continentali sarebbe valutabile intorno a 9,5-10 \$/Mbtu corrispondenti a 26-27,5 €/MWh, valori ancora superiori ai prezzi medi degli hubs. Da considerare che per il *time-lag* contenuto nelle formule di prezzo indicizzate ai prodotti petroliferi - che seppur su basi differenti e con peso diverso al passato influenzano ancora quote significative del gas importato in UE - negli ultimi mesi del 2014 il crollo delle quotazioni del greggio non si era ancora traslato, se non in modesta parte, nel prezzo dei volumi di metano ad esso collegati. Esso comincerà ad incidere dai primi mesi del 2015 e soprattutto verso l'estate contribuendo a comprimere i prezzi medi europei del gas naturale.

DINAMICHE DEI PREZZI DEL GAS NATURALE SUI MERCATI ALL'INGROSSO EUROPEI



*Valori orientativi basati su stime e rilevazioni del World Gas Intelligence(Platts)

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

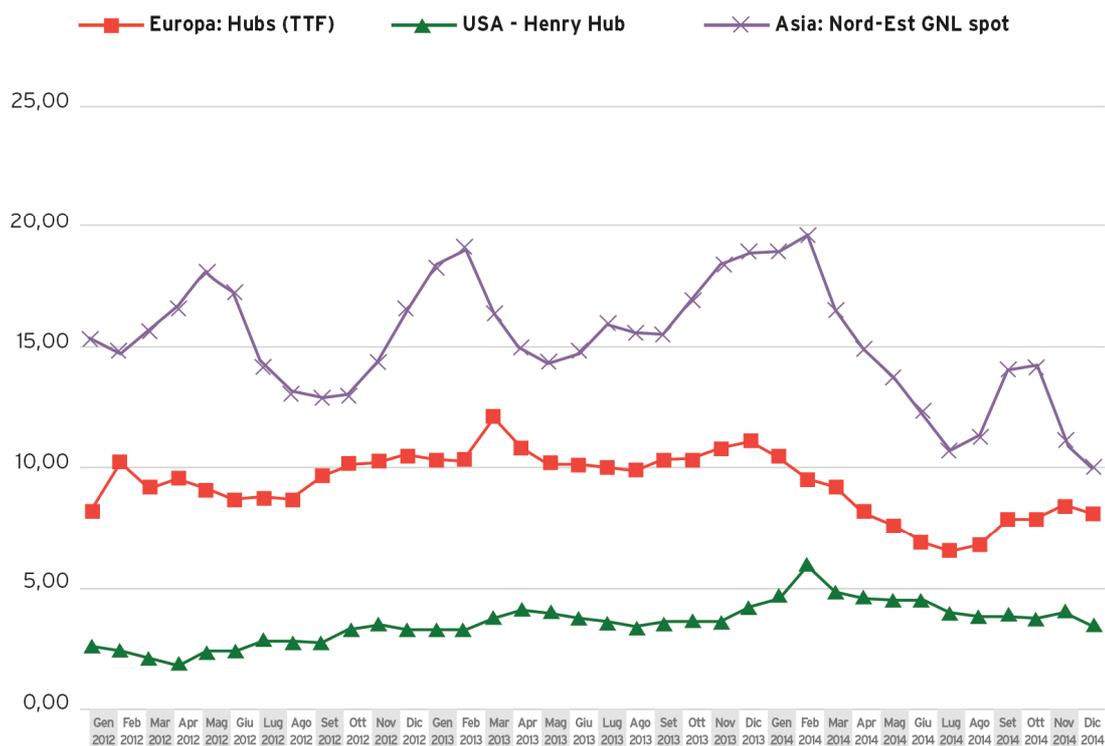
Fonte: Elaborazioni RIE; su dati Platts, AEEG, WGI

Riguardo al contesto italiano oltre alle già citate dinamiche del PSV, il mercato del bilanciamento (PB-Gas), ed in particolare il comparto G+1, si è confermato nel 2014 l'unico mercato liquido tra quelli gestiti dal Gestore dei Mercati Energetici (GME). Nel comparto G+1 sono stati scambiati circa 3,6 md mc, pari al 92,7% di quanto negoziato complessivamente su tutti i mercati gestiti dal GME ad un prezzo medio di 23,6 €/MWh, vicino a quello del PSV (23,2 €/MWh) ed in calo del 15,3% sul 2013.

La c.d. "componente C_{MEM} ", intesa a riflettere il costo di approvvigionamento del gas nel prezzo al mercato tutelato e definita da AEEGSI a partire dal 1 ottobre 2013 sulla base delle quotazioni forward del TTF è risultata mediamente nell'anno pari a 28,4 c€/mc (26,6 €/MWh).

Ampliando la visuale ai mercati internazionali, le differenze di prezzo tra le varie macro-aree di mercato che erano andate crescendo negli ultimi anni (nel 2013 i prezzi asiatici risultavano quattro volte quelli americani e 1,5 volte quelli del nostro continente) hanno conosciuto una riduzione nel corso dell'ultimo trimestre 2014. I prezzi nord-americani si sono mantenuti sui 4 \$/Mbtu, quelli europei, come visto, sono scesi su valori significativamente più bassi rispetto all'anno precedente (7,5-9,5 \$/ in Mbtu). Mentre nel Nord-Est Asiatico a partire da ottobre una serie di fattori hanno mutato i fondamentali del mercato sia per gli scambi a breve che per i contratti a lungo termine di GNL: domanda inferiore alle attese, maggiori flussi di offerta già in essere o previsti a breve termine (Australia), caduta dei prezzi del petrolio cui la maggior parte dei volumi importati a lungo termine in Asia sono legati. Ciò ha portato i prezzi spot a scendere dai 16 \$/Mbtu del 2013 a circa 10 \$/Mbtu a fine 2014 e fa attendere nel corso del 2015 prezzi indicizzati al greggio anche sotto quel livello. L'avvicinamento ai prezzi Europei ha reso i netbacks ottenibili dall'esportazioni a breve di GNL verso l'Asia meno attraenti rispetto al 2013 e alla prima metà del 2014, soprattutto per gli esportatori del Bacino Atlantico.

CONFRONTO TRA PREZZI INTERNAZIONALI DEL GAS NATURALE



Fonte: Elaborazioni RIE su dati Platts

Di seguito si rappresenta la sintesi dei principali indicatori:

	2014	2013	DELTA	DELTA%
Brent U\$D/bbl	99,22	108,66	-9,44	-8,7%
U\$D /euro	1,33	1,33	0,00	0,1%
Brent euro/bbl	74,67	81,81	-7,15	-8,7%
Domanda Gas (Bcm)	61.412	69.479	-8.066,9	-11,6%
Gas Release 2, cent/scm	40,23	41,18	-0,95	-2,3%
PSV (€/MWh)	23,23	27,99	-4,76	-17,0%
TTF (€/MWh)	20,89	27,07	-6,18	-22,8%
Cmem, cent/smc	28,44	n.p		
Domanda Elettricit� (TWh)	309,006	318,475	-9,47	-3,0%
Prezzo EE PUN (euro/MWh)	52,06	62,96	-10,90	-17,3%

Fonte: statistiche: RIE/ REF

Mercato vendita calore tramite rete di teleriscaldamento in Italia

La tabella mostra le principali dimensioni dello sviluppo del teleriscaldamento in Italia:

	2013	2012
Numero città teleriscaldate (n)	162	109
Volumetria complessiva riscaldata (Mmc)	302	279
Energia termica fornita all'utenza (GWht)	9.200	8.005
Lunghezza reti di distribuzione (km)	3.807	3.161
Risparmio energia primaria fossile (tep)	541.213	439.518
Emissioni evitate di anidride carbonica (t)	1.778.037	1.433.537

Fonte: elaborazioni su dati AIRU

Nota: dal 2013 sono state inserite nelle statistiche AIRU reti a biomasse localizzate nella Provincia di Bolzano

Dal 1995 al 2013 (ultimi dati disponibili) in Italia il numero di città teleriscaldate è passato da 27 a 162, la volumetria da 74 a 302 Mmc. Le reti sono concentrate nell'Italia settentrionale e la quasi totalità della volumetria teleriscaldata (97,8%) è localizzata in Lombardia, Piemonte, Emilia Romagna, Veneto, Trentino Alto Adige, Liguria e Valle d'Aosta. Prescindendo dalle "caldaie di integrazione e riserva" (59% della potenza termica installata), la tipologia di impianti prevalente è costituita da centrali di cogenerazione (dedicate e termoelettriche) alimentate da combustibili fossili (27%), consistente anche la presenza di impianti di incenerimento RSU (5%) e degli impianti utilizzando bioenergie (7%). La fonte di energia più utilizzata è il gas naturale (76,8%) seguita da RSU (11,3%) e bioenergie (7,3%); complessivamente le fonti rinnovabili incidono per il 19%.

Certificati verdi

Il Mercato dei Certificati Verdi, nel 2014, si è chiuso con un volume di titoli scambiati nel corso delle 47 sessioni organizzate dal GME pari a 8.195.297 CV (7.566.341 CV scambiati nel 2013) con un controvalore pari a circa 759,7 milioni di euro (circa 633, 5 milioni di euro nel 2013). Il prezzo medio ponderato dei CV scambiati nelle sessioni di mercato è stato pari a 92,7 €/MWh (83,7 €/MWh nel 2013). Per quanto riguarda i prezzi medi registrati sul mercato dei CV nel 2014, è stato osservato un prezzo medio minimo pari a 85,23 €/MWh per i CV 2011, presenti sulla piattaforma fino alla prima sessione di marzo, mentre il prezzo medio massimo è stato registrato per i CV 2014 I Trim, pari a 96,28 €/MWh. Sul mercato dei bilaterali le transazioni registrate nel corso del 2014 sono state pari a 34.852.367 CV, in diminuzione rispetto ai 37.246.526 CV del 2013. Il prezzo di ritiro dei CV_TLR rilasciati per le produzioni da cogenerazione abbinata a teleriscaldamento dell'anno 2014 è pari a 85,9 €/CV_TLR, al netto di IVA (+3,9% rispetto al 2013).

Con la riforma del sistema delle incentivazioni delle fonti rinnovabili, si è 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;

In ciascuno degli anni dal 2013 al 2016, è stata poi prevista l'offerta da parte del GSE, ai soggetti sottoposti all'obbligo di acquisto dei CV, di quelli ritirati dallo stesso GSE ai sensi del decreto 6 luglio 2012, a un prezzo pari a quello di ritiro.

CO²

Il 2014, è il secondo anno della fase 3 dell'ETS segnata dal passaggio per gran parte degli impianti assoggettati dall'allocatione gratuita a quella all'asta, l'anno registra, a differenza degli anni precedenti, un aumento dei prezzi della CO² che chiudono in media a 5,9 €/ton, + 32,5% vs 2013

A Gennaio del 2014 la Commissione europea ha presentato una proposta di legge per introdurre una "market stability reserve" a far data dal 2021. Con essa si prevede la creazione di una banca centrale della CO² con il compito di intervenire sul quantitativo di permessi immessi sul mercato, riassorbendo l'eccesso di quote in circolazione e stabilizzando i prezzi.

Questo strumento unito agli interventi di backloading, al bando dell'impiego dei crediti internazionali provenienti da progetti di dubbia integrità ambientale, all'allocatione tramite asta dei permessi per gli

impianti termoelettrici e parte degli impianti manifatturieri (non a rischio di delocalizzazione) influisce con un effetto di pressione al rialzo sui prezzi. Si tenga conto che con l'inizio del terzo periodo di regolazione la quantità di permessi venduti all'asta è risultata per la prima volta superiore alla quantità allocata gratuitamente.

Occorre però anche considerare che, nel solo 2014 il 33% delle quote "backloadate", ovvero la cui vendita è stata posticipata al 2019 e al 2020, è stato di fatto assorbito dalla riduzione delle emissioni conseguenza della recessione economica tra cui si evidenzia la discesa della produzione elettrica (diminuita di oltre 4 punti percentuali) a livello europeo, cui si associa una sostanziale stagnazione della produzione industriale. Ciò ha portato ad un surplus di quote in circolazione aumentato di oltre 100 milioni nel 2014, superando i 2,2 miliardi di tonnellate complessive.

Certificati Bianchi

Nel 2014 il Mercato dei Titoli di Efficienza Energetica ha registrato rispetto al 2013 un aumento dei volumi negoziati sulla piattaforma di mercato con una quantità di titoli scambiati pari a 3,482 ml TEE vs. 2,814 ml del 2013. L'andamento dei prezzi sul mercato ha conosciuto un trend in rialzo nella prima parte dell'anno muovendosi dai 105 €/TEE di inizio 2014 al picco pari a 146,8 €/TEE per i TEE di tipo III (risparmi di forme diverse di energia diversi da elettricità e gas) a fine maggio. Nella restante parte dell'anno i prezzi hanno mostrato un trend tendenzialmente decrescente fino a valori al di sotto dei 100 €/TEE, per una media annua tra 113,2 e 116,00 €/TEE a seconda della tipologia. Da inizio del meccanismo i titoli emessi sono pari a 32,273 mil.

Sul mercato dei bilaterali sono stati scambiati 8,269 mil di TEE (5,419 nel 2013) con un prezzo medio rilevato di 102,7 €/TEE.

Per il 2014 il prezzo del contributo tariffario unitario preventivo per i distributori obbligati fissato da AEEGSI sulla base dei prezzi degli scambi registrati sul mercato GME è di 110,4 €/TEE.

QUADRO NORMATIVO DI RIFERIMENTO

ELETTRICITA'

Sul fronte normativo, si evidenzia quanto segue:

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

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

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

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

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

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

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

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

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

- "a decorrere dal 1° gennaio 2014, i prezzi minimi garantiti, definiti dall'Autorità ai fini dell'applicazione dell'articolo 13, commi 3 e 4, del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387, e dell'articolo 1, comma 41, della legge 23 agosto 2004, n. 239, sono pari, per ciascun impianto, al prezzo zonale orario nel caso in cui l'energia ritirata sia prodotta da impianti che accedono a incentivazioni a carico delle tariffe elettriche sull'energia prodotta ad eccezione dell'energia elettrica immessa da impianti fotovoltaici di potenza nominale fino a 100 kW e da impianti idroelettrici di potenza elettrica fino a 500 kW";

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

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

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

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

Delibera AEEGSI 107//2014/R/ EFR del 13 marzo 2014 “Modalità di applicazione del meccanismo dei titoli di efficienza energetica nel caso dei grandi progetti nonché definizione e modalità di riconoscimento del valore costante per i medesimi titoli”

Il Decreto Interministeriale 28 dicembre 2012, nel definire i nuovi obiettivi quantitativi nazionali annui di risparmio energetico che devono essere perseguiti attraverso il meccanismo dei certificati bianchi per il periodo 2013-2016, ha altresì introdotto (crf. Art. 8) la disciplina relativa ai grandi progetti, ovvero i progetti di efficientamento energetico realizzati su infrastrutture, su processi industriali o relativi a interventi realizzati nel settore dei trasporti che generano, nell'arco di un anno dalla loro implementazione, risparmi, anche potenziali, superiori o uguali a 35.000 tep. L'Art. 8 comma 3 del citato Decreto dispone che relativamente alla gestione dei Grandi Progetti, sia “riconosciuta, all'operatore proponente, altresì la facoltà di optare per un regime che assicuri un valore costante del certificato per l'intera vita utile dell'intervento, pari al valore vigente alla data di approvazione del progetto” e che, allo scopo, l'AEEG definisca “le modalità operative di tale previsione, avuto riguardo alle eventuali fluttuazioni del valore di mercato del certificato”.

I TEE relativi ai risparmi (o eventuali premialità) riguardanti i Grandi Progetti che non accedono al regime che assicura un valore costante sono equiparati ai TEE di analoga tipologia derivanti dagli altri interventi ammessi al meccanismo di remunerazione. Tali titoli possono quindi essere utilizzati dai distributori per assolvere ai propri obblighi dando luogo alla conseguente erogazione del contributo tariffario

Ai fini della relativa quantificazione del valore costante dei TEE, il proponente del Grande Progetto dovrà dare evidenza al GSE, nell'ambito della richiamata istruttoria tecnico-economica, di tutte le voci di costo utilizzate per dare avvio al Grande Progetto.

Delibera AEEGSI 320//2014/R/ EFR del 30 giugno 2014 “Proposta, al Ministero dello Sviluppo Economico, per l'integrazione della disciplina del meccanismo transitorio di remunerazione della capacità rispetto alle esigenze di flessibilità del sistema elettrico”

Con il presente provvedimento viene proposta, al Ministero dello Sviluppo Economico, un'integrazione della disciplina del meccanismo transitorio di remunerazione della capacità produttiva di energia elettrica, al fine di fare fronte alle esigenze di flessibilità del sistema elettrico. Delibera che risulta complementare all'approvazione del Decreto del Ministero dello sviluppo economico sul capacity market (vd seguito).

In particolare l'AEEGSI propone al Mise di prescrivere a Terna l'approvvigionamento a termine di capacità produttiva idonea a fornire adeguati servizi di flessibilità su base triennale con riferimento al periodo 2015-2017, nel rispetto di alcuni criteri e condizioni, tra cui la definizione da parte dell'AEEGSI sulla base di informazioni e analisi appositamente elaborate da Terna di:

1. valori massimi o minimi dei parametri tecnici di funzionamento che devono essere soddisfatti dalla capacità produttiva per fornire adeguati servizi di flessibilità;
2. fabbisogno dei servizi di flessibilità al 2017, ove necessario differenziato per le diverse aree della rete rilevante;

Terna si approvvigiona di capacità produttiva reale stipulando contratti a termine aventi natura di opzione (c.d. contratti standard) con controparti selezionate tramite una o più procedure concorsuali. Terna predispose una proposta recante le modalità tecniche, economiche e procedurali per la conclusione dei contratti standard da sottoporre a preventiva verifica di conformità da parte dell'AEEGSI.

DM Ministero dello Sviluppo Economico 30 giugno 2014 su capacity market.

Con il presente decreto si approva sotto alcune condizioni la proposta di disciplina del sistema di remunerazione della disponibilità di capacità produttiva di energia elettrica, trasmessa da Terna con nota del 20 settembre 2013. Le condizioni all'approvazione risultano essere le seguenti:

- a) la valutazione di adeguatezza della capacità tiene conto degli effetti positivi derivanti dallo sviluppo delle reti e delle interconnessioni con l'estero, in coerenza con l'obiettivo del Governo di completa integrazione del mercato interno dell'energia;
- b) fin dalle prime sessioni del sistema è assicurata la possibilità di partecipazione attiva della domanda;
- c) il sistema promuove l'adozione di assetti e tecnologie efficienti e la partecipazione anche della generazione distribuita a fonti rinnovabili, dotata dei requisiti funzionali a contribuire all'adeguatezza del sistema;
- d) l'individuazione del valore minimo e del valore massimo del premio sia finalizzata a far sì che la disciplina consenta la riduzione dei costi del sistema e degli oneri a carico dei consumatori, con verifica degli effetti prodotti.

D. Igs. Efficienza Energetica. Il Cdm nella seduta del 30 giugno 2014 ha approvato definitivamente il decreto legislativo di recepimento della direttiva europea 27/2012 sull'efficienza energetica. Si sottolinea in tema di mercato elettrico l'introduzione di un atto di indirizzo del Mise per gli interventi dell'AEEGSI in materia di priorità di dispacciamento per le Fer e di partecipazione della domanda e delle rinnovabili al mercato elettrico. Altri aspetti normati riguardano le grandi aziende e le imprese energivore che dovranno eseguire dal 2015 diagnosi energetiche periodiche. Stanziati inoltre fondi per le piccole e medie imprese per favorire il ricorso alle diagnosi energetiche.

All'art. 10 comma 17 si prevede un indirizzo del Mise per gli interventi di regolazione dell'AEEGSI in materia di teleriscaldamento e teleraffrescamento tra cui la definizione degli standard di continuità, qualità e sicurezza del servizio; i criteri per la determinazione delle tariffe di allacciamento delle utenze alla rete; l'individuazione delle modalità con cui sono resi pubblici, tra l'altro, i prezzi per la fornitura del calore.

Si istituisce inoltre il "Fondo nazionale per l'efficienza energetica" per favorire gli interventi per la riqualificazione energetica degli edifici della PA e per la riduzione dei consumi di energia nei settori dell'industria e dei servizi. Viene inoltre garantito l'accesso al Fondo per gli interventi di realizzazione di reti di teleriscaldamento/teleraffreddamento avviati tra la data di entrata in vigore del dlgs 28/2011 e quella di entrata in vigore del nuovo dlgs.

Si prevedono misure per "accrescere la consapevolezza dei consumi energetici nei cittadini attraverso la promozione dei sistemi di misura individuali e una fatturazione più precisa e fondata sul consumo reale".

E' demandato infine all'AEEGSI di superare l'attuale struttura progressiva delle tariffe rispetto ai consumi, tenendo conto dell'esigenza di tutelare i consumatori economicamente svantaggiati.

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

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

A fronte di tale previsione il GME, al fine di conseguire l'obiettivo di estendere il market coupling a tutti i paesi confinanti sulla frontiera settentrionale entro i primi mesi del 2015, aveva tuttavia manifestato al Regolatore la necessità di definire ed approvare la nuova configurazione zonale per il 2015 entro l'inizio del mese di settembre 2014, segnalando che qualsivoglia ritardo in tal senso avrebbe pregiudicato il corretto funzionamento della gestione del market coupling basata sul nuovo algoritmo europeo di selezione delle offerte (Euphemia), sviluppato nell'ambito del progetto Price Coupling of Region (PCR).

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

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

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

In particolare il Piano, tenendo conto delle linee guida per la compilazione della Commissione Europea e in accordo con quanto espresso nella Strategia Energetica Nazionale (SEN), riporta gli obiettivi nazionali di riduzione dei consumi di energia primaria e finale, e specifica i risparmi negli usi finali di energia attesi al 2020 per singolo settore economico e per principale strumento di promozione dell'efficienza energetica.

Rispetto ai risultati di risparmio complessivamente attesi al 2020 (15,50 milTep/anno) il 23,7% ricadono nel settore residenziale, il 7,9% nel settore terziario, il 32,9% nel settore Industria e il 35,5% nel settore trasporti.

Delibera AEEGSI n.522/2014/R/eel del 23 ottobre 2014

L'Autorità ha pubblicato questa delibera, dopo lungo iter e contenzioso con consiglio di Stato. Essa disciplina gli oneri di sbilanciamento per le rinnovabili non programmabili. La soluzione adottata prevede:

- franchigie differenziate per le diverse fonti rinnovabili;
- valorizzazione dell'energia elettrica oggetto di sbilanciamento al di fuori della franchigia con le medesime modalità con cui attualmente vengono valorizzati gli sbilanciamenti delle unità di produzione non abilitate e per le unità di consumo;
- applicazione di un corrispettivo unitario differenziato per zona di mercato (e non per fonte o per tipologia di impianto di produzione). Tale modalità allocativa riduce il rischio volume e prezzo dello sbilanciamento associato ad ogni singola fonte.
- un alternativa, lasciata all'utente del dispacciamento, di scegliere l'applicazione di corrispettivi di sbilanciamento senza banda (evitando quindi che una parte degli sbilanciamenti sia valorizzata sulla base di corrispettivi medi non differenziati per fonte).

Il nuovo sistema entrerà in vigore dal 1° gennaio 2015. Relativamente al periodo tra il 1° gennaio 2013 e il 31 dicembre 2014 Terna applicherà i corrispettivi di sbilanciamento, come inizialmente definiti dalla delibera n. 111/06.

La definizione di bande differenziate per fonte, è pari a:

- a) 49% del programma vincolante modificato e corretto in relazione ai punti di dispacciamento relativi a unità di produzione rilevanti alimentate dalla fonte eolica;
- b) 31% del programma vincolante modificato e corretto in relazione ai punti di dispacciamento relativi a unità di produzione rilevanti alimentate dalla fonte solare fotovoltaica;
- c) 8% del programma vincolante modificato e corretto in relazione ai punti di dispacciamento relativi a unità di produzione rilevanti alimentate dalla fonte idrica ad acqua fluente;
- d) 1,5% del programma vincolante modificato e corretto in relazione ai punti di dispacciamento relativi a unità di produzione rilevanti alimentate dalle "altre" fonti rinnovabili non programmabili (per lo più unità di produzione geotermoelettriche).

Delibera AEEGSI 670/2014/R/eel del 29 dicembre 2014 Aggiornamento delle componenti DISP_{BT}, RCV, e RCV_i, del corrispettivo PCV applicato ai clienti finali non domestici del servizio di maggior tutela e modifiche al TIV.

Il provvedimento aggiorna i livelli delle componenti DISP_{BT}, RCV e RCV_i e del corrispettivo PCV applicato ai clienti non domestici nell'ambito del servizio di maggior tutela dell'energia elettrica. Ha altresì avviato un procedimento al fine di:

- a) rivedere le modalità per la determinazione dei costi riconosciuti agli esercenti la maggior tutela a mezzo delle componenti RCV e RCV_i;
- b) valutare l'opportunità di procedere alla revisione dell'articolazione delle componenti RCV e RCV_i secondo quanto inizialmente prospettato nel documento per la consultazione 576/2014/R/eel;
- c) rivedere le modalità per la determinazione del corrispettivo PCV applicato ai clienti in maggior tutela a copertura dei costi di commercializzazione sulla base dei costi sostenuti da un venditore efficiente del mercato libero.

Nell'ambito del procedimento di cui al comma 2.1 potranno essere acquisiti dati ed informazioni utili presso gli esercenti la maggior tutela di maggiori dimensioni e presso i venditori del mercato libero. Il procedimento si conclude entro il 30 ottobre 2015.

GAS

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

Il DM 19 febbraio 2014 emanato dal Ministero dello Sviluppo Economico ha stabilito quantitativi e regole generali per l'allocazione delle capacità di stoccaggio per l'anno contrattuale 2014-2015: 6.950 mil mc sono stati riservati al servizio di punta stagionale per la modulazione dei consumi civili e 1.610 per il servizio "uniforme" per industrie e centrali elettriche. La quantità per il servizio di punta da assegnare tramite asta è stato fissato a 3.474 mil mc (in aumento rispetto ai 2.500 del 2013). Il DM ha stabilito inoltre che una capacità di 500 mil mc, derivante da quella resasi disponibile a seguito della rideterminazione dello stoccaggio strategico, è assegnata per l'offerta di servizi integrati di rigassificazione, comprensivi dello stoccaggio riservato a clienti industriali. Il DM ha stabilito altresì i profili delle prestazioni di erogazione dai siti in modo da garantire la massima prestazione in gennaio e febbraio.

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

La **delibera AEEGSI n. 95/2014/R/Gas del 6 marzo 2014** (*"Criteri per la definizione delle condizioni economiche del servizio di tutela per l'anno termico 2014-2015"*) ha stabilito le regole per l'anno termico 2014-2015 dirette al riconoscimento nel prezzo per il servizio di tutela¹ del costo di approvvigionamento del gas e dei costi di commercializzazione all'ingrosso sostenuti dalle società di vendita:

- per il calcolo della componente " C_{MEM} " relativa al costo di approvvigionamento (50% circa del prezzo ante imposte), l'Autorità ha confermato il riferimento alle quotazioni forward trimestrali dell'hub olandese TTF;
- relativamente alla componente di gradualità c.d. "GRAD" riconosciuta a tutte le società di vendita per rendere gradualmente gli effetti del passaggio al nuovo sistema legato ai prezzi spot, l'Autorità ha stabilito che tale componente resterà pari a 0,5 cEuro/mc; tuttavia altri 0,75 cEuro/mc verranno "recuperati" nell'anno 2016-2017, per cui la componente si applicherà per quattro anni invece dei tre previsti;
- quanto alla c.d. componente "CCR" a copertura delle attività di approvvigionamento all'ingrosso e di rischi ad essa connessi, viene confermato il valore corrispondente al riconoscimento dei costi operativi e della remunerazione (60% circa del valore totale di CCR), ma sono rivisti livelli e metodologia di valorizzazione di alcuni profili di rischio rimandandone la quantificazione a successivo provvedimento.

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

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

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

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

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

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

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

La legge 116/2014 del 20 agosto 2014 di conversione del DL del decreto legge 91/2014 c.d. "decreto competitività", all'articolo 30 bis sancisce un'ulteriore proroga delle scadenze per la pubblicazione dei bandi di gara d'ambito per l'affidamento del servizio di distribuzione del gas. Nello specifico sono prorogate di otto mesi le scadenze del primo gruppo di ambiti, che hanno così tempo fino al 11/3/2015, di sei mesi quelle del secondo, terzo e quarto gruppo nonché di quattro mesi quelle del quinto e sesto gruppo di ambiti. Tuttavia la situazione di incertezza che ancora caratterizza i complessi meccanismi delle gare d'ambito fa attendere nuovi slittamenti.

In attuazione della **delibera AEEGSI n. 485/2014 del 9 ottobre 2014** (*Disposizioni in materia di bilanciamento di merito economico del gas*), a partire dal 15 novembre **il GME ha nuovamente modificato e integrato il Regolamento** della piattaforma di bilanciamento gas PB-GAS per introdurre nuove modalità di gestione delle risorse di flessibilità linepack e capacità di stoccaggio. Le modifiche intervengono sull'algoritmo zonale di risoluzione del mercato G-1 della PB-GAS, in modo che tutte le offerte di gas accettate in esito alle sessioni del comparto G-1 siano valorizzate ad un prezzo di remunerazione corrispondente al prezzo della zona cui le offerte sono riferite.

La **delibera AEEGSI n. 550/2014/R/gas del 7 novembre 2014** (*"Disposizioni relative alla componente QVD delle condizioni economiche del servizio di tutela del gas naturale, a decorrere dall'1 gennaio 2015"*) relativa alla componente a copertura dei costi per la vendita al dettaglio (cd. QVD), costituita da una quota fissa in euro/anno per punto di riconsegna e da una quota variabile in c€/mc consumato, ha confermato fino alla fine dell'anno termico 2014-2015 la struttura e sostanzialmente anche i corrispettivi in vigore, solo ritoccati leggermente al rialzo nella componente fissa. La delibera stabilisce inoltre che i costi connessi alla morosità dei clienti finali trovino copertura mediante la parte fissa della QVD, rinviando a successivi specifici approfondimenti la modifica dell'articolazione della componente stessa.

La **delibera AEEGSI n. 531/2014/R/Gas del 30 ottobre 2014** (*"Criteri di regolazione delle tariffe per il servizio di stoccaggio del gas naturale per il periodo 2015-2018"*) ha definito i criteri di regolazione per il quarto periodo di regolazione dello stoccaggio (2015-2018). La delibera fissa il tasso di remunerazione del capitale investito (WACC) al 6% contro il 6,7% del terzo periodo e prevede una revisione del WACC con riferimento al valore del tasso risk-free entro fine 2015 a valere sui ricavi riconosciuti per il 2016, in modo da allineare le tempistiche di revisione di questo parametro con quelle degli altri servizi regolati (sia nel settore elettrico che gas)

La successiva **delibera AEEGSI n. 597/2014/R/com del 4 dicembre 2014** (*"Avvio di procedimento per l'adozione di provvedimenti in materia di metodologie e criteri per la determinazione e aggiornamento del tasso di remunerazione del capitale investito, nei settori elettrico e gas"*) a seguito del completamento del processo di riallineamento temporale degli aggiornamenti infra-periodo del WACC per tutti i servizi infrastrutturali, ha avviato un procedimento di riforma delle metodologie e dei criteri di determinazione e

aggiornamento del tasso di remunerazione del capitale investito per i medesimi servizi. La riforma ha come obiettivo l'unificazione di tutti i parametri utilizzati per la determinazione del WACC, ad eccezione di quelli che esprimono condizioni specifiche dei singoli servizi.

La delibera AEEGSI n. 652/2014/R/gas 23 dicembre 2014 (“Determinazione d’ufficio della tariffa per il servizio di rigassificazione della società Olt Offshore Lng Toscana S.p.a., per l’anno 2015”) ha stabilito le tariffe per il servizio di rigassificazione del terminale Olt Offshore LNG di Livorno relativamente all'anno 2015.

La delibera AEEGSI n. 675/2014/R/com del 29 dicembre 2014 (“*Aggiornamento, dal 1 gennaio 2015, delle componenti tariffarie destinate alla copertura degli oneri generali e di ulteriori componenti del settore elettrico e del settore gas*”) ha stimato in 83 milioni di euro l’onere sulle tariffe gas per il fattore di garanzia riconosciuto al rigassificatore OLT per il 2015 rispetto ai 45 milioni di euro del 2013-2014. Il meccanismo non è ancora operativo in attesa del giudizio della Commissione UE sulla rinuncia all’esenzione del diritto di accesso a terzi. Il prelievo in tariffa viene mantenuto a 0,0614 c€/mc per il primo trimestre 2015 con un adeguamento previsto a 0,1749 c€/mc dal 1 aprile 2015.

FATTI DI RILIEVO DELL'ESERCIZIO

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

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

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

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

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

Il 19 marzo 2014 Iren S.p.A ha concluso l'operazione di riapertura (*tap issue*) dell'emissione obbligazionaria a tasso fisso del 4,37% effettuata il 14 ottobre 2013 e con scadenza al 14 ottobre 2020. Le obbligazioni, quotate alla Borsa Irlandese, sono destinate esclusivamente ad investitori istituzionali.

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

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

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

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

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

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

In data 29 maggio 2014 l'offerente Sviluppo Idrico S.r.l. ha prorogato la durata del periodo di adesione dell'offerta pubblica di acquisto dal 30 maggio 2014 al 6 giugno 2014 ed ha incrementato il corrispettivo di adesione da 1,05 euro a 1,20 euro per azione.

Sulla base dei risultati definitivi, sono state portate in adesione, ivi inclusa la riapertura dei termini, complessive n. 9.431.746 azioni rappresentative del 26,197% del capitale sociale di Acque Potabili e pari al 68,419% delle azioni oggetto dell'Offerta per un controvalore complessivo pari a euro 11.318.095,20.

A seguito e per effetto dell'Offerta, ivi inclusa la riapertura dei termini, Sviluppo Idrico, IAG e Smat detenevano una partecipazione pari a n. 31.649.336 azioni, pari all'87,908% del capitale sociale di Acque Potabili. Sviluppo Idrico, IAG e Smat non hanno acquistato azioni al di fuori dell'Offerta né durante il periodo di adesione né durante la riapertura dei termini.

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

Il 24 settembre 2014 l'assemblea dei Soci di Acque potabili S.p.A. ha approvato il progetto di fusione per incorporazione di Acque Potabili in Sviluppo Idrico con lo scopo di revocare le azioni di Acque Potabili dalla quotazione sul MTA e di conseguire la riorganizzazione delle attività di Acque Potabili, superando i limiti connessi alla gestione frammentata delle concessioni in capo ad Acque Potabili mediante il raggiungimento di una gestione integrata delle concessioni di cui la stessa è titolare con le concessioni attualmente gestite in via autonoma da Iren Acqua Gas e da SMAT.

Al termine del periodo di offerta in opzione, conclusosi il 9 dicembre 2014, gli azionisti Acque Potabili hanno espresso la volontà di acquistare tutte le n. 699.411 azioni Acque Potabili offerte in opzione al prezzo unitario di euro 1,105.

Le azioni richieste in prelazione sono state superiori al numero di azioni disponibili; pertanto, le azioni residue dall'offerta in opzione sono state tutte assegnate agli azionisti che hanno esercitato il diritto di prelazione mediante riparto proporzionale al numero dei diritti di opzione posseduti e con gli arrotondamenti del caso all'unità.

Il pagamento del controvalore delle azioni acquistate a seguito dell'esercizio del diritto di opzione e di prelazione avverrà a seguito dell'efficacia della Fusione. Parimenti, sempre subordinatamente all'efficacia della Fusione, le azioni acquistate saranno accreditate agli aventi diritto tramite Monte Titoli e i rispettivi intermediari e, in pari data sarà accreditato, tramite Monte Titoli e gli intermediari depositari degli aventi diritto, il valore di liquidazione spettante agli azionisti recedenti.

Gli azionisti Acque Potabili riceveranno, per ogni azione Acque Potabili detenuta, 0,212 azioni ordinarie Sviluppo Idrico e che a seguito dell'efficacia della Fusione le azioni Acque Potabili saranno revocate dalla quotazione sul mercato telematico azionario organizzato e gestito da Borsa Italiana.

Scissione di AES Torino

Dal 1° luglio 2014, IREN Energia ha acquisito la proprietà diretta del ramo d'azienda afferente l'attività di distribuzione di calore da teleriscaldamento nei Comuni di Torino, Moncalieri e Nichelino, che si aggiunge alle reti di teleriscaldamento già oggi detenute nelle città di Genova, Parma, Piacenza e Reggio Emilia costituendo la rete più estesa d'Italia, con oltre 79 milioni di metri cubi serviti.

L'acquisizione è frutto dell'accordo sottoscritto tra IREN Energia e Italgas, società interamente controllata da Snam, il 9 aprile 2014, per la separazione delle attività di distribuzione del gas naturale e del calore da teleriscaldamento svolte da AES Torino (società partecipata per il 51% da IREN Energia e per il 49% da Italgas). La separazione delle attività di distribuzione del gas naturale e del calore da teleriscaldamento si è realizzata attraverso la scissione parziale non proporzionale di AES Torino, l'acquisizione del ramo d'azienda relativo all'attività di distribuzione di calore da teleriscaldamento da parte del Gruppo Iren e l'uscita di quest'ultimo dalla compagine azionaria di AES Torino.

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

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

Il perfezionamento dell'operazione è avvenuto il 9 maggio 2014 ad un prezzo di circa 35,7 milioni di euro.

Approvazione Bilancio 2013 ed attribuzione dividendo

In data 18 giugno 2014 l'Assemblea di Iren ha approvato il Bilancio 2013 ed ha deliberato l'attribuzione di un dividendo pari ad 0,0523 euro per azione il quale è stato messo in pagamento in data 26 giugno 2014. Il totale del dividendo erogato ammonta a euro 66.746.602,91.

Emissione obbligazionaria sul mercato europeo per 300 milioni di euro.

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

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

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

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

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

Finanziamenti Bancari

Nel secondo semestre 2014 sono stati perfezionati e utilizzati nuovi finanziamenti bancari bullet a medio termine per complessivi 300 milioni di euro a parziale rifinanziamento di linee in essere con istituti bancari di relazione tra i quali Unicredit, Mediobanca e Bre.

Il rigassificatore OLT riconosciuto infrastruttura strategica per la sicurezza energetica nazionale

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

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

Un patto intergenerazionale per aprire concreti sbocchi occupazionali ai giovani che potranno entrare nel Gruppo Iren sulla base di un piano di incentivazione all'esodo su base volontaria del personale che matura i requisiti pensionistici entro il 2018. E' il fulcro dell'accordo concluso tra il Gruppo Iren e CGIL, CISL e UIL, attraverso le categorie di riferimento (gas-acqua, elettrici, ambiente), che è stato sottoscritto il 24 ottobre. L'accordo prevede l'accompagnamento incentivato alla pensione anticipata di alcuni dipendenti occupati nei vari territori di riferimento, con adesioni su base volontaria tra i circa 4.500 lavoratori del Gruppo, e l'assunzione di circa 180 nuovi lavoratori, principalmente giovani con contratto di apprendistato, entro il 2016.

L'incentivazione sarà a totale carico del Gruppo Iren e senza oneri per gli Istituti previdenziali (in applicazione dell'art. 4 della legge 92/2012) e consentirà al personale più anziano attualmente occupato di andare in pensione fino a 24 mesi prima della data di maturazione.

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

Accordo tra Iren S.p.A. e l'Amministratore Delegato, Nicola De Sanctis

IREN S.p.A. e l'Amministratore Delegato Nicola De Sanctis – titolare anche di un rapporto di lavoro a termine come dirigente con la Società – hanno concordato, in data 24 novembre 2014, una risoluzione consensuale del rapporto quale Amministratore, avendo rilevato congiuntamente il venirne meno dei presupposti, anche in considerazione di scelte di carattere personale dell'ing. De Sanctis. L'accordo prevede la rinuncia alla carica di Amministratore Delegato nonché alla carica di Consigliere di Amministrazione di IREN S.p.A. a far data dal 30 novembre 2014.

Il rapporto di lavoro quale dirigente proseguirà invece sino al 31 dicembre 2015, periodo durante il quale l'ing. De Sanctis svolgerà attività di *strategic advisory* in collaborazione con il Presidente.

Nomina del nuovo Amministratore Delegato, Massimiliano Bianco

Il Consiglio di Amministrazione di IREN S.p.A. ha nominato il 1° dicembre 2014 Massimiliano Bianco – designato dal Patto parasociale dei soci pubblici – quale Consigliere e Amministratore Delegato della multiutility, in sostituzione di Nicola De Sanctis, dimissionario dal 30 novembre 2014.

Massimiliano Bianco, nato a Gioia del Colle (BA) nel 1971, vanta un'importante carriera nel settore delle utility: come Direttore Generale di Federutility – federazione che riunisce le aziende di servizi pubblici locali che operano nei settori energia elettrica, gas e acqua –, nella carica di Direttore Generale dell'Acquedotto Pugliese e, prima ancora, come Amministratore Delegato della Gallo & C. S.p.A. (Gruppo Meliorbanca), dove ha assistito, tra l'altro, aziende ed Enti Locali in numerose operazioni di M&A e *project finance*.

Esercizio della prelazione per l'acquisizione della quota del 31% della società Amiat S.p.A.

Il Consiglio di Amministrazione di Iren Spa ha deliberato il 3 dicembre 2014 di esercitare, tramite la società Amiat V S.p.A. controllata da Iren Ambiente S.p.A., il diritto di prelazione per l'acquisto del 31% del capitale sociale di Amiat S.p.A. offerto da FCT Holding Srl, come previsto dalla procedura di gara.

L'acquisizione dell'ulteriore 31% di Amiat S.p.A. avvenuta in data 23 dicembre 2014, a fronte di un corrispettivo di 21.666.700 euro, ha consentito al Gruppo Iren di acquisire il controllo della società che gestisce i servizi ambientali per il Comune di Torino.

Il Vice Presidente di Iren, Andrea Viero, avvia un percorso di progressivo disimpegno nei ruoli ricoperti all'interno del Gruppo

Il Consiglio di Amministrazione di IREN S.p.A. ha preso atto, in data 23 dicembre 2014, della volontà manifestata dal dott. Andrea Viero, Vice Presidente del Gruppo e Amministratore Delegato di Iren Ambiente, TRM S.p.A. ed Iren Emilia, di procedere nel percorso, già maturato precedentemente, per un suo progressivo disimpegno nei ruoli ricoperti all'interno del Gruppo Iren.

Considerata la gravosità degli impegni finora assunti ed in particolare il perimetro di attività sviluppate da Iren Ambiente insieme al desiderio di avviare nuove esperienze professionali, il dott. Viero ha quindi deciso di rinunciare alle cariche di consigliere ed amministratore delegato nelle società del gruppo Iren.

Per garantire una adeguata transizione sulle attività sin qui seguite, il dott. Viero manterrà la carica di Vice Presidente del Gruppo Iren, fino al 30 aprile 2015, accogliendo la richiesta avanzata in questo senso dai principali azionisti pubblici e dal Consiglio di Amministrazione di IREN S.p.A..

Nomina degli Amministratori Delegati di Iren Ambiente ed Iren Emilia

I Consigli di Amministrazione di Iren Ambiente e Iren Emilia hanno provveduto in data 23 dicembre 2014, su indicazione dell'Amministratore Delegato di Iren SpA, Massimiliano Bianco, alla nomina dei nuovi Amministratori Delegati delle società.

Roberto Paterlini è stato nominato Amministratore Delegato di Iren Ambiente SpA e Fabio Giuseppini è stato nominato Amministratore Delegato di Iren Emilia SpA.

L'Amministratore Delegato di Iren SpA ha inoltre indicato Eugenio Bertolini quale nuovo Direttore Generale di Iren Acqua Gas e Iren Emilia.

Attribuzione di deleghe e responsabilità al Presidente di Iren Spa

Il Consiglio di Amministrazione di Iren SpA, procedendo nell'opera di semplificazione della *governance* già avviata, ha attribuito in data 23 dicembre 2014 al Presidente le deleghe e le responsabilità in materia di *internal audit* e gestione del sistema 231.

SITUAZIONE ECONOMICA, PATRIMONIALE E FINANZIARIA DEL GRUPPO IREN

Nel seguito sono presentati lo schema di conto economico, quello patrimoniale ed il rendiconto finanziario del Gruppo Iren, a cui si riferiscono i commenti relativi all'andamento gestionale.

Situazione economica

CONTO ECONOMICO CONSOLIDATO GRUPPO IREN

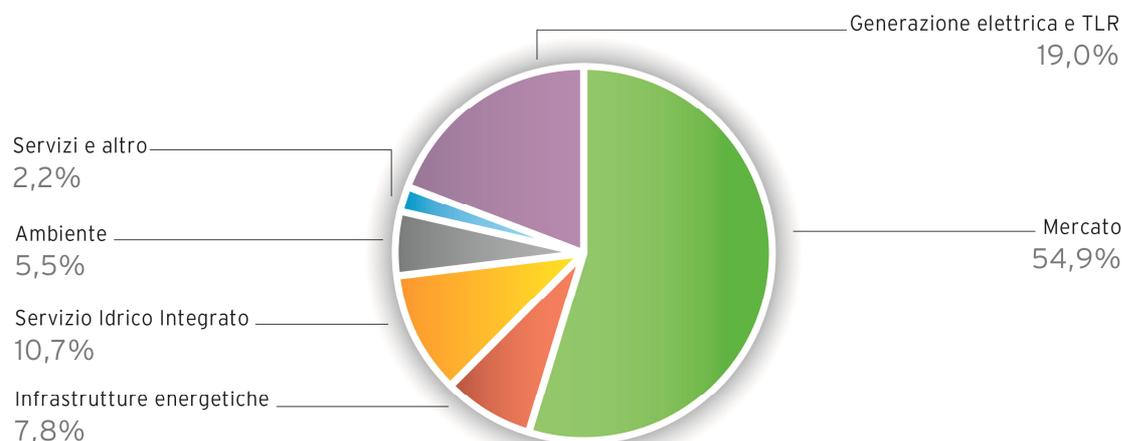
	migliaia di euro		
	Esercizio 2014 Riesposto	Esercizio 2013 Riesposto	Var. %
Ricavi			
Ricavi per beni e servizi	2.634.141	3.165.176	(16,8)
Variazione dei lavori in corso	(212)	(355)	(40,3)
Altri proventi	267.909	207.872	28,9
- di cui non ricorrenti	20.944	-	
Totale ricavi	2.901.838	3.372.693	(14,0)
Costi operativi			
Costi materie prime sussidiarie di consumo e merci	(1.027.922)	(1.457.401)	(29,5)
Prestazioni di servizi e godimento beni di terzi	(863.814)	(939.478)	(8,1)
Oneri diversi di gestione	(102.181)	(86.664)	17,9
Costi per lavori interni capitalizzati	24.246	25.182	(3,7)
Costo del personale	(309.503)	(262.009)	18,1
- di cui non ricorrenti	(36.159)	-	
Totale costi operativi	(2.279.174)	(2.720.370)	(16,2)
MARGINE OPERATIVO LORDO	622.664	652.323	(4,5)
Ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni			
Ammortamenti	(247.875)	(217.250)	14,1
Accantonamenti e svalutazioni	(49.428)	(104.117)	(52,5)
- di cui relativi ad operazioni non ricorrenti	-	(5.262)	
Totale ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni	(297.303)	(321.367)	(7,5)
RISULTATO OPERATIVO	325.361	330.956	(1,7)
Gestione finanziaria			
Proventi finanziari	27.206	27.852	(2,3)
Oneri finanziari	(132.069)	(115.360)	14,5
Totale gestione finanziaria	(104.863)	(87.508)	19,8
Risultato di partecipazioni contabilizzate con il metodo del patrimonio netto	(10.649)	9.603	(*)
Rettifica di valore di partecipazioni	3.877	(28.113)	(*)
Risultato prima delle imposte	213.726	224.938	(5,0)
Imposte sul reddito	(128.187)	(125.090)	2,5
Risultato netto delle attività in continuità	85.539	99.848	(14,3)
Risultato netto da attività operative cessate	-	-	-
Risultato netto del periodo	85.539	99.848	(14,3)
attribuibile a:			
- Utile (perdita) di pertinenza del Gruppo	68.945	88.629	(22,2)
- Utile (perdita) di pertinenza di terzi	16.594	11.219	47,9

(*) Variazione superiore al 100%

Ricavi

Nel corso dell'esercizio 2014 il Gruppo Iren ha conseguito ricavi per 2.902 milioni di euro in diminuzione del -14,0% rispetto ai 3.373 milioni di euro dell'esercizio 2013. La flessione dei ricavi è riconducibile prevalentemente ai minori volumi venduti nei settori energetici per effetto, in particolare, dell'andamento climatico sfavorevole e della riduzione dei prezzi delle commodities energetiche. Nel grafico seguente viene riportata la composizione dei ricavi per settore di business al lordo delle elisioni e rettifiche intersettore.

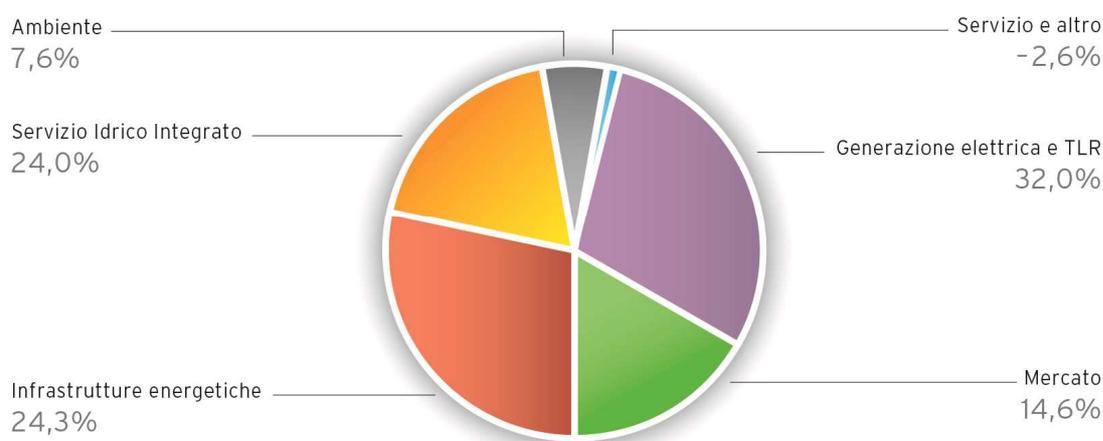
Composizione ricavi



Margine Operativo Lordo

Il margine operativo lordo (Ebitda) ammonta a 623 milioni di euro. Tale valore è influenzato da due fattori non ricorrenti rilevanti: plusvalenza relativa alla cessione di quote del fondo immobiliare (circa 21 milioni di euro) e costi straordinari relativi al piano pluriennale di incentivi all'esodo del personale (circa 36 milioni di euro). Il margine operativo lordo, così rettificato, risulta pari a 638 milioni di euro rispetto ai 652 milioni di euro dell'esercizio 2013 (riduzione del 2,2%). Tale variazione del margine operativo lordo ha alla base dinamiche gestionali fortemente congiunturali che sono caratterizzate da un lato da una riduzione di marginalità della Filiera energetica (fattori regolatori, climatici e di mercato) e dall'altro da un recupero di marginalità nei business regolati ed in particolare nel settore del Ciclo idrico integrato e dell'Ambiente.

Composizione Ebitda



Risultato operativo

Il risultato operativo (Ebit) è pari a 325 milioni di euro in flessione del -1,7% rispetto ai 331 milioni di euro dell'esercizio 2013. Rispetto alla dinamica negativa del margine operativo lordo incidono positivamente sul risultato operativo i minori accantonamenti al fondo svalutazione crediti e al fondo rischi che avevano caratterizzato in maniera straordinaria l'esercizio 2013. In crescita gli ammortamenti per effetto dei nuovi investimenti realizzati e del contributo delle centrali ex Edipower (Turbigo e Tuscano).

Oneri e Proventi finanziari

Gli oneri e proventi finanziari esprimono un saldo negativo per 105 milioni, mentre nell'esercizio 2013 avevano un saldo negativo di 88 milioni di euro. In particolare gli oneri finanziari ammontano a 132 milioni (115 milioni di euro nell'esercizio 2013). L'aumento rispetto all'anno 2013 è imputabile principalmente alle componenti oneri da attualizzazione e interessi capitalizzati, mentre si registra una lieve riduzione del costo medio del debito del 2014 rispetto al 2013. I proventi finanziari ammontano a 27 milioni di euro con una riduzione del 2% rispetto ai 28 milioni di euro del 2013.

Risultato di collegate contabilizzate con il metodo del patrimonio netto

Il risultato di società collegate contabilizzate con il metodo del patrimonio netto è negativo per circa 11 milioni di euro, in diminuzione rispetto ai 10 milioni di euro positivi dell'esercizio 2013, principalmente per effetto della svalutazione della partecipazione in OLT.

 Rettifica di valore di partecipazioni

Ammonta a circa 4 milioni di euro ed è relativa principalmente al risultato positivo riconducibile alla partecipata AMIAT.

Risultato prima delle imposte

Per effetto delle dinamiche sopra indicate il risultato consolidato prima delle imposte ha raggiunto 214 milioni di euro, in diminuzione del 5,0% rispetto ai 225 milioni di euro dell'esercizio 2013.

Imposte sul reddito

Le imposte sul reddito dell'esercizio 2014 sono pari a 128 milioni di euro, con un incremento del 2,5% rispetto ai 125 milioni di euro del 2013. Il Tax rate effettivo è del 60,0%.

Risultato netto del periodo

Il risultato netto è positivo per 86 milioni di euro, in diminuzione del 14,3% rispetto ai 100 milioni di euro del 2013.

Analisi per settori di attività

Il Gruppo Iren opera nei seguenti settori di attività:

- Generazione e Teleriscaldamento (Produzione Idroelettrica, Cogenerazione elettrica e calore, Reti di Teleriscaldamento)
- Mercato (Vendita energia elettrica, gas, calore)
- Infrastrutture Energetiche (Reti di distribuzione dell'energia elettrica, Reti di distribuzione del gas)
- 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).

Nei prospetti seguenti vengono esposti il capitale investito netto e i conti economici (fino al risultato operativo) per settore di attività 2014 rideterminati e il comparativo con i valori del 2013 riesposti al fine di tener conto del deconsolidamento delle attività relative alle società OLT, SAP, Iren Rinnovabili e del nuovo assetto, post scissione, della gestione delle attività gestite da AES Torino (consolidamento integrale della distribuzione di teleriscaldamento e deconsolidamento delle attività di distribuzione gas).

Risultati per settori di attività al 31 dicembre 2014

	milioni di euro							
	Generazione e TLR	Mercato	Infrastrutture energetiche	Ciclo idrico	Ambiente	Servizi e altro	Non allocabili	Totale
Capitale immobilizzato	1.998	66	870	985	420	27	253	4.619
Capitale circolante netto	107	18	(71)	120	58	(3)	8	238
Altre attività e passività non correnti	(101)	30	(58)	(311)	(109)	(18)	(11)	(578)
Capitale investito netto (CIN)	2.004	114	741	795	368	6	250	4.279
Patrimonio netto								1.994
Posizione Finanziaria netta								2.286
Mezzi propri ed indebitamento finanziario netto								4.279

Risultati per settori di attività al 31 dicembre 2013

milioni di euro

	Generazione e TLR	Mercato	Infrastrutture energetiche	Ciclo idrico	Ambiente	Servizi e altro	Non allocabili	Totale
Capitale immobilizzato	2.036	62	850	951	335	29	279	4.542
Capitale circolante netto	137	20	(56)	86	(31)	(11)	7	151
Altre attività e passività non correnti	(112)	36	(61)	(272)	(50)	(14)	(18)	(491)
Capitale investito netto (CIN)	2.060	118	734	765	254	3	268	4.202
Patrimonio netto								2.010
Posizione Finanziaria netta								2.192
Mezzi propri ed indebitamento finanziario netto								4.202

Risultati per settori di attività al 31 dicembre 2014

milioni di euro

	Generazione e TLR	Mercato	Infrastrutture energetiche	Ciclo idrico	Ambiente	Servizi e altro	Elisioni e rettifiche	Totale
Totali ricavi e proventi	827	2.388	341	464	238	96	(1.451)	2.902
Totale costi operativi	(627)	(2.297)	(189)	(314)	(190)	(112)	1.451	(2.279)
Margine Operativo Lordo (EBITDA)	199	91	152	150	48	(16)	-	623
Amm.ti, acc.ti netti e svalutazioni	(94)	(41)	(45)	(74)	(34)	(10)	-	(297)
Risultato operativo (EBIT)	106	50	106	76	14	(26)	-	325

Risultati per settori di attività al 31 dicembre 2013

milioni di euro

	Generazione e TLR	Mercato	Infrastrutture energetiche	Ciclo idrico	Ambiente	Servizi e altro	Elisioni e rettifiche	Totale
Totali ricavi e proventi	1.048	3.098	334	426	214	90	(1.838)	3.373
Totale costi operativi	(813)	(2.991)	(180)	(309)	(178)	(88)	1.838	(2.720)
Margine Operativo Lordo (EBITDA)	236	107	154	117	36	3	-	652
Amm.ti, acc.ti netti e svalutazioni	(116)	(55)	(47)	(68)	(30)	(5)	-	(321)
Risultato operativo (EBIT)	119	52	107	49	6	(3)	-	331

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

Generazione e Teleriscaldamento

I ricavi di periodo ammontano a 827 milioni di euro in flessione del -21,2% rispetto ai 1.048 milioni di euro dell'esercizio 2013.

		Esercizio 2014	Esercizio 2013	Δ %
Ricavi	€/mil.	827	1.048	-21,2%
Margine operativo lordo (Ebitda)	€/mil.	199	236	-15,3%
<i>Ebitda Margin</i>		24,1%	22,5%	
Risultato Operativo (Ebit)	€/mil.	106	119	-11,4%
Investimenti	€/mil.	66	47	40,3%
Energia elettrica prodotta	GWh	6.408	7.806	-17,9%
<i>da fonte idroelettrica</i>	GWh	1.444	1.374	5,1%
<i>da fonte cogenerativa</i>	GWh	3.960	6.069	-34,8%
<i>da fonte termoelettrica</i>	GWh	1.005	363	(*)
Calore prodotto	GWh _t	2.509	3.072	-18,3%
<i>da fonte cogenerativa</i>	GWh _t	2.131	2.531	-15,8%
<i>da fonte non cogenerativa</i>	GWh _t	378	541	-30,1%
Volumetrie teleriscaldate	Mmc	80	79	2,4%

(*) Variazione superiore al 100%

Nell'esercizio 2014 l'energia elettrica prodotta è stata pari a 6.408 GWh in calo del -17,9% rispetto ai 7.806 GWh dell'esercizio 2013 principalmente per effetto della minore produzione in assetto cogenerativo (-2.109 GWh), parzialmente compensata dalla produzione termoelettrica dell'impianto di Turbigo sia della maggiore produzione idroelettrica +5,1%(+70 GWh).

In particolare la produzione in assetto cogenerativo è stata pari a 3.960 GWh, in flessione del -34,8% rispetto ai 6.069 GWh del 2013 mentre la produzione termoelettrica dell'impianto di Turbigo, entrato nel perimetro di gruppo a partire dall'ultimo bimestre 2013, è stata pari a 1.005 GWh.

La produzione idroelettrica è stata pari a 1.444 GWh in aumento del +5,1% rispetto ai 1.374 GWh del 2013 per effetto della produzione del Nucleo ex-Edipower di Tuscano (+256 GWh) entrato nel perimetro di gruppo soltanto a partire dall'ultimo bimestre 2013.

La produzione di calore nell'esercizio 2014 è stata pari a 2.509 GWh_t in calo del -18,3% rispetto ai 3.072 GWh_t del 2013, per effetto principalmente di una stagione termica particolarmente mite sia nella stagione invernale che autunnale.

La volumetria teleriscaldata ha raggiunto gli 80 milioni di metri cubi, di cui 57 milioni su Torino, facendone la città più teleriscaldata d'Italia, oltre 3 milioni di metri cubi su Genova e circa 20 milioni di metri cubi nelle città di Reggio Emilia, Parma e Piacenza. La quota di calore cogenerato è pari all'85%, in aumento rispetto all'82% del 2013, per effetto del maggior utilizzo dei sistemi di accumulo che hanno consentito di ottimizzare la produzione in assetto cogenerativo.

Il margine operativo lordo (Ebitda) è stato pari a 199 milioni di euro in flessione del 15,3% rispetto ai 236 milioni di euro dell'esercizio 2013.

La flessione del margine operativo lordo è stato influenzata in modo negativo da diversi fattori esogeni già evidenziati nei trimestri precedenti. In particolare la scadenza di una parte rilevante dell'incentivo, tramite Certificati verdi, sulla produzione cogenerativa e soprattutto la stagione termica, straordinariamente mite, che ha fortemente penalizzato la produzione di calore. La produzione di energia elettrica, in gran parte correlata alla cogenerazione di energia termica, sconta inoltre una riduzione dei margini di generazione per effetto della diminuzione dei prezzi di vendita. Positiva la dinamica della marginalità relativa alla produzione idroelettrica per il contributo dell'impianto ex-Edipower di Tuscano, entrato nel perimetro del Gruppo dall'ultimo bimestre 2013 e sinergie sui costi operativi.

Il risultato operativo (Ebit) del settore è pari a 106 milioni di euro e risulta in flessione del -11,4% rispetto ai 119 milioni di euro dell'esercizio 2013. La dinamica negativa del margine operativo lordo ed i maggiori ammortamenti relativi al pieno esercizio degli impianti ex-Edipower di Tuscano e Turbigio vengono parzialmente compensati dal rilascio fondi su canoni di derivazione per il venir meno del relativo rischio.

Gli investimenti tecnici relativi al settore sono pari a 66 milioni di euro, di cui circa 61 milioni di euro nel settore della cogenerazione e teleriscaldamento e circa 5 milioni di euro nel settore idroelettrico.

Mercato

Il volume d'affari del settore mercato ammonta a 2.388 milioni di euro rispetto ai 3.098 milioni di euro dell'esercizio precedente (-22,9%). La flessione dei ricavi è riconducibile in primo luogo ad una stagione termica particolarmente mite che ha fortemente inciso sui volumi di vendita dei settori gas e teleriscaldamento, oltre alla situazione, già citata, di rilevante riduzione dei prezzi delle commodities energetiche.

Il margine operativo lordo (Ebitda) pari a 91 milioni di euro, risulta in flessione del -15,1%, rispetto ai 107 milioni di euro del 2013. La flessione è riconducibile principalmente al settore della vendita gas per effetto della stagione termica particolarmente mite e della piena applicazione della delibera AEEGSI 196/13 relativa alla revisione dei meccanismi periodici di aggiornamento delle tariffe di vendita gas. In crescita il settore della vendita di energia per il venir meno, a partire da ottobre 2013, degli effetti negativi legati alla gestione del contratto di tolling con Edipower.

		Esercizio 2014	Esercizio 2013	Δ %
Ricavi	€/mil.	2.388	3.098	-22,9%
Margine operativo lordo (Ebitda)	€/mil.	91	107	-15,1%
<i>Ebitda Margin</i>		<i>3,80%</i>	<i>3,50%</i>	
<i>da Energia Elettrica</i>	€/mil.	25	14	75,9%
<i>da Gas</i>	€/mil.	64	92	-30,2%
<i>da Calore</i>	€/mil.	2	1	(*)
Risultato Operativo (Ebit)	€/mil.	50	52	-4,6%
Investimenti		10	8	29,6%
Energia Elettrica Venduta	GWh	11.151	13.231	-15,7%
Energia Elettrica Venduta al netto Compravendita in Borsa	GWh	9.959	12.281	-18,9%
Gas Acquistato	Mmc	2.185	3.029	-27,9%
<i>Gas commercializzato dal Gruppo</i>	Mmc	934	1.269	-26,4%
<i>Gas destinato ad usi interni</i>	Mmc	1.105	1.561	-29,2%
<i>Gas in stoccaggio</i>	Mmc	146	200	-27,1%

(*) Variazione superiore al 100%

Commercializzazione energia elettrica

Mercato libero e borsa

I volumi complessivamente venduti a clienti finali e grossisti sono stati pari a 4.836 GWh (5.573 GWh nel 2013), mentre i volumi impiegati sulla borsa al netto dell'energia compravenduta sono pari a 4.415 GWh (5.855 GWh nel 2013).

I volumi di energia elettrica prodotta dal Gruppo e disponibili per la vendita sono stati pari a 6.816 GWh contro i 7.958 GWh del 2013 a cui nel 2013 si sono aggiunti i volumi disponibili tramite il tolling di Edipower per 861 GWh. Tale contratto si è chiuso nell'ottobre 2013. Alle disponibilità interne al Gruppo si sono aggiunti gli approvvigionamenti tramite la borsa elettrica (al lordo dell'energia compravenduta) per 2.138 GWh contro i 2.054 GWh del 2013 e gli acquisti da grossisti per 2.042 GWh contro i 2.162 GWh del 2013.

Mercato ex vincolato

I clienti complessivamente gestiti in regime di maggior tutela da Iren Mercato nel 2014 sono pari a circa 299.000. I volumi complessivamente venduti ammontano a 708 GWh in calo rispetto allo scorso anno (852 GWh) per effetto della liberalizzazione del mercato.

Commercializzazione Gas Naturale

I volumi complessivi di gas naturale approvvigionati dal Gruppo nel 2014 sono stati pari a circa 2.185 milioni di mc (circa 3.029 Mln. di mc nel 2013), di cui circa 934 milioni di mc sono stati commercializzati a clienti finali (1.269 Mln. di mc nel 2013), 1.105 milioni di mc (1.561 milioni di mc nel 2013) sono stati impiegati all'interno del gruppo Iren sia nella produzione di energia elettrica sia per la fornitura di servizi calore e 146 milioni di mc sono stati destinati a stoccaggio.

Vendita calore tramite reti di teleriscaldamento

Il margine operativo lordo nel 2013 ammonta a 2 milioni di euro in aumento rispetto al milione di euro del 2013 principalmente per le mutate condizioni di fornitura relative ad alcuni contratti di gestione calore.

Infrastrutture energetiche

Nell'esercizio 2014 il settore di attività Infrastrutture Energetiche, che comprende i business della distribuzione gas ed energia elettrica, ha registrato ricavi per 341 milioni di euro, in incremento rispetto ai 334 milioni di euro del 2013 (+2,1%).

Il margine operativo lordo (Ebitda) è stato pari a 152 milioni di euro in lieve calo rispetto ai 154 milioni di euro del 2013 (-1,4%).

Il risultato operativo netto (Ebit) è stato pari a 106 milioni di euro in linea con l'esercizio precedente (-0,5%). Di seguito vengono esposte le principali dinamiche dei settori interessati.

		Esercizio 2014	Esercizio 2013	Δ %
Ricavi	€/mil.	341	334	2,1%
Margine operativo lordo (Ebitda)	€/mil.	152	154	-1,4%
<i>Ebitda Margin</i>		44,5%	46,0%	
	<i>da Reti Elettriche</i>	€/mil. 73	80	-8,2%
	<i>da Reti Gas</i>	€/mil. 78	74	5,9%
Risultato Operativo (Ebit)	€/mil.	106	107	-0,5%
Investimenti	€/mil.	60	56	8,1%
	<i>in Reti Elettriche</i>	€/mil. 25	27	-7,8%
	<i>in Reti Gas</i>	€/mil. 36	29	22,7%
Energia elettrica distribuita	GWh	3.848	4.136	-7,0%
Gas distribuito	Mmc	1.119	1.353	-17,3%

Reti Distribuzione Energia elettrica

Il margine operativo lordo (Ebitda) è stato pari a 73 milioni di euro, in flessione del -8,2% rispetto agli 80 milioni di euro del 2013.

La flessione di circa 6,5 milioni rispetto al 2013 è attribuibile alla variazione di perimetro per la cessione delle reti extraurbane di Torino e alla minor contribuzione di servizi accessori ai clienti (allacciamenti e lavori).

Nel corso del 2014 sono stati effettuati investimenti per circa 25 milioni di euro, prevalentemente inerenti ai nuovi allacciamenti, alla costruzione di nuove cabine MT/BT e linee MT/BT.

Reti Distribuzione Gas

Il margine operativo lordo (Ebitda) è pari a 78 milioni di euro rispetto ai 74 milioni di euro del 2013 (+5,9%).

La variazione in aumento per circa +4 milioni di euro è riconducibile all'effetto positivo della assegnazione e gestione dei certificati di efficienza energetica (TEE) oltre che al riconoscimento di premi di incentivo sulla sicurezza e conguagli regolatori.

Gli investimenti di periodo realizzati ammontano a 36 milioni di euro e riguardano quanto previsto dalle delibere dell'AEEGSI in particolare sull'adeguamento di dotazione della protezione catodica, sostituzione delle tubazioni ghisa grigia, e l'installazione di misuratori elettronici.

Servizio idrico integrato

Nell'esercizio 2014 il Servizio Idrico Integrato ha registrato ricavi per 464 milioni di euro in aumento dell'8,8% rispetto ai 426 milioni di euro dell'esercizio 2013. L'incremento dei ricavi rispetto al precedente esercizio sono riconducibile agli aumenti tariffari connessi al nuovo VRG (Vincolo Ricavi Gestore) ed in particolare ai conguagli tariffari connessi all'applicazione del Metodo transitorio Tariffario sul 2012 e 2013 oltre a maggiori ricavi dal riconoscimento di titoli di efficienza energetica per la realizzazione di impianti finalizzati alla riduzione dei consumi di energia elettrica. Inoltre si registrano i maggiori ricavi relative all'applicazione dell'IFRIC 12 correlati agli investimenti di periodo su beni di terzi.

		Esercizio 2014	Esercizio 2013	Δ %
Ricavi	€/mil.	464	426	8,8%
Margine operativo lordo (Ebitda)	€/mil.	150	117	27,6%
<i>Ebitda Margin</i>		32,3%	27,5%	
Risultato Operativo (Ebit)	€/mil.	76	49	53,1%
Investimenti	€/mil.	83	73	14,9%
Acqua Venduta	Mmc	147	149	-1,5%

Il margine operativo lordo (Ebitda) ammonta a 150 milioni di euro in aumento del 27,6% rispetto a 117 milioni di euro del 2013. L'incremento è da ricondursi alle dinamiche tariffarie, alle sopravvenienze per conguagli tariffari pregressi, al riconoscimento di titoli di efficienza energetica e al venir meno di sopravvenienze passive che avevano caratterizzato il corrispondente periodo del 2013 principalmente per la restituzione della remunerazione sul capitale ex referendum 2011.

Il risultato operativo (Ebit) ammonta a 76 milioni di euro in aumento del +53,1% rispetto ai 49 milioni di euro dell'esercizio 2013. Il miglioramento riflette le dinamiche del margine operativo lordo.

Gli investimenti ammontano a 83 milioni di euro e sono relativi alla realizzazione, sviluppo e manutenzione di reti ed impianti della rete di distribuzione, della rete fognaria e dei sistemi di depurazione.

Ambiente

Nell'esercizio 2014 i ricavi del settore sono stati pari a 238 milioni di euro in aumento del +10,9% rispetto ai 214 milioni di euro dell'esercizio 2013. Tale incremento è dovuto a maggiori ricavi energetici (energia elettrica, termica) per l'entrata in funzione del Polo ambientale integrato di Parma, da maggiori ricavi per trattamento e intermediazione rifiuti speciali e dall'aggiornamento dei corrispettivi per i servizi di igiene ambientale.

		Esercizio 2014	Esercizio 2013	Δ %
Ricavi	€/mil.	238	214	10,9%
Margine operativo lordo (Ebitda)	€/mil.	48	36	31,1%
<i>Ebitda Margin</i>		20,0%	16,9%	
Risultato Operativo (Ebit)	€/mil.	14	6	(*)
Investimenti	€/mil.	19	56	-67,1%
Rifiuti trattati	ton	1.082.243	1.003.276	7,9%
<i>Rifiuti urbani</i>	ton	735.589	727.559	1,1%
<i>Rifiuti speciali</i>	ton	346.654	275.717	25,7%

(*) Variazione superiore al 100%

Il margine operativo lordo (Ebitda) è stato pari a 48 milioni di euro rispetto ai 36 milioni di euro dell'esercizio 2013 (+31,1%). L'incremento del margine è correlato alla dinamica dei ricavi e quindi in particolare allo sviluppo delle attività commerciali e di intermediazione e alla maggior dotazione impiantistica nel trattamento e smaltimento dei rifiuti.

Il risultato operativo (Ebit) ammonta a 14 milioni di euro in aumento rispetto ai 6 milioni di euro dell'esercizio 2013. La dinamica positiva del margine operativo lordo è parzialmente assorbita dai maggiori ammortamenti per l'entrata in esercizio del Polo ambientale di Parma a fronte di una riduzione degli ammortamenti sulle discarica di Poiatica e sulle attività di raccolta.

Gli investimenti realizzati nell'esercizio ammontano a 19 milioni di euro e si riferiscono principalmente ai lavori di completamento del Polo Ambientale Integrato (PAI) di Parma ed altri impianti di smaltimento nonché all'acquisto di automezzi e attrezzature a supporto dell'espansione della raccolta dei rifiuti urbani con la modalità del porta a porta.

Servizi e altro

		Esercizio 2014	Esercizio 2013	Δ %
Ricavi	€/mil.	96	90	6,7%
Margine operativo lordo (Ebitda)	€/mil.	-16	3	(*)
<i>Ebitda Margin</i>		-16,8%	3,0%	
Risultato Operativo (Ebit)	€/mil.	-26	-3	(*)
Investimenti	€/mil.	23	17	34,5%

(*) Variazione superiore al 100%

Nell'esercizio 2014 i ricavi sono stati pari a 96 milioni di euro in aumento rispetto ai 90 milioni di euro dell'esercizio 2013. Il margine operativo lordo (Ebitda) è negativo per l'effetto combinato di due fattori non ricorrenti ed in particolare, la plusvalenza della seconda trincea di cessione delle quote del fondo immobiliare (21 milioni di euro), e della contabilizzazione di oneri straordinari connessi al piano pluriennale di esodo incentivato (36 milioni di euro).

Situazione patrimoniale

STATO PATRIMONIALE RICLASSIFICATO GRUPPO IREN (1)

	migliaia di euro		
	31.12.2014	31.12.2013 Riesposto	Var. %
Attivo immobilizzato	4.618.669	4.541.546	1,7
Altre attività (Passività) non correnti	(153.619)	(135.501)	13,4
Capitale circolante netto	238.448	151.369	57,5
Attività (Passività) per imposte differite	115.335	116.991	(1,4)
Fondi rischi e Benefici ai dipendenti	(550.362)	(473.695)	16,2
Attività (Passività) destinate a essere cedute	10.762	995	(*)
Capitale investito netto	4.279.233	4.201.705	1,8
Patrimonio netto	1.993.549	2.009.542	(0,8)
<i>Attività finanziarie a lungo termine</i>	<i>(66.439)</i>	<i>(79.424)</i>	<i>(16,3)</i>
<i>Indebitamento finanziario a medio e lungo termine</i>	<i>2.210.821</i>	<i>1.853.608</i>	<i>19,3</i>
Indebitamento finanziario netto a medio lungo termine	2.144.382	1.774.184	20,9
<i>Attività finanziarie a breve termine</i>	<i>(522.902)</i>	<i>(454.902)</i>	<i>14,9</i>
<i>Indebitamento finanziario a breve termine</i>	<i>664.204</i>	<i>872.881</i>	<i>(23,9)</i>
Indebitamento finanziario netto a breve termine	141.302	417.979	(66,2)
Indebitamento finanziario netto	2.285.684	2.192.163	4,3
Mezzi propri ed indebitamento finanziario netto	4.279.233	4.201.705	1,8

(*) Variazione superiore al 100%

(1) Per la riconciliazione del prospetto di stato patrimoniale riclassificato con quello di bilancio si rimanda all'apposito allegato al bilancio consolidato (paragrafo XIV).

Nel seguito sono commentate le principali dinamiche patrimoniali del periodo chiuso al 31 dicembre 2014. L'attivo immobilizzato risulta in aumento del 1,7% rispetto al 31 dicembre 2013 principalmente per la variazione di area di consolidamento che ha riguardato il consolidamento integrale della società AMIAT S.p.A.. Gli investimenti effettuati nell'anno risultano superiori all'ammortamento del periodo e alle dismissioni. Per maggiori informazioni sul dettaglio degli investimenti dell'esercizio, si rimanda al paragrafo Analisi per settori di attività.

L'incremento del Capitale Circolante netto è dovuto principalmente al consolidamento integrale della società AMIAT S.p.A.. Al netto del contributo di quest'ultima il capitale circolante netto si è incrementato di circa 4 milioni rispetto al 31 dicembre 2013.

La variazione del Patrimonio netto deriva principalmente dall'utile di periodo, al netto dei dividendi distribuiti.

Il rendiconto finanziario, presentato nel seguito, fornisce un dettaglio analitico delle ragioni della movimentazione dell'esercizio 2014.

Situazione finanziaria

RENDICONTO FINANZIARIO DEL GRUPPO IREN

migliaia di euro

	Esercizio 2014 Riesposto	Esercizio 2013 Riesposto	Var. %
A. Disponibilità liquide iniziali	50.221	26.681	88,2
Flusso finanziario generato dall'attività operativa			
Risultato del periodo	85.539	99.848	(14,3)
Rettifiche per:			
Ammortamenti attività materiali e immateriali	247.875	217.250	14,1
(Plusvalenze) Minusvalenze e altre variazioni patrimoniali	(27.670)	(7.908)	(*)
Variazione netta TFR e altri benefici ai dipendenti	(2.549)	239	(*)
Variazione netta fondo rischi e altri oneri	12.594	(39.131)	(*)
Variazione imposte anticipate e differite	14.507	(17.052)	(*)
Variazione altre attività/passività non correnti	15.410	15.320	0,6
Dividendi contabilizzati al netto delle elisioni	(1.066)	(1.304)	(18,3)
Quota del risultato di collegate e joint ventures	10.649	(9.603)	(*)
Svalutazioni (Rivalutazioni) nette di attività	(3.810)	71.555	(*)
B. Cash flow operativo prima delle variazioni di CCN	351.479	329.214	6,8
Variazione rimanenze	26.636	558	(*)
Variazione crediti commerciali	100.120	220.154	(54,5)
Variazione crediti tributari e altre attività correnti	(36.102)	62.149	(*)
Variazione debiti commerciali	(98.699)	(157.002)	(37,1)
Variazione debiti tributari e altre passività correnti	4.434	(21.520)	(*)
C. Flusso finanziario derivante da variazioni di CCN	(3.611)	104.339	(*)
D. Cash flow operativo (B+C)	347.868	433.553	(19,8)
Flusso finanziario da (per) attività di investimento			
Investimenti in attività materiali e immateriali	(261.605)	(270.414)	(3,3)
Investimenti in attività finanziarie	(87.457)	(1.423)	(*)
Realizzo investimenti e variazione attività destinate ad essere cedute	25.764	13.362	92,8
Variazione area di consolidamento	(46.886)	(45.746)	2,5
Dividendi incassati	7.644	8.868	(13,8)
E. Totale flusso finanziario da attività di investimento	(362.540)	(295.353)	22,7
F. Free cash flow (D+E)	(14.672)	138.200	(*)
Flusso finanziario da attività di finanziamento			
Erogazione di dividendi	(73.641)	(76.070)	(3,2)
Nuovi finanziamenti a lungo termine	761.248	468.000	62,7
Rimborsi di finanziamenti a lungo termine	(847.741)	(284.533)	(*)
Variazione debiti finanziari	229.821	(284.609)	(*)
Variazione crediti finanziari	(53.635)	62.552	(*)
G. Totale flusso finanziario da attività di finanziamento	16.052	(114.660)	(*)
H. Flusso monetario del periodo (F+G)	1.380	23.540	(94,1)
I. Disponibilità liquide finali (A+H)	51.601	50.221	2,7

(*) Variazione superiore al 100%

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

	migliaia di euro		
	Esercizio 2014 Riesposto	Esercizio 2013 Riesposto	Var. %
Free cash flow	(14.672)	138.200	(*)
Erogazione di dividendi	(73.641)	(76.070)	(3,2)
Variazione fair value strumenti derivati di copertura	(5.208)	25.134	(*)
Variazione posizione finanziaria netta	(93.521)	87.264	(*)

(*) Variazione superiore al 100%

L'indebitamento finanziario netto al 31 dicembre 2014 è pari a 2.286 milioni di euro, in crescita del 4,3% rispetto al 31 dicembre 2013.

In particolare il free cash flow, negativo per 15 milioni di euro, deriva dall'effetto congiunto dei seguenti flussi monetari:

- il cash flow operativo è positivo per 348 milioni di euro e si compone per 352 milioni di euro da cash flow operativo prima delle variazioni di capitale circolante netto e per -4 milioni di euro dal flusso finanziario derivante da variazioni di capitale circolante netto;
- il flusso monetario da attività di investimento, negativo per 363 milioni di euro, è generato da investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali per 262 milioni di euro (comprensivi degli investimenti effettuati per la costruzione delle infrastrutture in regime di concessione secondo quanto stabilito dall'IFRIC 12), da investimenti finanziari per 87 milioni di euro, da variazione di area di consolidamento per 47 milioni di euro, da realizzo di attività immobilizzate per 26 milioni di euro e dall'incasso di dividendi per 7 milioni di euro.

SITUAZIONE ECONOMICA, PATRIMONIALE E FINANZIARIA DI IREN S.P.A.

Situazione Economica

CONTO ECONOMICO IREN S.p.A.

migliaia di euro

	Esercizio 2014	Esercizio 2013	Var. %
Ricavi			
Ricavi per beni e servizi	14.145	10.446	35,4
Altri proventi	4.960	3.981	24,6
Totale ricavi	19.105	14.427	32,4
Costi operativi			
Costi materie prime sussidiarie di consumo e merci	(12)	(10)	20,0
Prestazioni di servizi e godimento beni di terzi	(18.497)	(11.076)	67,0
Oneri diversi di gestione	(6.697)	(3.785)	76,9
Costi per lavori interni capitalizzati	585	370	58,1
Costo del personale	(24.118)	(21.232)	13,6
Totale costi operativi	(48.739)	(35.733)	36,4
Margine Operativo Lordo (EBITDA)	(29.634)	(21.306)	39,1
Ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni			
Ammortamenti	(331)	(187)	77,0
Accantonamenti e svalutazioni	(2.582)	(794)	(*)
Totale ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni	(2.913)	(981)	(*)
Risultato Operativo (EBIT)	(32.547)	(22.287)	46,0
Gestione finanziaria			
Proventi finanziari	175.417	197.389	(11,1)
Oneri finanziari	(109.401)	(99.295)	10,2
Totale gestione finanziaria	66.016	98.094	(32,7)
Rettifica di valore di partecipazioni	-	-	-
Risultato prima delle imposte	33.469	75.807	(55,8)
Imposte sul reddito	16.627	11.054	50,4
Risultato netto delle attività in continuità	50.096	86.861	(42,3)
Risultato netto da attività operative cessate	-	-	-
Risultato netto del periodo	50.096	86.861	(42,3)

(*) Variazione superiore al 100%

Ricavi

Il totale dei ricavi di IREN S.p.A. è stato pari a 19 milioni di euro ed è principalmente riferito alle attività di servizio prestate a favore di società del Gruppo.

Costi operativi

I costi operativi sono pari a 49 milioni di euro e includono prestazioni di servizi e godimento beni di terzi (18 milioni di euro), oneri diversi di gestione (7 milioni di euro) e costo del lavoro (24 milioni di euro).

Ammortamenti e accantonamenti

Gli ammortamenti e accantonamenti ammontano a circa 3 milioni di euro.

Oneri e proventi finanziari

Il saldo oneri e proventi finanziari è positivo per 66 milioni di euro. I proventi finanziari, pari a 175 milioni di euro, includono tra l'altro dividendi da società controllate e collegate (circa 101 milioni di euro) e interessi attivi verso società controllate (73 milioni di euro). Gli oneri finanziari sono pari a 109 milioni di euro.

Risultato prima delle imposte

Il risultato prima delle imposte è positivo per 33 milioni di euro.

Imposte sul reddito

Le imposte sul reddito sono positive per 17 milioni di euro in quanto sono prevalentemente costituite dai proventi da consolidamento. La Società, infatti, ha optato per il consolidato fiscale ai sensi dell'art. 118 del nuovo Tuir, IREN S.p.A. determina l'IRES su una base imponibile corrispondente alla somma algebrica degli imponibili positivi e negativi delle singole società che partecipano al consolidato.

A fronte del reddito imponibile conseguito e trasferito alla società consolidante, la consolidata si obbliga a riconoscere alla società consolidante "conguagli per imposte" pari alle imposte dovute sul reddito trasferito al netto dei crediti per IRES trasferiti.

Risultato netto

Il risultato, al netto delle imposte di periodo, è positivo per 50 milioni di euro.

Situazione Patrimoniale

STATO PATRIMONIALE RICLASSIFICATO DI IREN S.p.A. (1)

	migliaia di euro		
	31.12.2014	31.12.2013	Var. %
Attivo immobilizzato	2.551.821	2.510.837	1,6
Altre attività (Passività) non correnti	(2.864)	(6.176)	(53,6)
Capitale circolante netto	11.065	8.883	24,6
Attività (Passività) per imposte differite	19.153	15.654	22,4
Fondi rischi e Benefici ai dipendenti	(23.614)	(21.966)	7,5
Attività destinate a essere cedute	240	-	-
Capitale investito netto	2.555.801	2.507.232	1,9
Patrimonio netto	1.516.906	1.536.777	(1,3)
<i>Attività finanziarie a lungo termine</i>	<i>(1.728.477)</i>	<i>(1.484.945)</i>	<i>16,4</i>
<i>Indebitamento finanziario a medio e lungo termine</i>	<i>2.161.595</i>	<i>1.791.845</i>	<i>20,6</i>
Indebitamento finanziario netto a medio lungo termine	433.118	306.900	41,1
<i>Attività finanziarie a breve termine</i>	<i>(43.257)</i>	<i>(136.673)</i>	<i>(68,4)</i>
<i>Indebitamento finanziario a breve termine</i>	<i>649.034</i>	<i>800.228</i>	<i>(18,9)</i>
Indebitamento finanziario netto a breve termine	605.777	663.555	(8,7)
Indebitamento finanziario netto	1.038.895	970.455	7,1
Mezzi propri ed indebitamento finanziario netto	2.555.801	2.507.232	1,9

(1) Per la riconciliazione del prospetto di stato patrimoniale riclassificato con quello di bilancio si rimanda all'apposito allegato al bilancio separato (paragrafo X).

Attivo immobilizzato

Le immobilizzazioni immateriali, materiali e finanziarie sono pari a 2.552 milioni di euro.

Capitale Circolante Netto

Il capitale circolante netto è positivo per 11 milioni di euro. Le attività per imposte anticipate ammontano a 19 milioni di euro, mentre i Fondi Rischi e Benefici a dipendenti sono pari a 24 milioni di euro.

Patrimonio netto

L'esercizio 2014 si è chiuso con un Patrimonio netto pari a 1.517 milioni di euro.

Indebitamento finanziario netto

L'indebitamento finanziario netto a fine 2014 ammonta a 1.039 milioni di euro. In particolare l'indebitamento a medio-lungo termine, pari a 433 milioni di euro, è composto da passività finanziarie a medio-lungo termine per 2.161 milioni di euro e da attività finanziarie a medio-lungo termine per 1.728 milioni di euro. Queste ultime sono rappresentate in gran parte da finanziamenti verso controllate. L'indebitamento finanziario a breve termine è pari a 606 milioni di euro e si compone di debiti a breve termine, prevalentemente verso istituti bancari, per 649 milioni di euro, crediti finanziari a breve termine, prevalentemente verso società del Gruppo, per 24 milioni di euro e disponibilità liquide per 19 milioni di euro.

Situazione Finanziaria

RENDICONTO FINANZIARIO DI IREN S.p.A.

	migliaia di euro		
	Esercizio 2014	Esercizio 2013	Var. %
A. Disponibilità liquide e saldo gestione tesoreria accentrata iniziali	(74.632)	79.628	(*)
Flusso finanziario generato dall'attività operativa			
Risultato del periodo	50.097	86.859	(42,3)
Rettifiche per:			
Ammortamenti attività materiali e immateriali	331	187	77,0
(Plusvalenze) Minusvalenze e altre variazioni patrimoniali	(1.121)	-	(*)
Variazione netta TFR e altri benefici ai dipendenti	(256)	(99)	(*)
Variazione netta fondo rischi e altri oneri	1.167	(9.180)	(*)
Variazione imposte anticipate e differite	(2.277)	1.199	(*)
Variazione altre attività/passività non correnti	(3.311)	8.001	(*)
Dividendi ricevuti	(171.444)	(130.575)	31,3
B. Cash flow operativo prima delle variazioni di CCN	(126.814)	(43.608)	(*)
Variazione crediti commerciali	(14.338)	2.021	(*)
Variazione crediti tributari e altre attività correnti	(7.101)	8.161	(*)
Variazione debiti commerciali	7.206	(7.328)	(*)
Variazione debiti tributari e altre passività correnti	12.050	(5.767)	(*)
C. Flusso finanziario derivante da variazioni di CCN	(2.183)	(2.913)	(25,1)
D. Cash flow operativo (B+C)	(128.997)	(46.521)	(*)
Flusso finanziario da (per) attività di investimento			
Investimenti in attività materiali e immateriali	(4.769)	(934)	(*)
Investimenti in attività finanziarie	(35.665)	(97.720)	(63,5)
Dividendi ricevuti	171.444	130.575	31,3
E. Totale flusso finanziario da attività di investimento	131.010	31.921	(*)
F. Free cash flow (D+E)	2.013	(14.600)	(*)
Flusso finanziario da attività di finanziamento			
Erogazione di dividendi	(66.747)	(66.747)	-
Nuovi finanziamenti a lungo termine	750.000	468.000	60,3
Rimborsi di finanziamenti a lungo termine	(835.331)	(272.697)	(*)
Variazione crediti finanziari	(175.478)	(20.760)	(*)
Variazione debiti finanziari	362.909	(247.456)	(*)
G. Totale flusso finanziario da attività di finanziamento	35.354	(139.660)	(*)
H. Flusso monetario del periodo (F+G)	37.367	(154.260)	(*)
I. Disponibilità liquide e saldo gestione tesoreria accentrata finali (A+H)	(37.265)	(74.632)	(50,1)
L. Saldo gestione tesoreria accentrata a breve verso società controllate	56.462	105.690	(46,6)
M. Disponibilità liquide finali (I+L)	19.197	31.058	(38,2)

(*) Variazione superiore al 100%

La tabella seguente evidenzia sinteticamente la variazione dell'indebitamento finanziario netto della capogruppo IREN S.p.A. nei periodi considerati.

	migliaia di euro		
	Esercizio 2014	Esercizio 2013	Var. %
Free cash flow	2.013	(14.600)	(*)
Erogazione di dividendi	(66.747)	(66.747)	-
Altre variazioni di Patrimonio netto	-	-	-
Variazione fair value strumenti derivati di copertura	(3.707)	20.727	(*)
Attività (Passività) finanziarie destinate a essere cedute	-	-	-
Variazione posizione finanziaria netta	(68.440)	(60.620)	12,9

(*) Variazione superiore al 100%

Di seguito viene riportato il prospetto di raccordo tra il patrimonio netto e il risultato della Capogruppo IREN S.p.A. risultanti al 31 dicembre 2014 e al 31 dicembre 2013 e quelli risultanti dal bilancio consolidato.

	migliaia di euro	
31/12/2014	Patrimonio Netto	Risultato del periodo
Patrimonio netto e utile del bilancio d'esercizio della Capogruppo	1.516.906	50.096
Differenza fra valore di carico e valore delle società collegate valutate con il metodo del patrimonio netto	(14.114)	(75.637)
Maggior valore risultante dal consolidamento rispetto al valore di carico delle partecipazioni consolidate	338.668	207.617
Storno dividendi da società controllate/collegate	-	(101.444)
Eliminazione Margini Infragruppo	(78.967)	5.173
Altre	725	(10)
Patrimonio netto e utile del Gruppo (*)	1.763.218	85.795

Si sottolinea che la riga "eliminazione di margini infragruppo" si riferisce allo storno delle plusvalenze relative a cessione di rami d'azienda o di società all'interno del Gruppo. In particolare si evidenzia l'operazione relativa al servizio idrico integrato di Genova effettuata dall'ex AMGA (effetto positivo per 4 milioni di euro sul conto economico e negativo per 57 milioni di euro sul Patrimonio netto).

	migliaia di euro	
31/12/2013	Patrimonio Netto	Risultato del periodo
Patrimonio netto e utile del bilancio d'esercizio della Capogruppo	1.536.777	86.861
Differenza fra valore di carico e valore delle società collegate valutate con il metodo del patrimonio netto	31.010	6.668
Maggior valore risultante dal consolidamento rispetto al valore di carico delle partecipazioni consolidate	288.117	118.571
Storno dividendi da società controllate/collegate	-	(133.659)
Eliminazione Margini Infragruppo	(84.140)	2.073
Altre	737	40
Patrimonio netto e utile del Gruppo (*)	1.772.501	80.554

(*) si riferiscono a Patrimonio Netto e Utile del Gruppo esposti nei prospetti contabili consolidati

FATTI DI RILIEVO INTERVENUTI DOPO LA CHIUSURA DELL'ESERCIZIO ED EVOLUZIONE PREVEDIBILE DELLA GESTIONE

FATTI DI RILIEVO AVVENUTI DOPO LA CHIUSURA DELL'ESERCIZIO

Interventi di Razionalizzazione organizzativa

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

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

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

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

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

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

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

Finanziamenti Bancari

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

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

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

Sentenza Robin Tax

Con sentenza 10/2015 del 9 febbraio 2015 la Corte Costituzionale ha dichiarato l'incostituzionalità dell'art. 81 commi 16, 17 e 18 del decreto-legge 25 giugno 2008 n. 112 convertito con legge 6 agosto 2008 n. 133, che aveva introdotto un'imposta addizionale all'IRES, la cosiddetta “Robin Hood Tax”, gravante sulle società di produzione, distribuzione e commercializzazione operanti nei settori energetici e petroliferi. Tale

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

In esito a quanto sopra, fatti salvi gli ulteriori approfondimenti che verranno effettuati in merito al dispositivo sopra richiamato, per le società del Gruppo interessate è stato calcolato ed accertato l'importo dell'addizionale IRES dovuta anche per l'esercizio 2014 e sono stati stornati dal bilancio gli stanziamenti per imposte anticipate e differite relativi alla "Robin Hood Tax" appostati negli esercizi precedenti, con un impatto economico complessivo netto negativo di circa 22 milioni di euro.

Evoluzione prevedibile della gestione

Le previsioni di scenario macroeconomico per il 2015 sono caratterizzate principalmente da una persistente debolezza delle economie internazionali che contribuirà a mantenere bassi i prezzi del petrolio e da un ulteriore allentamento delle tensioni finanziarie nell'area euro per effetto del quantitative easing annunciato dalla BCE. E' prevedibile che il suddetto piano di acquisto di titolo di stato da parte della BCE dia un impulso al credito verso le aziende e sia di stimolo agli investimenti industriali.

Come ulteriore conseguenza del quantitative easing si rileva la svalutazione dell'euro nei confronti del dollaro, già iniziata nelle ultime settimane del 2014, che renderà più competitive le esportazioni.

Pertanto ci si attende che l'effetto combinato dei suddetti elementi sia di stimolo alla crescita in uno scenario che permane comunque difficile e che lascia prevedere per l'Italia un tasso di crescita del PIL inferiore all'1% nel 2015 e comunque in miglioramento rispetto all'anno precedente.

Per quanto concerne lo scenario energetico italiano ci si aspetta per il settore elettrico una persistente situazione di overcapacity che congiuntamente alla debolezza della domanda determina una pressione al ribasso sui prezzi dell'energia e sui margini di generazione.

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

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

Il Gruppo è peraltro focalizzato sul raggiungimento di ulteriori sinergie derivanti anche dal nuovo assetto organizzativo maggiormente snello e centralizzato.

Pertanto gli obiettivi del Gruppo sono quelli di mantenere i livelli di redditività almeno in linea con l'esercizio precedente, attuando un approccio selettivo sulle scelte di investimento congiuntamente 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 D.L. 18/10/2012 n.179 recante ulteriori misure urgenti per la crescita del Paese, art. 34, come risultante dalla legge di conversione (L. 17/12/2012 n. 221), e come modificata dal D.L. 30-12-2013 n. 150 - Proroga di termini previsti da disposizioni legislative, Art. 13 Termini in materia di servizi pubblici locali, in vigore dal 1° marzo 2014, ai sensi del quale:

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

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

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

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

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

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

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

L'operatore economico succeduto al concessionario iniziale, in via universale o parziale, a seguito di operazioni societarie effettuate con procedure trasparenti, comprese fusioni o acquisizioni, prosegue nella gestione dei servizi fino alle scadenze previste. In tali ipotesi il soggetto competente accerta la permanenza

dei criteri qualitativi e delle condizioni di equilibrio economico-finanziario anche con aggiornamento del termine di scadenza di tutte o di alcune delle concessioni in essere, previa verifica dell'eventuale Autorità di regolazione.

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

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

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

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

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

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

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

Le modalità di assegnazione sono le seguenti:

- a) a società private, selezionate mediante una procedura di gara pubblica;
- b) direttamente a società pubblico-privata, qualora il socio privato sia selezionato mediante una gara d'appalto avente per oggetto (i) l'assegnazione della posizione di socio e, allo stesso tempo, (ii) l'attribuzione al socio privato di compiti operativi connessi alla gestione del servizio;
- c) direttamente a società interamente posseduta da enti pubblici, se l'unico scopo di tali società è quello di fornire servizi ai soci pubblici e se l'amministrazione aggiudicatrice può esercitare lo stesso controllo che l'autorità esercita sui propri uffici (le cosiddette società "in house").

Codice dei contratti pubblici

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

- per le imprese partecipanti alle gare, non è causa di esclusione la dichiarazione di concordato preventivo c.d. in continuità, ma per poter partecipare è necessario una espressa autorizzazione da parte del commissario giudiziale, se nominato, o dal tribunale (precisazione introdotta dalla L. 9/2014);
- le stazioni appaltanti devono, ove possibile ed economicamente conveniente, suddividere gli appalti in lotti funzionali;
- istituzione della BANCA DATI NAZIONALE DEI CONTRATTI PUBBLICI che permetterà alle Stazioni appaltanti di verificare i requisiti di capacità generale, tecnica ed economico-finanziaria; dopo successivi

rinvii dal 1° luglio 2014 diventa obbligatorio verificare i requisiti attraverso la banca dati per gli appalti nei settori ordinari (raccolta RSU);

- nelle gare con aggiudicazione al prezzo più basso, detto prezzo è determinato al netto delle spese relative al costo del personale;
- la legge anti-corruzione introduce nuovi obblighi di pubblicità per le P.A. e le società controllate da Enti pubblici, con esclusione delle società quotate in borsa e delle società da loro controllate, come precisato dalla circolare del Ministro per la PA e la semplificazione n1/2014;
- con la legge n. 9 /2014 di conversione del decreto-legge n. 145 del 2013, art 13, sono state introdotte norme che consentono alle stazioni appaltanti di pagare direttamente i subappaltatori per i casi di crisi di liquidità finanziaria dell'impresa appaltatrice che siano comprovate da ripetuti ritardi nei pagamenti dei Subappaltatori o dei Cottimisti ed accertate dalla Stazione appaltante, dopo aver sentito l'Appaltatore. Inoltre è sempre consentito alla stazione appaltante, anche per i contratti di appalto in corso, nella pendenza di procedura di concordato preventivo, provvedere ai pagamenti dovuti per le prestazioni eseguite dall'affidatario medesimo e dai subappaltatori e cottimisti.

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

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

- la Direttiva 2014/24/UE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 26 febbraio 2014, sugli appalti pubblici, che abroga la direttiva 2004/18/CE;
- la Direttiva 2014/25/UE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 26 febbraio 2014, sulle procedure d'appalto degli enti erogatori nei settori dell'acqua, dell'energia, dei trasporti e dei servizi postali, che abroga la direttiva 2004/17/CE;
- la Direttiva 2014/23/UE sull'aggiudicazione dei contratti di concessione (prima non disciplinati).

Si segnalano da ultimo:

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

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

Codice antimafia

Con il decreto legislativo 6 settembre 2011, n. 159 successivamente integrato e modificato dal D. Lgs 153/2014 è stato approvato il codice delle leggi antimafia e delle misure di prevenzione, che raggruppa in unico testo le disposizioni in materia di lotta alla delinquenza mafiosa.

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

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

In data 22 01 2015 diventerà operativa 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"*.

Attraverso la consultazione della banca dati dovrebbe essere accelerato il processo di acquisizione della documentazione antimafia (sia comunicazione che informazione) relativa alle imprese aggiudicatrici dei contratti di appalto e dei subappaltatori.

Robin Hood Tax

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

A seguito della sentenza della Corte Costituzionale dell'11 febbraio 2015 la "Robin Hood Tax" è stata ritenuta incostituzionale. Tuttavia, l'incostituzionalità non trova efficacia retroattiva, in quanto è stato stabilito che si applica dal giorno successivo alla pubblicazione di tale sentenza nella Gazzetta Ufficiale. Tale interpretazione "restrittiva" è stata ritenuta costituzionalmente orientata in quanto *"L'impatto macroeconomico delle restituzioni dei versamenti tributari connesse alla dichiarazione di illegittimità costituzionale dell'art. 81, commi 16, 17 e 18, del d.l. n. 112 del 2008, e successive modificazioni, determinerebbe, infatti, uno squilibrio del bilancio dello Stato di entità tale da implicare la necessità di una manovra finanziaria aggiuntiva, anche per non venire meno al rispetto dei parametri cui l'Italia si è obbligata in sede di Unione europea e internazionale (artt. 11 e 117, primo comma, Cost.) e, in particolare, delle previsioni annuali e pluriennali indicate nelle leggi di stabilità in cui tale entrata è stata considerata a regime. Pertanto, le conseguenze complessive della rimozione con effetto retroattivo della normativa impugnata finirebbero per richiedere, in un periodo di perdurante crisi economica e finanziaria che pesa sulle fasce più deboli, una irragionevole redistribuzione della ricchezza a vantaggio di quegli operatori economici che possono avere invece beneficiato di una congiuntura favorevole. Si determinerebbe così un irrimediabile pregiudizio delle esigenze di solidarietà sociale con grave violazione degli artt. 2 e 3 Cost."*

Trasferimento di contante

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

Distribuzione gas

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

L'attività di stoccaggio ha lo scopo di compensare le fluttuazioni della domanda dei consumi all'interno del sistema nazionale del gas, in modo da garantire una riserva strategica di gas naturale. L'attività di stoccaggio

è svolta da imprese sulla base di concessioni aggiudicate mediante pubblica procedura di gara. L'attività di distribuzione è considerata come un servizio pubblico e può essere effettuata solo da aziende che non forniscono già altri servizi nel settore del gas. Attualmente, il servizio di distribuzione viene assegnato sulla base di gare pubbliche per un periodo massimo di 12 anni.

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

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

Nel corso del 2013 il "Decreto del Fare" (decreto-legge 21 giugno 2013, n. 68) ha introdotto alcune modifiche al "regolamento criteri" che definisce le regole fondamentali per lo svolgimento delle gare d'ambito. E' stata prevista la perentorietà delle scadenze per la nomina della stazione appaltante, con una penale per il mancato rispetto dei termini e il rafforzamento dei poteri sostitutivi, mediante la nomina di un "commissario ad acta". Le date limite per l'indizione delle gare sono state poi prorogate in misura differenziata.

Il D.L.145/2013 convertito in L. n. 9 del 21/2/2014 ha stabilito all'art. 1 comma 16 che "I termini di scadenza previsti dal comma 3 dell'articolo 4 del decreto-legge 9 agosto 2013 n.98, sono prorogati di ulteriori 4 mesi. Le date limite di cui all'allegato 1 al regolamento di cui al decreto del Ministro dello sviluppo economico 12 novembre 2011 n.226, relative agli ambiti ricadenti nel terzo raggruppamento dello stesso allegato 1, nonché i rispettivi termini di cui all'allegato 3 del medesimo regolamento, sono prorogati di quattro mesi." Successivamente la L.11/8/2014 n.116 (art. 30 bis) ha modificato il c. 5 dell'art 15 del D. Lgs. 164/2000, in merito alla validità delle Convenzioni e dei Contratti in essere, alla determinazione del Valore di Rimborso spettante al gestore uscente, nonché ha ulteriormente prorogato i termini di 8 mesi per gli ambiti del primo raggruppamento e di 6 mesi per gli ambiti del secondo, terzo e quarto raggruppamento.

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

- Reggio Emilia - gara prorogata di due anni causa terremoto (entro 11 novembre 2015) non ha subito variazioni
- Parma – entro 11 marzo 2015
- Piacenza – 2° semestre 2015
- Torino 2– 11 giugno 2015
- Genova – 1° semestre 2016

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

Tra i fatti più significativi intervenuti nel quadro normativo del settore della distribuzione gas vanno ricordati soprattutto i provvedimenti dell'Autorità per l'Energia e il Gas (oggi Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico – AEEGSI) in materia di:

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

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

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

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

Servizio default

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

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

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

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

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

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

All'udienza del 9 luglio 2013 il Consiglio di Stato ha fissato per il 4 marzo 2014 l'udienza per discussione di merito dei ricorsi in appello proposti da AEEG avverso le sentenze del TAR di Milano del dicembre 2012.

L'AEEG in data 21.11.2013 ha assunto una ulteriore delibera 533/2013/R/GAS in merito alla disciplina del default 533/2013/R/GAS. In data 21 gennaio 2014 è stato proposto ricorso per motivi aggiunti per il suo annullamento.

Successivamente sono state emesse:

il 6 giugno 2013 la delibera 241/2013/R/gas "Riforma della disciplina del servizio di default di distribuzione, a seguito della dichiarata impossibilità a svolgere tutte le attività di cui al TIVG, in merito al bilanciamento dei prelievi diretti",

il 27/2/2014 la delibera 84/2014/R/gas "Disciplina della morosità e dei servizi di ultima istanza modifiche ed integrazioni al TIMG e TIVG,

il 29 maggio 2014 la delibera 246/2014/R/gas "valorizzazione del gas naturale prelevato presso i punti di riconsegna cui è erogato il servizio di default distribuzione a seguito della mancata disalimentazione fisica".

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

In estrema sintesi il Consiglio di Stato, aderendo alle difese dell'Aeeg, ha ritenuto che il servizio di default sia riconducibile al servizio di bilanciamento e che lo stesso non possa essere qualificato come attività di vendita ma, piuttosto, come attività di regolazione ex post dei rapporti di 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 TIIVG stabilendo che "nei casi in cui la procedura concorsuale (di scelta del FdD) non consenta di individuare un FdD, ovvero nei casi di mancato assolvimento del servizio (di default) da parte del FdD selezionato le imprese di distribuzione che svolgono il servizio nelle aree dove avrebbe dovuto essere svolto dal FdD, sono responsabili dell'attività di regolazione economica delle partite fisiche di gas imputabili ai prelievi diretti effettuati dal cliente finale.

Distribuzione energia elettrica

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

In particolare, il Decreto Bersani ha:

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

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

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

Struttura tariffaria per trasmissione, distribuzione e misura

L' AEEG ha stabilito un regime tariffario che è entrato in vigore il 1° gennaio 2000. Questo regime ha sostituito il sistema "*cost plus*" con un nuovo meccanismo di "*price cap*", che prevede un limite per gli incrementi tariffari annuali corrispondenti alla differenza tra il tasso di inflazione e l'aumento della produttività conseguibile dal fornitore di servizi, insieme ad ulteriori fattori, come il miglioramento della qualità. Secondo la metodologia del *price-cap*, le tariffe dovrebbero essere ridotte di una percentuale fissa ogni anno così da incoraggiare gli operatori regolamentati per migliorare l'efficienza e gradualmente trasferire il risparmio sul cliente finale.

Nel quarto periodo regolatorio (2012-2015) vigono provvedimenti che regolano le attività principali della distribuzione elettrica, che opera in un mercato elettrico oramai completamente liberalizzato.

Tali attività sono:

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

La successiva delibera ARG/elt 219/10 emana le disposizioni per il funzionamento del Sistema Indennitario. Questo sistema permette a tutti i venditori di potersi rivalere sul cliente finale, indipendentemente dal cambio di venditore richiesto dal cliente finale stesso.

Concessioni di grande derivazione ad uso idroelettrico

Con sentenza della Corte Costituzionale n. 205 del 4 luglio 2011 è stata dichiarata l'illegittimità delle disposizioni del decreto-legge 31 maggio 2010, n. 78, convertito in legge 30 luglio 2010, n. 122, che prorogavano di cinque anni le concessioni di grande derivazione per la produzione di energia elettrica, con eventuale ulteriore proroga di sette anni in caso di costituzione di società miste da parte di alcune province. In conseguenza della dichiarazione di illegittimità costituzionale, le concessioni con scadenza al 31 dicembre 2010 si trovano in regime di prosecuzione della gestione da parte del concessionario, fino alla data del subentro del nuovo concessionario che dovrà essere scelto mediante procedura ad evidenza pubblica.

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

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

Servizio idrico integrato

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

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

- istituzione di un unico sistema integrato per la gestione dell'intero ciclo dell'acqua;
- individuazione, da parte delle Regioni, degli "Ambiti Territoriali Ottimali" o "ATO", all'interno dei quali i servizi idrici integrati sono da gestire. Ciascun ATO è responsabile di: (a) organizzare il servizio idrico integrato, mediante un piano che deve definire la politica degli investimenti e di gestione (Piano d'Ambito), (b) individuare un operatore del servizio idrico integrato, (c) determinare le tariffe applicabili agli utenti, (d) monitorare e supervisionare il servizio e le attività svolte dal gestore al fine di garantire la corretta applicazione delle tariffe e il conseguimento degli obiettivi e dei livelli di qualità stabiliti nel piano d'ambito;
- l'organizzazione del servizio idrico integrato si basa su una chiara distinzione dei compiti tra i vari organi di governo. Le autorità statali e regionali svolgono la pianificazione generale. Le autorità locali supervisionano, organizzano e controllano il sistema integrato servizi idrici.

La Legge n. 42 del 2010 ha disposto la soppressione delle Autorità d'Ambito Territoriali Ottimali decorso un anno dall'entrata in vigore di tale legge; tale termine è stato prorogato al 31 dicembre 2012.

Il servizio Idrico integrato è altresì disciplinato, per la regione Emilia Romagna, dalle Leggi Regionali n. 25 del 1999 e n. 10 del 2008.

Quanto alla disciplina in materia di ATO, la Regione Emilia Romagna con L.R. 23-12-2011 n. 23 ha disciplinato le "Norme di organizzazione territoriale delle funzioni relative ai servizi pubblici locali dell'ambiente", che detta le norme relative alla regolazione dei servizi pubblici ambientali ed in particolare all'organizzazione territoriale del servizio idrico integrato e del servizio di gestione integrata dei rifiuti urbani in Emilia-Romagna, e dispone che sulla base dei principi di sussidiarietà, differenziazione e adeguatezza, l'intero territorio regionale costituisce l'ambito territoriale ottimale in conformità agli articoli 147 e 200 del decreto legislativo n. 152 del 2006.

La Regione Liguria, con Legge n. 1 del 24 febbraio 2014, ha attribuito le funzioni in materia di organizzazione e gestione del Servizio Idrico Integrato e di Gestione Integrata dei Rifiuti.

Per quanto riguarda il SII, la Legge ha individuato 5 ATO:

- ATO Ovest – Provincia di Imperia;
- ATO Centro/Ovest 1 - Provincia di Savona;
- ATO Centro/Ovest 2 - Provincia di Savona;
- ATO Centro/Est – Provincia di Genova;
- ATO Est – Provincia di La Spezia.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

In sintesi è stabilito che:

- le Regioni (che non vi abbiano ancora provveduto) individuano gli enti di governo dell'ambito entro il 31.12.2014 - in difetto si applicano i poteri sostitutivi governativi;
- gli enti locali partecipino obbligatoriamente all'ente di governo dell'ambito (che sostituisce l'Autorità d'ambito) - la mancata adesione agli enti di governo dell'ambito è sanzionata con l'esercizio di poteri sostitutivi da parte del Presidente della Regione;

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

Servizio gestione rifiuti

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

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

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

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

Il decreto "Sblocca Italia" convertito dalla legge 164/2014 prevede che entro novanta giorni dalla entrata in vigore della legge di conversione (10 febbraio 2015) il Presidente del Consiglio individui con proprio decreto gli impianti di recupero di energia e di smaltimento dei rifiuti urbani e speciali, esistenti o da realizzare, per realizzare un sistema integrato e moderno di gestione di tali rifiuti atto a conseguire la sicurezza nazionale nell'autosufficienza e a superare le procedure di infrazione per mancata attuazione delle norme europee di settore. Allo scopo dovrà sentire la Conferenza permanente. Il Presidente del Consiglio deve effettuare la verifica con riguardo: a) la capacità complessiva di trattamento a livello nazionale dei rifiuti urbani e assimilati da parte degli impianti di incenerimento in esercizio o autorizzati a livello nazionale; b) gli impianti di incenerimento con recupero energetico da realizzare per coprire il fabbisogno residuo (con finalità di progressivo riequilibrio socio-economico).

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

Tutti gli impianti di "recupero energetico" (non più "termotrattamento"), sia esistenti sia da realizzare, devono essere autorizzati a saturazione del carico termico, ma solo in caso di positiva valutazione di

compatibilità ambientale dell'impianto in assetto operativo (incluso il rispetto del D. lgs. 155/2010 sulla qualità dell'aria).

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

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

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

Rimangono ammessi, *"in via complementare"* e nel rispetto del principio di prossimità, i soli rifiuti speciali pericolosi a solo rischio infettivo, a condizione che l'impianto sia dotato di un sistema di caricamento dedicato che *"escluda anche ogni contatto tra il personale addetto e il rifiuto"* (a tal fine vanno adeguate le Aia).

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

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

Sistema tariffario relativo ai servizi ambientali

La legge di stabilità 2014 ha istituito dal 1° gennaio 2014 la IUC (imposta unica comunale) che si compone di: imposta municipale propria di natura patrimoniale (IMU), una componente riferita ai servizi c.d. indivisibili (TASI), e la tassa sui rifiuti (TARI) destinata a finanziare il costo del servizio di raccolta e smaltimento dei rifiuti urbani.

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

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

Servizio Teleriscaldamento

Con deliberazione 7 agosto 2014, 411/2014/R/com, l'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico (AEEGSI) ha avvisato il procedimento per l'adozione dei provvedimenti in materia di regolazione e controllo nel settore del teleriscaldamento e teleraffreddamento, ai fini dell'attuazione di quanto disposto del decreto legislativo 4 luglio 2014, n.102, di recepimento della direttiva 2012/27/UE sull'efficienza energetica, ovvero (art.10, comma 17): *"L'Autorità [...], con uno o più provvedimenti da adottare entro ventiquattro mesi dalla data di entrata in vigore del presente decreto e sulla base di indirizzi formulati dal Ministro dello sviluppo economico, al fine di promuovere lo sviluppo del teleriscaldamento e 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 teleraffrescamento, al fine di favorire l'integrazione di nuove unità di generazione del calore e il recupero del calore utile disponibile in ambito locale, in coordinamento alle misure definite in attuazione del comma 5 per lo sfruttamento del potenziale economicamente sfruttabile;

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

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

Efficienza energetica

Decreto Legislativo 102/2014

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

Il decreto:

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

Di particolare rilievo sono i seguenti articoli:

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

PAEE 2014

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

Il documento, elaborato dall'ENEA, riporta gli obiettivi di efficienza energetica fissati dall'Italia al 2020 e le misure di policy attivate per il loro raggiungimento. In particolare il Piano propone di rafforzare le misure e gli strumenti già esistenti e di introdurre nuovi meccanismi per superare le difficoltà incontrate, in particolare in alcuni settori.

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

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

Certificati Verdi, Titoli di efficienza energetica e Ets

Certificati Verdi

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

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

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

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

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

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

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

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

Decreto Spalma Incentivi

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

- a) continuare a godere del regime incentivante spettante per il periodo di diritto residuo. In tal caso, per un periodo di dieci anni decorrenti dal termine del periodo di diritto al regime incentivante, interventi di qualunque tipo realizzati sullo stesso sito non hanno diritto di accesso ad ulteriori strumenti incentivanti, incluso ritiro dedicato e scambio sul posto, a carico dei prezzi o delle tariffe dell'energia elettrica;
- b) optare per una rimodulazione dell'incentivo spettante, per la quale si ribassa l'incentivo attualmente percepito (Tariffa onnicomprensiva o Certificato Verde) prolungando di 7 anni il periodo di incentivazione. In tal caso:
 - per interventi realizzati sullo stesso sito dell'impianto per il quale è stata esercitata l'opzione di rimodulazione, non si ha diritto di accesso - fino al termine del nuovo periodo di incentivazione - ad ulteriori strumenti incentivanti, fatta eccezione per il Ritiro dedicato e lo Scambio sul posto (sempreché compatibili col meccanismo incentivante di cui si gode);
 - le regioni e gli enti locali, ciascuno per la parte di competenza, adeguano alla durata dell'incentivo, come rimodulata ai sensi del presente decreto, la validità temporale dei permessi rilasciati, comunque denominati, per la costruzione e l'esercizio degli impianti.

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

- gli impianti a fonti rinnovabili (diversi da biomasse e biogas fino a 1 MW) per i quali il periodo di diritto agli incentivi termina entro il 31 dicembre 2014;

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

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

Agevolazioni fiscali

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

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

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

Titoli di efficienza energetica (TEE)

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

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

Emission trading system

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

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

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

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

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

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

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

Vendita gas naturale ed energia elettrica

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

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

CONCESSIONI E AFFIDAMENTI

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

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

Distribuzione gas naturale

Area Genovese

Per quanto riguarda il settore del servizio di distribuzione del gas naturale nell'area del Comune di Genova e comuni limitrofi, la stessa viene svolta da Genova Reti Gas S.r.l. controllata al 100% da IREN Acqua Gas. Si segnala che le concessioni sono attualmente in regime di *prorogatio* in attesa della indizione delle gare ad evidenza pubblica il cui termine entro cui devono essere avviate è specificato nel precedente paragrafo "Distribuzione gas".

Area Torinese

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

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

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

Area Emiliana

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

Altre Aree territoriali

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

Di seguito se ne indicano le principali:

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

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

Vendita gas naturale

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

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

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

Settore energia elettrica

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

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

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

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

Servizio idrico integrato

Area Genovese

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

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

Area Emiliana

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

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

La gestione dei Servizi Idrici Integrati negli ATO di Parma e Reggio Emilia è stata trasferita in capo a IREN Acqua Gas. Questa si avvale, sul piano operativo, delle strutture di IREN Emilia. La gestione del Servizio Idrico Integrato di Piacenza è stata trasferita da Iren Emilia ad Iren Acqua Gas nel mese di settembre 2011.

La proprietà dei beni e delle reti relative al settore idrico è stata trasferita a società interamente possedute da Enti pubblici. Queste società hanno messo le reti e gli *asset* a disposizione del Gruppo Iren sulla base di un contratto di affitto ed a fronte del pagamento di un canone.

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

ATO	Regime	Data di stipula	Data di scadenza
Area Genovese	Convenzione		31 dicembre 2032
Reggio Emilia	ATO/gestore	16.04.2004/5.10.2009	31 dicembre 2011(*)
	Convenzione	30 giugno 2003	
	ATO/gestore		
Parma	Convenzione	27 dicembre 2004	30 giugno 2025
	ATO/gestore		
Piacenza	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 Comuni dell'area cuneese.

Settore ambientale

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

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

ATO	Regime	Data di stipula	Data di scadenza
<i>Reggio Emilia</i>	Convenzione ATO/gestore	10 giugno 2004	31 dicembre 2011(*)
<i>Parma</i>	Convenzione ATO/gestore	27 dicembre 2004	31 dicembre 2014
<i>Piacenza</i>	Convenzione ATO/gestore	18 maggio 2004	31 dicembre 2011(*)

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

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

Il Gruppo Iren – in raggruppamento temporaneo di imprese con F2i ed Acea Pinerolese – è risultato aggiudicatario della gara bandita dal Comune di Torino nel 2012 per la cessione dell'80% del capitale sociale di TRM S.p.A. e del 49% di AMIAT S.p.A. (percentuale detenuta all'epoca della gara, mentre nel 2014 è passata all'80%). Sono state costituite due società-veicolo per l'acquisto delle partecipazioni (TRM V ed AMIAT V).

TRM è la società che ha realizzato il termovalorizzatore di Torino e che smaltisce i rifiuti della Città e di alcuni 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 (già Iride Servizi S.p.A.), dal 31/10/2006, è subentrata ad AEM Torino S.p.A.:

- nella titolarità della Convenzione stipulata con il Comune di Torino avente ad oggetto l'affidamento, con scadenza 31/12/2036, della gestione del servizio pubblico di illuminazione pubblica e semaforico nel comune di Torino;
- nella titolarità dell'affidamento, con scadenza il 31/12/2014, del servizio di gestione degli impianti termici comunali;
- nella titolarità dell'affidamento, con scadenza il 31/12/2014, del servizio di gestione degli impianti elettrici e speciali degli edifici comunali.

Con deliberazione del 3 novembre 2010 la Giunta Comunale di Torino ha deliberato di affidare a 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 dell'anno 2014 il trend ribassista dei tassi di interesse, che sembrava essersi interrotto nell'anno 2013, è ripreso. La Banca Centrale Europea è intervenuta con due ulteriori tagli del tasso a giugno e settembre 2014 portando il livello di riferimento allo 0,05%.

Esaminando l'andamento del tasso euribor a sei mesi si rileva che, alla fase di stabilità proseguita per tutto l'anno 2013, è seguito un temporaneo e modesto rialzo nei primi mesi del 2014, il parametro è poi tornato a scendere fino ai livelli minimi attuali dello 0,1%. Le quotazioni dei tassi fissi, riflessi nei valori dell'IRS a 5 e 10 anni, dopo una fase di volatilità e andamento crescente nel corso del 2013, hanno conosciuto da inizio anno 2014 una fase ribassista con nuovi minimi storici.

Attività svolta

Nel corso del 2014 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 nel 2014, si evidenzia che sono stati perfezionati ed utilizzati nuovi finanziamenti a medio lungo termine per complessivi 750 milioni di euro. Precisamente, nel mese di febbraio si è completata una nuova emissione di un prestito obbligazionario tipo Private Placement per 100 milioni di euro e durata 5 anni; a marzo è stata riaperta, per 50 milioni di euro, l'emissione inaugurale del prestito obbligazionario tipo Private Placement conclusa a fine 2013 di durata 7 anni e nel mese di luglio 2014 è stato completato con successo il collocamento di una emissione obbligazionaria inaugurale in formato Public Placement per 300 milioni di euro e durata 7 anni. Nel secondo semestre 2014 sono stati poi perfezionati e utilizzati nuovi finanziamenti bancari a medio termine per complessivi 300 milioni di euro (75 milioni Unicredit, 75 milioni Mediobanca, 50 milioni Unicredit, 100 milioni BRE). E' stata inoltre svolta un'attività di riallineamento dei costi di alcune linee di finanziamento ai nuovi dati di mercato.

Nel mese di dicembre è stato sottoscritto un nuovo finanziamento diretto con Banca Europea per gli Investimenti per 150 milioni di euro, durata fino a 15 anni, non utilizzato ed interamente disponibile.

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

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. Al 31 dicembre 2014 sul totale indebitamento finanziario netto di Gruppo l'indebitamento finanziario netto a medio lungo termine rappresenta una quota pari al 94%, tale percentuale tiene conto della classificazione nelle Attività finanziarie a lungo dei crediti verso il Comune di Torino.

Nell'ambito del Gruppo e a seguito dell'inserimento di Amiat S.p.A. nel perimetro di consolidamento sono state conferite posizioni di debito a medio-lungo termine per complessivi 11 milioni di euro.

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 "Gestione rischi finanziari del Gruppo" delle Note Esplicative.

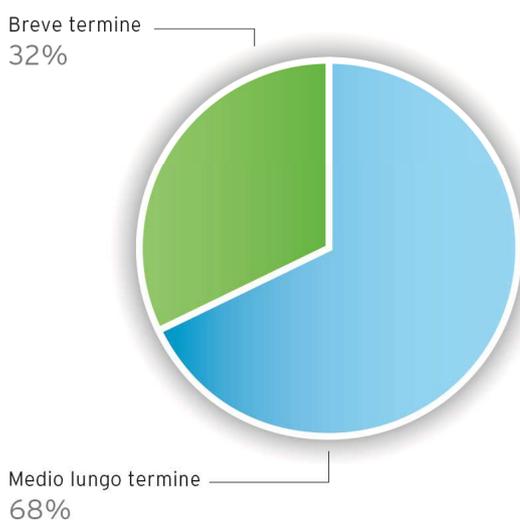
Nel 2014 non sono stati perfezionati nuovi contratti di copertura dei rischi finanziari, peraltro una parte delle nuove operazioni di finanziamento dell'anno sono state contrattualizzate a tasso fisso e a fine anno è stato rinegoziato uno swap in essere.

Al 31 dicembre 2014 la quota di debito a tasso variabile non coperta con strumenti di derivato tasso è pari al 28% dell'indebitamento finanziario lordo e al 9% 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.

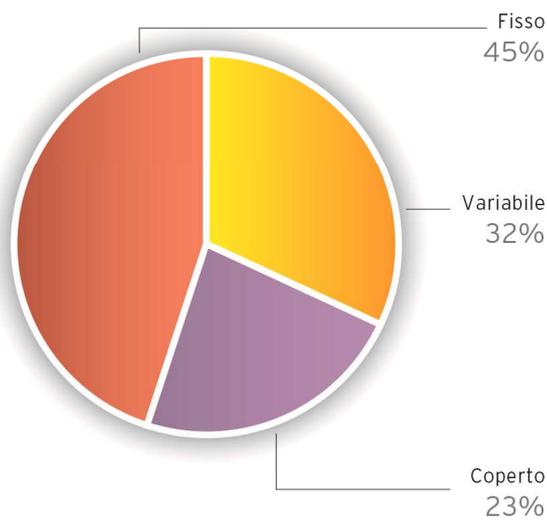
Indebitamento finanziario lordo per scadenza

Indebitamento finanziario lordo per tipologia tasso

Situazione al 31/12/2013

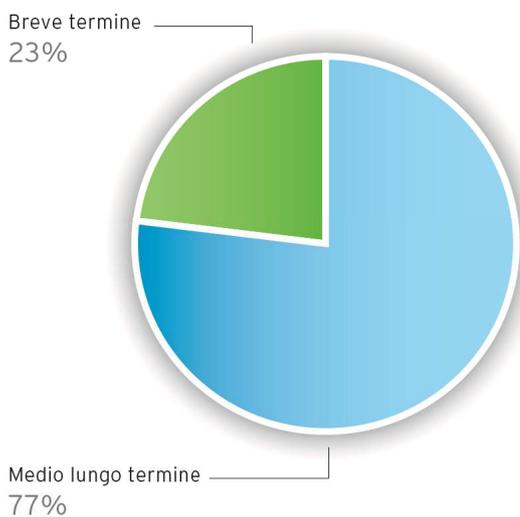


2.726 milioni di euro

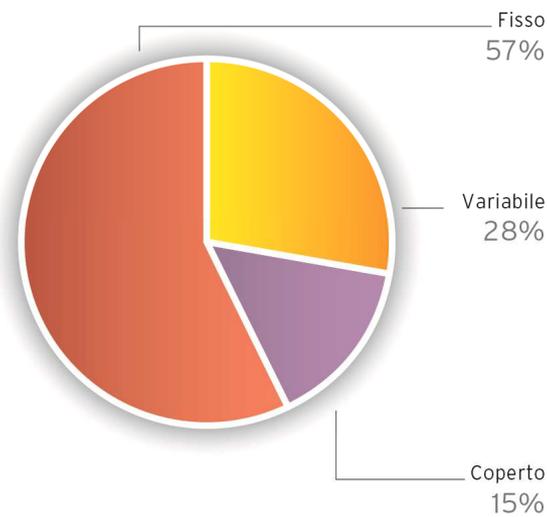


2.726 milioni di euro

Situazione al 31/12/2014



2.875 milioni di euro



2.875 milioni di euro

RAPPORTI CON PARTI CORRELATE

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 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.

Le informazioni relative ai rapporti patrimoniali, economici e finanziari con parti correlate sono riportate nelle Note esplicative del bilancio consolidato.

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

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

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

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

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

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

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

1. RISCHI FINANZIARI

L'attività del Gruppo Iren è esposta a diverse tipologie di rischi finanziari tra le quali, rischi di liquidità, rischio cambio e rischi di variazione nei tassi di interesse. Nell'ambito dell'attività di Risk Management, al

fine di limitare i rischi di cambio e di variazione dei tassi di interesse, il Gruppo utilizza contratti di copertura seguendo un'ottica non speculativa.

a) Rischio di liquidità

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

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.

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

Per una più dettagliata analisi del rischio in oggetto si rimanda a quanto riportato nel paragrafo "Gestione dei rischi finanziari del Gruppo" inserita nelle note esplicative del Bilancio consolidato.

b) Rischio di cambio

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

c) Rischio tassi di interesse

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

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.

Per una più dettagliata analisi del rischio in oggetto si rimanda a quanto riportato nel paragrafo "Gestione dei rischi finanziari del Gruppo" inserita nelle note esplicative del Bilancio consolidato.

2. RISCHIO DI CREDITO

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

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

Per limitare l'esposizione al rischio di credito, la cui gestione operativa è demandata alle singole funzioni territoriali, sono stati introdotti e individuati strumenti tra 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 sia a livello di Gruppo sia nell'ambito delle Società controllate, al fine di individuare in modo tempestivo possibili contromisure.

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

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

3. RISCHIO ENERGETICO

Il 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 di dette commodity energetiche direttamente ovvero attraverso formule di indicizzazione.

La politica del Gruppo è orientata a minimizzare la necessità di fare ricorso ai mercati finanziari per coperture, sia mediante l'allineamento delle 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.

Per una più dettagliata analisi del rischio in oggetto si rimanda a quanto riportato nel paragrafo "Gestione dei rischi finanziari del Gruppo" inserita nel Bilancio consolidato.

4. RISCHI OPERATIVI

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

a. Rischi normativi e regolatori

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

b. Rischi strategici

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

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

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

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

c. Rischio impianti

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

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

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

d. Rischi informatici

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

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

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

RICERCA E SVILUPPO

Le attività di ricerca e sviluppo svolte nell'ambito del Gruppo nel corso dell'esercizio 2014 sono state prevalentemente orientate all'ottimizzazione ed al miglioramento di applicazioni operative ed a valutazioni di opportunità connesse all'utilizzo di tecnologie innovative. Si riportano di seguito le principali iniziative.

Area Torino

Le attività di Ricerca, Sviluppo e Innovazione (R,D&I) svolte da IREN Energia nel corso 2014 sono state prevalentemente orientate all'individuazione e testing di soluzioni operative, nuovi strumenti e servizi innovativi da applicare ai business dell'azienda: l'Innovazione è quindi per Iren Energia considerata uno strumento in grado di ottimizzare, complementare e supportare l'operatività e il business al fine di migliorare la qualità del lavoro, l'erogazione delle commodities e, soprattutto, i margini.

R,D&I utilizza a sua volta una serie di strumenti per raggiungere i macro-obiettivi appena elencati:

- Partnership dell'Innovazione: accordi di collaborazione, co-sviluppo, consulting and industrial mentoring con primari player industriali, PMI e start-up, Centri di Ricerca e Atenei;
- Partecipazione a programmi di ricerca e sviluppo regionali, nazionali e internazionali: IREN Energia ha partecipato e si è aggiudicata numerosi bandi di Ricerca e Innovazione in grado di cofinanziare alcuni importanti progetti di sviluppo operativo e di prodotto;
- Finanziamento diretto: di progetti e iniziative di interesse.

Si riportano di seguito le principali iniziative.

PROGRAMMI DI RICERCA E SVILUPPO REGIONALI E INTERNAZIONALI

Iren partecipa attivamente alla realizzazione di progetti di ricerca, sia nell'ambito del Programma FP7 e IEE, che in ambito Horizon 2020, oltre a partecipare a progetti nazionali e regionali. Si riporta di seguito un breve elenco delle attività in cui la Società è coinvolta:

DIMMER (FP7 program): 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.

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

Stato: il progetto è entrato nel vivo nel 2014; IREN Energia ha contribuito alla definizione delle attività di sviluppo e ottimizzazione energetica a livello di sottostazioni di teleriscaldamento e, in stretto rapporto con il Politecnico, ha iniziato il deployment impiantistico e di software.

EMPOWERING (IEE Program): Il progetto intende fornire strumenti efficaci e di facile consultazione all'utente finale per risparmiare energia; in particolare saranno proposte a 2000 utenti di energia elettrica e 1100 di teleriscaldamento (a Torino e Reggio Emilia) informazioni aggiuntive attraverso una "bolletta intelligente" e un online tool sui siti internet delle Utility partecipanti.

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

Stato: il 2014 ha visto la predisposizione dell'architettura software in grado di supportare lo sviluppo delle informative elettriche e termiche per i clienti. Al termine del 2014 sono state inviate le prime comunicazioni ufficiali elettriche ad un ristretto numero di clienti-test.

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.

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

Stato: il 2014 ha visto il Kick off del progetto e la definizione delle specifiche tecniche, oltre che l'analisi dell'"AS IS" nei vari Pilot, per l'implementazione successiva dei prototipi di ricarica ad induzione dei veicoli elettrici.

Progetto ProLITE

Si tratta di un progetto Europeo orientato all'innovazione dell'illuminazione. Iren Servizi e Innovazione, che partecipa al Progetto come partner tecnologico della Città di Torino, è coinvolta nella organizzazione di un test, indirizzato ai sistemi di illuminazione interna di tre edifici scolastici cittadini. Le attese sono di una riduzione della bolletta energetica del 20%.

E' stata predisposta la bozza di capitolato. ISI ha il ruolo di Stazione Appaltante. L'esecuzione degli interventi è prevista nel quarto trimestre 2015.

Progetto Tribute

E' un progetto Europeo di ottimizzazione dei 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. I dati costituiranno un database per interventi di efficientamento energetico e permetteranno di valutare la salute complessiva dell'edificio e di individuare i punti deboli del suo "sistema energetico" che agiscono negativamente sui consumi.

Iren Servizi e Innovazione è il partner tecnologico della Città e sarà incaricata di realizzare gli interventi progettati dalla Città stessa.

Progetto ProBis

Il progetto PROBIS ha la finalità di sviluppare le fasi di un appalto di innovazione mirando a realizzare un Energy Management System (EnMS) innovativo per la gestione dell'energia del patrimonio immobiliare comunale.

Le fasi del progetto riguarderanno l'identificazione dei requisiti e dei fabbisogni degli edifici oggetto di sperimentazioni, il dialogo con il mercato, le specifiche e le performances funzionali del prodotto, i criteri di premialità, gli aspetti legali e normativi e l'elaborazione della relativa documentazione e contrattualistica. Nell'ambito del progetto sarà inoltre lanciata una procedura di gara e verranno implementate alcune sperimentazioni-pilota, di cui si valuteranno i risultati.

Per la Città di Torino il sistema verrà testato su un edificio pubblico "pilota", al momento identificato nella sede comunale di Via Bologna 74.

IREN Servizi e Innovazione partecipa al Progetto come partner tecnologico della Città di Torino.

Progetto EDEN

IREN Energia si è aggiudicata a settembre 2014 un progetto finanziato tramite i fondi regionali 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.

La valenza del progetto è tale che il Comune di Torino ha deciso di supportarla con un endorsement ufficiale e di annoverare EDEN tra i pochi progetti della città metropolitana che verranno pubblicizzati sulla piattaforma Smart City di ANCI, attiva nel 2015.

Bandi Horizon 2020

IREN Energia e le altre sue controllate sono state particolarmente attive nella sottomissione di proposal in risposta alle call afferenti al nuovo Programma di Ricerca e Innovazione dell'UE, HORIZON 2020.

In particolare sono stati predisposti 4 idee progettuali relativi ai seguenti argomenti:

- refurbishment edifici storici;
- user engagement e education energetica;
- smart grid e storage elettrici;
- smart metering multiservizio.

In settembre 2014 la UE ha approvato uno di questi progetti, denominato FLEXMETER, i cui obiettivi sono quelli di testare un sistema di smart meter multiservizio (acqua, elettricità, teleriscaldamento, gas), riproponendo in parte i requisiti e i vincoli imposti dall'AEESG all'interno della Delibera 393/2013/R/gas. Con un success rate del 25%, IREN energia si pone nella fascia più alta, a livello europeo, tra gli enti che concorrono ai fondi Horizon 2020, per cui la competizione si è fatta ben più dura dei passati Programmi. Il KoM del progetto Flexmeter è previsto per Gennaio 2015.

RISPARMIO ENERGETICO E FONTI RINNOVABILI

Illuminazione pubblica della città di Torino

E' terminato il piano di sostituzione degli apparecchi muniti di lampade a mercurio con sodio HP o alogenuri metallici: il progetto che ha comportato la sostituzione di circa 7.000 apparecchi con una riduzione di potenza di circa 100 W cadauno.

La riduzione di potenza conseguita è pari a circa 700 kW con conseguente riduzione di consumo di energia elettrica pari a circa 2,94 GWh, con minori emissioni pari a circa 550 TEP.

E' stato inoltre avviato il progetto Torino LED che prevede la sostituzione, nell'arco temporale di un anno, di circa 54.000 punti luce dotati di lampade a scarica con nuove lampade a led.

IREN Servizi e Innovazione ha redatto la proposta in qualità di ESCo e finanzia completamente l'opera: la remunerazione deriverà dalla riduzione dei consumi.

In termini energetici, a progetto concluso, il risparmio sarà di circa 19,6 GWh annui, con minori emissioni pari a circa 3.600 TEP.

Efficientamento energetico degli edifici

E' in corso di predisposizione una proposta alla Città di Torino relativa ad un intervento di ammodernamento ed efficientamento degli impianti gestiti da Iren Servizi e Innovazione (già Iride Servizi) (impianti termici ed elettrici asserviti agli stabili comunali, impianti IP ed impianti semaforici). Il piano, di durata pluriennale, consentirà a fine interventi un risparmio di circa 3.500 TEP/anno ed una riduzione delle emissioni di CO2 pari a circa 8.200 Ton/anno.

Sono stati individuati i primi 10 edifici campione da sottoporre ad efficientamento. ISI predisporrà la proposta tecnico/economica entro il primo semestre 2015.

Efficienza energetica

Nel corso del 2014 si è consolidata l'attività di Energy Management da parte dell'Energy Manager e in particolare sono state svolte le seguenti attività:

- Analisi dei dati di consumo relativi a IEN, ISI e AEMD per l'anno 2014. Questa attività si concluderà nel febbraio 2015;
- Confronto e allineamento fra gli Energy Manager del Gruppo: condivisione di azioni comuni e trasversali al Gruppo; definizione e condivisione del modello di "cruscotto" e dei modelli per la dichiarazione annuale al FIRE. Avvio di un processo di condivisione di un modello di Diagnosi Energetica;
- Ricerca di esperienze di Energy Manager di altre società (simili). Si sono avviati confronti con gli Energy manager di AMIAT, Politecnico Torino, Università di Torino, Giugiaro Italdesign, EnviPark;
- Avvio delle attività per la certificazione UNI EN 50001. In continuità rispetto alle attività svolte nel 2013 (attività propedeutiche per la certificazione con la predisposizione della politica energetica, delle procedure necessarie, esempio di analisi energetica iniziale, verifica con l'Ente certificatore - gap analysis) nel 2014 si è preceduto all'espletamento della gara per individuare un partner di supporto per la predisposizione di tutte le analisi energetiche iniziali. Il kickoff meeting per questa attività è previsto nel mese di febbraio 2015 e lo svolgimento dell'analisi si prevede possa terminare entro la fine del 2015;
- Certificazione secondo la UNI 11352:2014 (Energy Saving Company) per Iren Servizi e Innovazione ottenuta nel mese di maggio 2014;
- Definizione e proposte di implementazione di azioni di risparmio / efficienza energetica. Si è concentrata l'attenzione sul comprensorio del Martinetto con la costituzione di un Gruppo di Lavoro specifico (Martinetto Green Building Living Lab) che a dicembre 2014 ha terminato la sua attività con la consegna del report finale. Tale documento analizza la situazione attuale del comprensorio del Martinetto dal punto di vista energetico, ambientale e di "comfort" dal punto di vista dei dipendenti, lo confronta con strutture e situazioni analoghe a livello nazionale e internazionale e propone una serie di interventi per

indurre un ciclo virtuoso di cambiamento orientato ad una maggiore efficienza energetica e sostenibilità ambientale e sociale;

- Avvio delle attività di Ricerca e Sviluppo previste dall'Accordo con il Politecnico. Il progetto di ricerca previsto non è stato avviato perché gli stessi argomenti (sviluppo metodologia per diagnosi energetica) sono stati sviluppati internamente. Inoltre, la struttura di Energy Management collabora con altre strutture del Gruppo coinvolte direttamente nei progetti di ricerca europei (Dimmer, Eden, Empowering). Infine, è stata avviata una collaborazione con l'Istituto Superiore Mario Boella per lo sviluppo di un software e una metodologia per le analisi energetiche preliminari per la Pubblica Amministrazione;
- Implementazione e presentazione all'AEEG / GSE di progetti correlati al rilascio di TEE. E' stato presentato al GSE la Proposta di Progetto e Programma di Misura (PPPM) relativo al progetto Torino Led (sostituzione con LED per l'illuminazione pubblica di Torino).

GESTIONE RETI E INFRASTRUTTURE DI SERVIZIO E TELECOMUNICAZIONE

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, 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.

- Al termine del 2014 sono in esercizio 3.730 impianti su 4.900, ed è in fase completamento il progetto per il collegamento dei vecchi contatori Cazzaniga.
- Tramite il Portale Integrato di Lettura Contatori viene gestito tutto il processo di acquisizione dei segnanti, sia dei contatori teleletti che di quelli letti manualmente. Il servizio di telelettura raggiunge livelli di servizio del 99,8%.
- Tramite il Portale vengono generati i comandi di variazione climatica e delle fasce orarie richiesti dai clienti. E' stata avviata con successo l'integrazione con Moby in modo che le richieste del call center possano essere velocemente espletate dalla telegestione.
- Grazie ai comandi massivi sono state predisposte centralmente le impostazioni per l'avvio e lo spegnimento degli impianti ad inizio e fine stagione.
- Un attento controllo sta garantendo i ritorni economici attesi, sia per AES che per Gruppo.

Sono in collaudo alcune espansioni del sistema tra cui: monitoraggio perdite, monitoraggio pressioni, risparmio energetico, bilanciatori di Carico.

Nel 2014 sono stati inoltre venduti altri 300 quadri di telecontrollo alla Sei Energia per il monitoraggio della rete di teleriscaldamento di Collegno-Rivoli-Grugliasco.

Anche grazie ai progetti europei Dimmer, Empowering ed Enrg4cast, è in corso la progettazione di nuove funzionalità.

Sulla base del progetto del TLR si è partecipato alla gara dell'autorità per il telecontrollo dei nuovi smart meter GAS/ACQUA. Il progetto di telecontrollo ha vinto un riconoscimento al recente SMAU 2014.

Portale e integrazione sistemi del Distributore

Aem Torino Distribuzione (AEMD) ha completato il progetto di integrazione dei sistemi informativi tra le aree di Parma e di Torino relativamente alle attività commerciali (ricezione e consuntivazione richieste dei venditori, predisposizione preventivi, gestione misure, fatturazione, etc.).

Tale progetto "trasversale" ha coinvolto personale tra funzioni di AEMD, Iren Mercato, Iren Emilia, Enia Parma e personale IT di Iren Emilia e Iren Energia, interessato oltre 10 diversi sistemi informatici (SAP, CNRG, Reti, AMM, EDW, Portale Aemd, Repository Misure, Load Profiling, etc.).

Nel corso del 2014 è stato completato il progetto di revisione dell'applicazione preventivi che permette di affinare gli aspetti di integrazione tra portale AEMD, automatizzare e standardizzare tutte le tipologie di offerte commerciali, integrare le informazioni di carattere tecnico con ulteriori dati. Sono state inoltre realizzate ulteriori integrazioni che permettono di automatizzare alcune attività di processo precedentemente svolte in modo manuale.

Progetto d'integrazione tra il sistema di telegestione dei contatori del teleriscaldamento e Mob-i TLR

E' stata realizzata l'integrazione con Mob-i TLR, il sistema che gestisce gli interventi sugli impianti di teleriscaldamento, in maniera che le attività che possono essere eseguite automaticamente, siano inviate immediatamente al sistema di telegestione e solo in caso di problemi si ricorra all'intervento umano e/o sul campo.

Progetto SmartPOD AEMD

Nel corso del secondo semestre del 2013 è stato implementato un portale del distributore destinato agli utenti finali.

Lo scopo principale del portale è mettere a disposizione degli utenti finali le curve di carico e le letture del proprio contatore, ma in futuro potrebbe essere esteso per fornire agli utenti finali varie funzionalità relative al proprio POD, ad esempio:

- Segnalazione guasto
- Ricezione notifica guasto in corso
- Ricezione notifica interruzione programmate in corso
- Ricezione notifica lavoro in corso
- Ricezione notifica consumo anomalo
- Avviso di imminente riduzione di potenza causa morosità
- Avviso di imminente distacco causa morosità
- Etc ...

Nel corso del 2014 è stata completata l'implementazione del portale del distributore destinato agli utenti finali svolgendo le seguenti attività:

- Implementazione della visualizzazione delle letture
- Ottimizzazione dell'interfaccia utente dell'applicazione
- Segnalazione guasto
- Ricezione notifica guasto in corso
- Ricezione notifica interruzioni programmate in corso

In futuro potrebbero essere implementate ulteriori funzionalità quali:

- Ricezione notifica lavoro in corso
- Ricezione notifica consumo anomalo
- Avviso di imminente riduzione di potenza causa morosità
- Avviso di imminente distacco causa morosità

Progetto Portale AEMD dei venditori

Nel corso 2014 sono stati sviluppati il completamento dell'automazione del processo di switch ed il nuovo processo di recesso dalle switch non richieste dai clienti finali.

Area Genova

Nel 2014 Iren Acqua Gas ha presidiato nuclei di innovazione tecnologica nell'ambito del Programma di Ricerca avente come temi prioritari l'aggiornamento delle conoscenze nel settore idrico dal duplice punto di vista tecnico/regolatorio e la qualità delle acque destinate al consumo umano. A tal fine sono stati programmati e coordinati specifici progetti di ricerca da condursi in collaborazione con la propria Fondazione, Fondazione AMGA, con Mediterranea delle Acque, nonché con Università degli Studi ed Enti di ricerca nazionali e internazionali. Più in dettaglio, i progetti di ricerca avviati e realizzati nel 2014 hanno riguardato:

Prospettive della finanza di progetto dopo le modifiche al metodo tariffario

Il progetto di ricerca ha valutato in che misura le condizioni per l'utilizzo ottimale delle potenzialità della finanza di progetto possano trovare realizzazione nel mutato quadro regolatorio del settore idrico.

Tra esse ricordiamo: i) la durata della concessione deve essere idonea a garantire il completo recupero ed una adeguata remunerazione del capitale investito; ii) deve esservi la possibilità di identificare in modo chiaro i rischi associati al progetto così da permettere un'equa distribuzione tra le parti coinvolte; iii) i contratti devono stabilire in modo dettagliato modalità degli adeguamenti tariffari, qualità e quantità del servizio, penalità a carico dei contraenti.

Materiali a contatto con acqua potabile. Prospettive normative e regolamentari a livello Europeo: quali riflessi sull'industria Italiana:

Il progetto, attraverso l'organizzazione e il coordinamento di molteplici riunioni tra i portatori di interesse, si è proposto di creare un momento di confronto a livello nazionale nell'ambito del Mandato (M136 Rev 2) approvato dalla Commissione per creare le norme armonizzate (hEN) sui materiali e prodotti a contatto con l'acqua potabile anche colmando una lacuna presente nella Direttiva sulle acque destinate al consumo umano. Il gruppo IAG, attraverso la propria Fondazione ha agito nel contesto specifico da catalizzatore tra i diversi portatori di interesse per individuare e difendere l'industria nazionale, i laboratori accreditati, i gestori di acquedotto ed i consumatori finali. Gli sforzi profusi durante il primo semestre 2014 hanno creato le condizioni per la creazione di due gruppi di lavoro nazionali che hanno lavorato in due contesti specifici: (1) Aggiornamento dell'annesso tecnico al DM 174 e (2) Creazione di una rete di laboratori accreditati.

Nella riunione dello scorso Aprile presso Confindustria a Roma la rete di laboratori è stata considerata come una condizione indispensabile e necessaria alla partecipazione dell'Italia agli standard normativi previsti dai 4 Member States.

Impianti di depurazione e Interferenti Endocrini:

Il Progetto avviato nel 2013, ha previsto il monitoraggio a livello nazionale dei livelli di Interferenti Endocrini nelle acque reflue, utilizzando gli specifici metodi di analisi messi a punto dall'Istituto Superiore di Sanità nel corso del 2014. L'indagine prevede la misura di Interferenti Endocrini, quali Bisfenolo A, ormoni naturali e sintetici, farmaci e ritardanti di fiamma e coinvolgerà numerosi acquedotti italiani, quali Mediterranea delle Acque di Genova, Publicacqua di Firenze, Hera di Bologna, SMAT di Torino, ACSM Reti Gas Acqua di Como, Acquedotto Pugliese di Bari e VERITAS di Venezia.

Microcistine algali nelle acque destinate al consumo umano:

Il progetto è svolto in collaborazione con l'Istituto Superiore di Sanità e con numerosi acquedotti italiani (Mediterranea delle Acque di Genova, Publicacqua di Firenze, Hera di Bologna, SMAT di Torino, ACSM Reti Gas Acqua di Como, Acquedotto Pugliese di Bari, ABBANOIA di Cagliari e VERITAS di Venezia) e permette di valutare la presenza di tale tossina nelle acque superficiali, utilizzate a scopo potabile. Le informazioni raccolte saranno utili per poter valutare le ricadute dell'eventuale inserimento di un valore limite per tale parametro da parte della CE. Nel 2014 è stato organizzato un circuito a livello nazionale per la determinazione di microcistine, che ha coinvolto i maggiori acquedotti italiani, e che ha permesso di intercalibrare i partner in vista del monitoraggio nazionale che sarà svolto nei prossimi mesi.

Iren Acqua Gas durante il corrente anno ha continuato a partecipare alla Piattaforma Tecnologica **WssTP** (Water Supply and Sanitation Technology Platform), istituita dalla Commissione Europea al fine di presidiare la ricerca nel settore idrico, ha mantenuto i contatti con la **Water Research Foundation** (Water RF – Fondazione degli Acquedotti Americani) ed ha continuato a partecipare attivamente 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 relative a temi relativi alla qualità delle acque.

Tra le proposte di progetto presentate e accettate dalla Commissione si annoverano gli Action Groups WIRE e COWAMA rispettivamente in ambito Innovazioni nel settore dell'agricoltura ed in quello della protezione delle aree costiere.

Ecologia Industriale

Il progetto, iniziato nel primo semestre 2014, riguarda l' Ecologia industriale vista come disciplina scientifica che nasce negli anni 90 ed ha come oggetto lo studio del sistema umano (inteso come sistema produttivo ma anche sociale e culturale) visto nel contesto del proprio ambiente. Ecologia, perché usa metodi di questa disciplina per lo studio dei flussi materiali ed energetici nei sistemi industriali. Industriale, perché studia il sistema industriale (inteso in senso ampio, a includere industria, città, agricoltura, commercio etc.), anziché limitarsi allo studio dell'ambiente naturale. L'economia mondiale può essere vista come una rete di processi industriali che estraggono risorse dalla terra e le trasformano in beni che sono poi comprati e venduti per soddisfare i bisogni dell'umanità. L'ecologia industriale vuole quantificare e studiare questa rete di materiali in continuo movimento e analizzare i processi industriali che fanno funzionare la nostra società moderna. La disciplina è fondata su un approccio interdisciplinare, che fa riferimento a scienze ambientali, ingegneria, scienze sociali e per l'effetto alle legislazioni.

I temi di ricerca integrati negli assegni assegnati da TICASS ai ricercatori coinvolti sono proseguiti durante l'anno 2014 ed hanno riguardato i seguenti argomenti:

Ottimizzazione energetica della climatizzazione in aree urbane mediante trigenerazione: Lo studio in ambito assegno di ricerca si articola attraverso la valutazione dei fabbisogni energetici attuali e quelli prevedibili alla luce dei piani di espansione di un'area urbana definiti dalla pianificazione territoriale. Preliminarmente è in corso di studio lo stato dell'arte rispetto alla climatizzazione delle aree urbane mediante trigenerazione, valutando le attuali best practices e la loro applicabilità al caso in esame.

Successivamente la ricerca definirà la fattibilità dell'intervento e le modalità tecniche dello stesso nell'ambito dell'area di Gavette individuando le condizioni per l'installazione del nuovo impianto trigenerativo nell'area e le modalità della sua integrazione con l'impianto per il recupero dell'energia dall'espansione del gas di rete sfruttando il salto di pressione attualmente disponibile presso la cabina di arrivo metano Snam. Le attività progettuali sono integrate in quelle previste dal Progetto EU Celsius di cui Genova Reti Gas è partner.

UNDERGROUND: Intelligent Monitoring and Management of underground utility networks and their interaction with the environment: Il tema di ricerca ha l'obiettivo di studiare le interazioni tra le reti del sottosuolo e l'ambiente circostante, con particolare attenzione ai rischi naturali.

Il sottosuolo è un sistema complesso formato da reti tecnologiche di varia natura che interagiscono tra loro, gestite da diverse aziende di servizi (reti gas, reti elettriche, gasdotti, oleodotti, teleriscaldamento, acquedotti, fognature, telefonia, fibre ottiche, etc.). Una corretta gestione deve considerare il sottosuolo come elemento di un contesto più ampio, acquisendo conoscenze interdisciplinari, che permettono un approccio integrato e flessibile. Sistematizzare conoscenze e procedure necessarie costituisce la chiave per una gestione integrata ed efficiente. Per questo motivo, e anche per attenersi a determinati obblighi di legge o disposizioni delle Authorities, il sistema sottosuolo superficie/ambiente è studiato nel suo complesso, per affrontare, ad esempio, determinate casistiche e problematiche che comunemente si riscontrano quando si fa gestione sulle reti in un contesto di interoperabilità dei dati così come previsto dalla normativa comunitaria INSPIRE.

Termodecomposizione molecolare di effluenti gassosi: Il progetto di ricerca intende studiare dal punto di vista sperimentale e teorico l'effetto dell'applicazione di alte temperature (1500 °C – 1700 °C) a correnti gassose industriali che si sviluppano da processi di gassificazione e di pirolisi. L'attività prevede la messa a punto dell'apparecchiatura per svolgere la ricerca, la definizione dei metodi analitici per il monitoraggio dei principali componenti e lo studio delle variabili principali (ad esempio: temperatura, tempo di residenza) sia su miscele modello contenenti alcuni componenti maggiori (ad esempio: idrogeno, diossido di carbonio, monossido di carbonio, acqua) sia su miscele contenenti composti minori indesiderati e tipici di correnti reali industriali. I risultati progettuali permetteranno di valutare applicazioni industriali connesse alla termovalorizzazione dei rifiuti.

Studio del processo di fitodepurazione di un aggregato urbano imperiese: Il progetto è finalizzato a ottimizzare la crescita della biomassa nelle condizioni di adattamento nelle acque di vegetazione da trattare mediante impianto di fitodepurazione pilota, basato su un fotobioreattore a microalghe da realizzare presso un frantoio nell'imperiese.

Durante l'anno 2014 è inoltre proseguita la partecipazione di IREN Acqua Gas nell'ambito dei seguenti progetti comunitari:

Progetto PREPARED: finalizzato a definire strategie globali e condivise per far fronte all'impatto dei cambiamenti climatici sul ciclo idrico integrato. Le conoscenze, esperienze e tecnologie patrimonio del partenariato nei diversi paesi europei, saranno messe a fattor comune per lo sviluppo di soluzioni innovative applicate dalle aziende di gestione in siti campione. I risultati delle attività di ricerca sono stati presentati in occasione del progress meeting organizzato a Dublino dal 14 al 17 maggio.

Aquaknight: Programma comunitario inerente la gestione del trasferimento di conoscenza e innovazione per il risparmio idrico nei bacini del Mediterraneo. Lo scorso maggio, a Reggio Emilia, Iren Acqua Gas ha organizzato il progress meeting e l'exchange visit. I risultati di progetto sono stati presentati in occasione della Conferenza Internazionale WaterLossEurope2012 organizzata a Ferrara in occasione dell'evento Accadueo.

TRUST: Transition to the Urban Water Services of Tomorrow 7° Programma Quadro, finalizzato a definire strategie e buone pratiche di gestione dei servizi idrici urbani a basso impatto ambientale.

Alla fine del primo semestre 2014 Iren Acqua Gas e Mediterranea delle Acque hanno ricevuto dal MIUR il decreto che definisce l'approvazione definitiva e la cantierabilità delle proposte di progetto in ambito MIUR Progetto Smart Water TECH. Il progetto è dedicato allo Sviluppo e Applicazione di Tecnologie di Monitoraggio e Sistemi di Controllo Innovativi per il Servizio Idrico Integrato; 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.

A metà del primo semestre 2014 è inoltre iniziato il progetto Europeo Geosmartcity, ove Iren Acqua Gas partecipa con il ruolo di "terza parte" o "third parties", sul tema della gestione razionale del sottosuolo. Il progetto GeoSmartCity "Open geo-data for innovative services and user applications towards Smart Cities" è cofinanziato dalla Commissione Europea nell'ambito del Competitiveness and Innovation Framework Programme (CIP), Information Communication Technologies – Policy Support Programme (ICT-PSP). GeoSmartCity, prevede tra gli obiettivi lo sviluppo di una piattaforma per la gestione di dati di 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. Il progetto coinvolge 15 partners provenienti da 9 diversi Paesi europei, tra i quali il Comune di Genova e avrà una durata di 3 anni.

Nel terzo trimestre dell'anno ci è stata comunicata la finanziabilità di un progetto presentato 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, denominato BlueSCities, 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. IREN, insieme a SMAT ed HERA sono soggetti partecipanti l'accordo quadro per la ricerca e l'innovazione siglato nel primo semestre 2014 dai rappresentanti delle tre Aziende. Nell'ambito dell'accordo sono state individuate le aree di ricerca su cui individuare progetti di ricerca di interesse comune su cui condividere le attività dei ricercatori delle tre Aziende. Successivamente alla firma dell'accordo sono stati organizzati incontri operativi che hanno permesso di individuare i progetti di ricerca da svolgere insieme. I progetti di interesse comune riguardano i seguenti argomenti:

- Caratterizzazione di un refluo di depurazione tramite indagini respirometriche: frazionamento del COD
- Trattamenti innovativi e a minor impatto ambientale per le acque potabili e le acque reflue: applicazione del ferrato
- Benchmark dei sistemi di controllo avanzato in depurazione
- Gestione di risultati analitici da analizzatori on-line e software gestionali dei laboratori
- Modalità smart di disinfezione applicate alle reti di distribuzione di acqua potabile
- Studio di trattamenti innovativi nel settore acquedottistico: "exclusion zone"

- Sviluppo di un network di laboratori per la gestione di aspetti analitici e di monitoraggio legati a criticità ambientali o cambiamenti normativi
- TLC del terzo millennio: linee guida per l'utilizzo smart dei dati acquisiti
- Integrazione del TLC con modellistica per la previsione dei consumi e il bilancio idrico

Area Emilia

La SPL IREN Ambiente, nel corso del 2014, ha proseguito l'attività di R&D sui temi della razionalizzazione dei consumi energetici, dell'utilizzo delle risorse energetiche rinnovabili, del trattamento dei rifiuti e dei residui di trattamento e sul controllo del benessere ambientale.

Iren Rinnovabili ha proseguito nel corso del 2014 l'attività di ricerca sui temi dell'efficienza energetica e dell'utilizzo delle risorse energetiche rinnovabili (fotovoltaico, biomassa, idro).

E' stato dato seguito, tra le altre, alle attività di:

- collaborazione con le Pubbliche Amministrazioni, con le aziende e le loro organizzazioni di categoria, per costituire un importante momento di incontro delle competenze, per promuovere e sostenere l'attività di ricerca nel settore delle energie rinnovabili e sviluppare progetti di innovazione tecnologica rivolti all'ottimizzazione delle soluzioni e delle applicazioni sia ad uso civile che industriale.
- ricognizione nell'ambito del Programma Horizon 2020 delle iniziative che prevedono forti investimenti nel settore delle energie alternative e delle fonti rinnovabili che si articolano nel potenziamento di progetti da realizzare nel territorio di elezione.

I progetti avviati nell'ambito delle attività di cui sopra sono:

- **Progetto IREN RE-BUILD**: sviluppa un'iniziativa pilota nell'ambito della riqualificazione energetica e prestazionale del patrimonio edilizio (e successivo sviluppo di una nuova linea di business), che si inquadra nel contesto normativo delineato dalla Direttiva 2010/31/UE - Energy Performance of Buildings, di ricerca e sviluppo promosse dal programma Horizon 2020 - Framework Programme for Research and Innovation, e dal Strategic Energy Technology Plan (SET-Plan) per la promozione delle tecnologie low-carbon. Il progetto ha portato ad ottenere l'accreditamento UNI 11339 (Esperto Gestione Energetica) al fine di possedere i requisiti per la partecipazione alle gare e ai bandi su efficienza energetica e alla presentazione all'AEEG di progetti per l'ottenimento di TEE. Resta fissato l'obiettivo del progetto che si propone di integrare e valorizzare il ruolo delle energie rinnovabili in efficienti strategie di riqualificazione del costruito, al fine di promuoverne l'applicazione, ottimizzandone l'incidenza rispetto al fabbisogno.
- **Progetto Marketing Territoriale**: progetto con i Comuni Soci della provincia di Reggio Emilia che ha l'obiettivo di offrire Iniziative e Progetti su attuali temi di Efficienza Energetica che permettano di adeguare gli strumenti delle Amministrazioni Comunali a Normative Vigenti (es Piano Luce) o che sviluppino progetti di efficienza energetica sul territorio (es diagnosi energetiche).

I progetti europei proseguiti nel 2014 sono:

- **Progetto NRG4CAST- ENERGY Forecasting**: 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. Il sistema sarà un motore analitico generico basato sull'aggregazione e manipolazione di dati proveniente dalla rete di distribuzione energetica, di dati sensoriali (luce, temperatura, umidità, assorbimento, flusso) e di dati pubblici storici (come tempo atmosferico, andamento dei prezzi energetici, spark spread, Cap and Trade Emissione tradings etc.) o previsionale (cambi, tempo). I consumi di energia dell'edificio, nelle sue diverse forme, saranno raccolti e misurati in modo da costruire le serie storiche necessarie a fornire gli input necessari ai modelli di analisi e predittivi.
- **Progetto EMPOWERING**: il progetto intende aumentare l'efficienza energetica nei servizi a rete con l'obiettivo prioritario di innovare i servizi al pubblico nei settori acqua, energia e gas e migliorare la qualità e l'accessibilità a detti servizi, garantendo elevati standard di interoperabilità tra sistemi "cloud" differenti riducendo nel contempo i costi di adozione di tecnologie ICT e incrementando il ritorno degli investimenti.
- **Progetto HOLIDES**: prende in considerazione i fattori umani in casi critici per sviluppare applicazioni che possano adattarsi alle attività da effettuare, agli operatori ed alle risorse disponibili e per ottimizzare i

processi e ridurre i costi di esercizio del servizio.

Nel dominio applicativo della Control Room, Iren Emilia SpA contribuirà allo sviluppo presso la stazione di controllo di Parma di un sistema adattativo e cooperativo di gestione delle chiamate di emergenza: modalità di gestione delle priorità di emergenza e di intervento delle chiamate ricevute, e la relativa allocazione delle risorse e delle attività da effettuare e le possibili evoluzioni rispetto al sistema attuale (CCE.NET/SAGRE, Genesis) per permettere la riduzione dei tempi di reazione (con correlato meccanismo di certificazione) ed una migliore gestione delle attività, degli operatori e delle risorse. Le strutture e le competenze messe a disposizione del progetto da parte di Iren Emilia SpA sono costituite dalla sala di telecontrollo di Iren Emilia, che ha competenze sovra territoriali sulle società operative del territorio di Reggio Emilia, Parma e Piacenza. E' costituita da due sale logisticamente separate, una a Reggio Emilia, relativa al ciclo idrico integrato, e una a Parma, per tutti gli altri business. La sala è formata da due figure professionali: (1) Operatori del Telecontrollo, che gestiscono il TLC e le chiamate di emergenza – anche se quest'ultime in forma non prioritaria; (2) Risponditori delle chiamate di emergenza, che raccolgono le segnalazioni esterne.

- *Progetto Biometh-ER Life+ (Biomethane Emilia-Romagna Regional system)*: questo 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. In questo progetto IREN avrà il compito di creare un impianto di produzione di biometano che diventerà il sito pilota del progetto e, in quanto tale, sarà adibito alla raccolta di dati utili (sul trasporto, sulle quantità, sulle scorte, sulla tipologia di problematiche e rischi che si possono presentare nella gestione delle biomasse) per l'istituzione di quello che sarà il Sistema Regionale di Distribuzione di Biometano che continuerà a funzionare anche dopo la fine del progetto. L'impianto rappresenterà un importante modello di know-how tecnico su cui basare ulteriori esperienze di questo tipo. IREN, in collaborazione con altri partner, si farà carico delle incombenze di natura amministrativa legate alla realizzazione dell'impianto pilota quali le richieste di autorizzazione alle varie autorità competenti.

PERSONALE

Al 31 dicembre 2014 risultavano in forza al Gruppo Iren 4.524 dipendenti, in diminuzione del 3,7% rispetto al 31/12/2013, quando erano 4.696. Nella tabella seguente si riporta la consistenza degli addetti al 31 dicembre 2014, suddivisa per Holding e Società di Primo Livello (con relative controllate).

Società	Organico al 31.12.2014	Organico al 31.12.2013
Iren S.p.A.	254	261
Iren Acqua Gas e controllate	898	898
Iren Ambiente e controllate	608	200
Iren Emilia e controllate	1.253	1.667
Iren Energia e controllate	1.069	1.069
Iren Mercato e controllate	442	441
Totale	4.524	4.536

Si specifica che il dato al 31 dicembre 2013 è stato riesposto per tener conto del deconsolidamento delle società Iren Rinnovabili, Società Acque Potabili e OLT e dell'effetto congiunto del deconsolidamento di AES Torino e dell'acquisizione del relativo ramo teleriscaldamento commentata alla premessa della presente relazione.

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, e per contribuire concretamente allo sviluppo di tutto il Gruppo.

A tal fine annualmente viene pianificata una rilevazione dei fabbisogni formativi, attraverso questionari e interviste strutturate, sulla base dei quali si passa ad una fase di analisi e pianificazione di massima, redigendo poi il Piano Formativo di Gruppo e delle singole Società; tutte le iniziative sono infine oggetto di programmazione operativa e di verifica di efficacia.

Nell'anno 2014 il numero dei dipendenti partecipanti ad almeno un corso di formazione è risultato pari a 4223, corrispondente al 93% dell'organico medio del Gruppo.

Le ore/uomo legate a iniziative di formazione e addestramento realizzate a vario titolo dal Gruppo Iren sono risultate pari a circa 87.000 (erano circa 95.500 nell'anno precedente), con una media pro-capite pari a 19,1 (era pari a 21,2 ore nel 2013).

Si segnala che il 45% del monte ore complessivo ha riguardato iniziative formative in materia di salute e sicurezza sul lavoro, a conferma della costante attenzione da parte del Gruppo a tali tematiche, in ottemperanza a quanto previsto dall'Accordo Stato/Regioni 21/12/2012.

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 ed assicurazione 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;
- rispetto del Codice Etico.

La politica del Sistema Integrato è condivisa da tutto il personale operante all'interno del Gruppo e la metodologia del Sistema Integrato 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 lo standard internazionale ISO 14001 (Ambiente).

La Capogruppo, le Società torinesi, genovesi e Tecnoborgo 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 e nel 2014 lo ha esteso con riferimento alle attività correlate a 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, attività a luglio 2014 poi confluite in Iren Ambiente, è in corso un progetto per l'estensione della certificazione agli altri servizi di Iren Emilia.

A luglio 2014 in seguito al trasferimento del ramo di azienda inerente alla gestione dei servizi di igiene ambientale da Iren Emilia ad Iren Ambiente, alla quale era comunque già applicato anche il sistema di gestione per la sicurezza, è stato gestito il trasferimento delle certificazioni dei sistemi di gestione qualità/ambiente e sicurezza relativi alle attività di erogazione del servizio 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 (ISO 9001/ISO 14001/OHSAS 18001) e alle attività di Erogazione di servizi di igiene ambientale per attività di disinfestazione, derattizzazione e disinfezione a Reggio Emilia (ISO 9001). E' attualmente in corso un progetto per l'estensione della certificazione OHSAS 18001 agli altri servizi di Iren Ambiente.

Attualmente il presidio dei sistemi di gestione Qualità, Sicurezza e Ambiente è assicurato in ogni Società di primo livello dalle Direzioni attraverso i rispettivi Servizi; inoltre essi sono coerenti con la politica del Gruppo, focalizzata fortemente sullo sviluppo sostenibile, sociale ed ambientale dell'impresa.

L'obiettivo prefissato e raggiunto, per l'anno 2014, è stato il consolidamento delle certificazioni in essere e l'estensione delle stesse ad altri servizi:

- ottenimento della certificazione secondo la norma UNI CEI 11352 "Gestione dell'energia - Società che forniscono servizi energetici (ESCO)", da parte di Iren Rinnovabili e di Iren Servizi ed Innovazione, quest'ultima secondo lo standard aggiornato nel 2014;
- integrazione dei sistemi di gestione Sicurezza, Ambiente ed EMAS degli impianti Turbigo e Tusciano (ex Edipower) nel Sistema di Gestione QAS di Iren Energia;
- estensione della certificazione Ambiente e Sicurezza alla struttura TLC di Iren Energia (ex AEMNet);
- integrazione nel Sistema di Gestione Integrato di Iren Energia del ramo di teleriscaldamento di Torino (ex AES s.p.a);
- prosecuzione del progetto "Accreditamento Multisito Laboratori LIAG" da parte di LIAG;

- implementazione del sistema ed estensione della certificazione del sistema di gestione ambientale relativamente al sito Depuratore Mancasale di Reggio Emilia da parte di Iren Emilia;
- implementazione del sistema ed estensione della certificazione del sistema di gestione ambientale relativamente al servizio di spazzamento, raccolta e gestione dei centri di raccolta dei rifiuti urbani, assimilati ed assimilabili sulle province di Parma e Reggio Emilia (a Piacenza già certificato) da parte di Iren Emilia, certificazione poi volturata ad Iren Ambiente in conseguenza al trasferimento del ramo di azienda;
- implementazione del sistema e certificazione del sistema di gestione per la sicurezza con particolare riferimento al servizio di spazzamento, raccolta e gestione dei centri di raccolta dei rifiuti urbani, assimilati ed assimilabili da parte di Iren Emilia, certificazione poi volturata ad Iren Ambiente in conseguenza al trasferimento del ramo di azienda;
- 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;
- 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.

Sono inoltre in corso i seguenti progetti di sviluppo:

- avvio implementazione requisiti aggiuntivi/modificati per passaggio ed ottenimento certificazione secondo la nuova norma UNI CEI 11352:2014 da parte di Iren Rinnovabili;
- prosieguo implementazione del sistema di gestione QAS sul sito PAI di Parma da parte di Iren Ambiente;
- avvio dell'estensione dei sistemi di gestione ambientale e sicurezza alle attività di distribuzione del servizio di energia elettrica e pubblica illuminazione sulla provincia di Parma, di produzione e distribuzione del servizio di teleriscaldamento sulle province di Parma, Piacenza e Reggio Emilia.

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 2014 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.). Si è quindi promosso un percorso di condivisione tra i Responsabili del Servizio di Prevenzione e Protezione (RSPP) del Gruppo, su alcuni temi di interesse comune su cui possono essere elaborate concrete proposte di miglioramento.

Nel corso del 2014 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 e la Capogruppo sono in possesso della Certificazione ai sensi dello Standard OHSAS 18001. Il Gruppo ha deciso di iniziare un percorso di estensione della Certificazione OHSAS 18001 alle funzioni di Iren Emilia (settore gas nel 2013) e Iren Ambiente (servizio spazzamento, raccolta dei rifiuti urbani, assimilati ed assimilabili e gestione dei centri di raccolta 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.

Le Società emiliane sono in possesso della Certificazione ai sensi dello Standard OHSAS 18001. Le stesse 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.

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

Nel corso del 2014 il Gruppo ha continuato il monitoraggio degli obiettivi e delle azioni di miglioramento in ambito sicurezza attraverso lo strumento della Balanced Scorecard.

Partendo dagli indirizzi emessi nel corso del 2014 dalla Capogruppo sono stati definiti obiettivi e piani di miglioramento.

In Iren S.p.A., pur in presenza di attività principalmente amministrative, la valutazione dell'andamento infortunistico è oggetto, di un'approfondita analisi e, in particolare, per il rischio "guida", verrà integrata

con una specifica valutazione del rischio correlato e all'adozione di misure di miglioramento, sia tecniche che organizzative.

Nel 2014, infatti, è stato avviato, 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 in fase di dettaglio un 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.

Gli obiettivi attesi sono:

- l'avvio di un percorso di prevenzione e miglioramento della sicurezza stradale per i lavoratori di Iren S.p.A. che utilizzano un veicolo aziendale nello svolgimento della mansione lavorativa assegnata;
- l'avvio di un percorso di prevenzione e miglioramento della sicurezza stradale per i lavoratori autorizzati all'uso di un veicolo privato per lo svolgimento della mansione lavorativa assegnata;
- fornire gli elementi per la valutazione dei rischi e per l'individuazione di interventi di prevenzione e protezione, sebbene gli elementi per la valutazione non siano principalmente sotto il controllo dell'organizzazione di Iren S.p.A.;
- beneficiare di un risparmio economico (oltre che di sicurezza per i lavoratori) in termini di riduzione di ore lavorative perse e diminuzione dei premi assicurativi.

La progettazione del sistema di gestione per la sicurezza stradale e il programma di lavoro correlato seguiranno il principio della metodologia PLAN-DO-CHECK-ACT (pianificare-attuare- verificare-agire) su cui si basa la norma ISO 39001:2012.

Il 2014 ha visto un costante aggiornamento delle analisi di rischio, in coerenza con le nuove organizzazioni. In particolare si segnala in IREN Energia l'adeguamento a seguito dell'acquisizione dei seguenti asset /contratti:

- Impianti Tusciano
- Impianto Turbigio
- Rete Teleriscaldamento
- Manutenzione Termovalorizzatore di Torino

Nel 2014 a seguito del riassetto organizzativo intervenuto (SOT Enia PR, Enia PC, Enia RE confluite in Iren Emilia), Iren Emilia ha lavorato all'aggiornamento delle analisi di rischio, in coerenza con le nuove organizzazioni e in modo da renderle maggiormente omogenee sui 3 territori relativamente a servizi simili. Dal luglio 2014 a seguito del riassetto organizzativo e societario che ha interessato Iren Ambiente, si è lavorato anche ad un aggiornamento delle attività da queste gestite. L'attività è tuttora in corso.

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;
- CAE 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 avviato le attività mirate all'implementazione del Sistema di Gestione Ambientale ai fini della certificazione ISO 14001

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 quale fornitura di energia termica a minor impatto ambientale, 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, le Dichiarazioni Ambientali, ecc.

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'effettuazione di specifica informazione e 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 nuovo 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 Gruppo Iren pone grande attenzione alla sostenibilità ambientale, sociale ed economica. Valori guida come il rispetto e la tutela dell'ambiente, l'efficienza energetica, il dialogo costante con le comunità e i territori, la soddisfazione dei clienti e l'attenzione alla valorizzazione dei dipendenti sono parte dell'identità aziendale.

L'utilizzo responsabile delle risorse naturali, la ricerca di una sempre migliore qualità dell'aria, dell'acqua, del suolo e più in generale della vita, tramite la minimizzazione delle diverse forme di inquinamento e l'elevata produzione di energia eco-compatibile, fanno del Gruppo uno degli operatori di spicco nel panorama nazionale per quanto riguarda la capacità di crescere in piena armonia con l'ambiente e il territorio.

Consapevole della centralità degli stakeholder e del proprio ruolo, Iren lavora con impegno per lo sviluppo sostenibile dei territori nei quali opera, per la realizzazione di interventi innovativi e per la comunicazione dei progetti in corso e dei risultati ottenuti.

A tal fine il Gruppo ha creato i Comitati Consultivi Territoriali che rappresentano un innovativo canale di dialogo, confronto e progettazione partecipata tra il Gruppo Iren e tutti i portatori di interesse delle comunità locali in merito ai servizi dell'azienda e ai temi della sostenibilità ambientale e sociale. Un vero e proprio strumento di lavoro per raccogliere idee, proposte, commenti, e osservazioni con lo scopo di migliorare le performance del Gruppo, progettando insieme ai cittadini soluzioni innovative e per uno sviluppo sostenibile del territorio.

I Comitati sono strutturati su base provinciale, i Comitati delle Province di Piacenza e Reggio Emilia sono già stati costituiti, e in una fase successiva si procederà all'estensione del progetto agli altri territori in cui opera il Gruppo. 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 i cittadini possono pubblicare direttamente le proprie idee e i propri progetti di miglioramento.

Tra le iniziative sviluppate in favore del territorio, si segnala in particolare la nascita del progetto "Edu.Iren", un programma di offerte formative messe a disposizione delle scuole (con l'avvio dell'anno scolastico 2014/2015) gratuitamente, basato sull'esperienza pluriennale delle società del Gruppo Iren a livello locale in progetti di educazione alla sostenibilità nelle scuole.

Gli orientamenti strategici di medio-lungo termine rivelano una costante attenzione alle tematiche attinenti la sostenibilità; in particolare acqua, energia e ambiente influenzano la pianificazione degli investimenti pluriennali da realizzare.

Il Bilancio di Sostenibilità è per Iren lo strumento privilegiato su cui basare il dialogo e il confronto con i propri stakeholder, attraverso di esso, il Gruppo evidenzia in un documento organico gli effetti che le attività svolte producono sull'ambiente e sul tessuto sociale, oltre ai principali aspetti di carattere economico.

Il Bilancio di Sostenibilità, redatto con periodicità annuale, viene predisposto secondo le "Sustainability Reporting Guidelines & Electric Utilities Sector Supplement" definite dal Global Reporting Initiative (GRI). Inoltre sono tenuti in considerazione i "Principi di redazione del Bilancio Sociale" elaborati dal Gruppo di Studio per il Bilancio Sociale (GBS) come riferimento per la predisposizione del prospetto di determinazione e riparto del Valore Aggiunto. Per quanto riguarda l'edizione 2013, il documento è stato sottoposto alla revisione limitata secondo i criteri emanati dall'International Auditing and Assurance Standards Board ed ha conseguito il livello di applicazione A+ del GRI.

Attualmente è in corso l'approvazione del Bilancio di Sostenibilità 2014 e a breve avverrà la pubblicazione sul sito Internet.

Fra le iniziative principali del Gruppo in tema di sostenibilità, svolte nell'anno 2014, si segnalano inoltre:

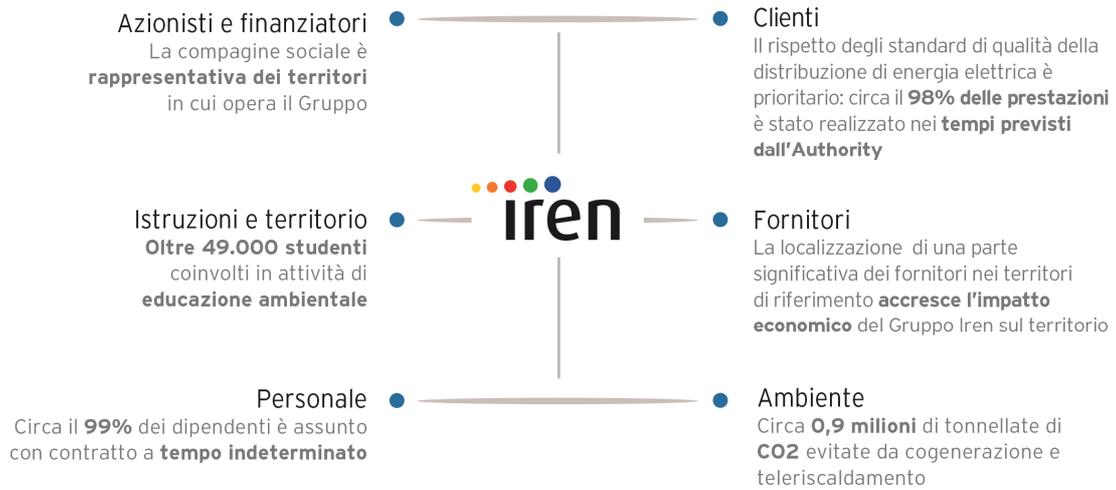
- la partecipazione, per il terzo anno consecutivo, al survey del Carbon Disclosure Project "CDP Italy 100 Climate Change Report 2014", conseguendo un miglioramento dei risultati rispetto all'anno precedente, con uno score pari a 85 punti in tema di disclosure sulla qualità e sulla completezza delle risposte fornite al questionario, superiore alla media delle prime 100 aziende italiane (71 punti). Per quanto concerne la valutazione inerente le performance, il Gruppo è risultato stabile, rispetto all'anno precedente, con un risultato pari a "B";
- l'inclusione tra i finalisti all'edizione 2014 del Sodalitas Social Award nelle categorie "Tutela e Sensibilizzazione Ambientale" e "Consumo Sostenibile e Catena di Fornitura responsabile",

rispettivamente con i progetti “Accumulatori di calore del Martinetto” e “APP Ecolren”. Si segnala inoltre che Iren è stata l’unica azienda ad essere selezionata come finalista in due categorie;

- l’aggiudicazione del Premio Innovazione ICT Piemonte, assegnato da Smau ai migliori casi di aziende ed enti pubblici che hanno innovato con successo il proprio business attraverso le tecnologie digitali con l’obiettivo di generare un meccanismo virtuoso di condivisione delle esperienze di eccellenza;
- la partecipazione a iniziative volte alla sensibilizzazione sulle tematiche CSR presso vari enti (es. Altis);
- lo svolgimento delle tavole rotonde “Iren, sostenibilità e territorio”, promosse dal Gruppo Iren nelle città di Reggio Emilia, Parma e Torino;
- l’intervento alla tavola rotonda “Le Management de Demain”, svolta a Chambéry, nell’ambito del progetto Alpcore in collaborazione con Unioncamere Piemonte;
- l’intervento presso la Scuola di Management ed Economia di Torino;
- la partecipazione ai Tavoli di Lavori Altis “Performance ESG: contano per che giudica le imprese?” e Utilitatis “Analisi e Confronto della Sostenibilità delle Utilities. Il BdS”;
- l’adesione alla campagna per la prevenzione dell’aneurisma dell’aorta promossa da Cardioteam Foundation Onlus, per mezzo della quale tutti i dipendenti con età superiore o uguale a 55 anni si sottopongono gratuitamente ad uno screening sanitario;
- l’introduzione in diversi comuni della provincia di Parma del “sistema di tariffazione puntuale”, metodo di calcolo della bolletta dei rifiuti basato sul principio “chi meno inquina, meno paga” e realizzato grazie ad un microchip collocato nei contenitori per i rifiuti indifferenziati che permette di calcolare una quota della bolletta sui rifiuti effettivi prodotti;
- il conseguimento, da parte di Iren Emilia, dell’attestato Ecostars, con il punteggio di 3 stelle. Il progetto europeo Ecostars ha premiato le aziende del territorio parmense che sono riuscite ad incrementare l’efficienza del proprio parco automezzi diminuendo sensibilmente la quantità di anidride carbonica immessa nell’aria;
- la creazione dell’App Click Iren, che permette ai clienti del Gruppo di consultare e gestire online i propri contratti (controllare lo stato dei pagamenti, visualizzare e scaricare in formato pdf le bollette, modificare l’indirizzo di recapito, e per i servizi relativi all’acqua e al gas inviare l’autolettura del contatore);
- la possibilità per i clienti gas e/o energia elettrica (con utenze situate nel Comune di Parma, o nei Comuni di Genova e provincia), danneggiati dagli eventi alluvionali nella prima metà di ottobre 2014, di sospendere i pagamenti di bollette scadute dall’1/10/2014 al 30/4/2015 senza addebito di interessi di mora;
- l’accordo siglato tra Confagricoltura Liguria e Iren Mercato a sostegno delle imprese del territorio per agevolare lo sviluppo sostenibile delle attività agricole. Iren Mercato riserva, a beneficio delle imprese associate a Confagricoltura Liguria, un contratto di energia elettrica derivante unicamente da impianti alimentati da fonti rinnovabili, economicamente conveniente e modulato in base alle esigenze del cliente. Le imprese possono inoltre accedere all’offerta “Led a costo Zero”, che prevede l’installazione senza alcun costo di investimento iniziale, di impianti di illuminazione di nuova generazione a Led ad elevatissimo risparmio energetico;
- l’avvio del progetto Re-Build per promuovere e realizzare interventi di riqualificazione energetica del patrimonio edilizio esistente nella città di Reggio Emilia con l’obiettivo di agire sui consumi, termici (da gas o teleriscaldamento) ed elettrici e stimolare la ricollocazione dell’economia edilizia locale sul settore della rigenerazione del patrimonio edilizio esistente, promuovendo una diffusa cultura delle opportunità economiche ed ambientali legate al risparmio energetico;
- la firma del protocollo di collaborazione per l’attuazione del piano nazionale “Garanzia Giovani” da parte del Ministro del Lavoro e delle Politiche Sociali e il Presidente di Iren. Il Gruppo si impegna pertanto a promuovere un percorso di inserimento di giovani attraverso un processo di selezione strutturato e con metodologie di valutazione oggettive e a fornire a tutti coloro che saranno coinvolti in percorsi di inserimento lavorativo, occasioni e strumenti per la crescita delle loro competenze personali e professionali;

Il Gruppo infine è presente negli indici etici: ECPI Italy SME’s Equity e FTSE ECPI Italia SRI Benchmark.

Highlights 2014



INFORMAZIONI SULLA CORPORATE GOVERNANCE DI IREN

Premessa

Iren S.p.A. rappresenta il risultato della fusione per incorporazione di Enìa S.p.A. in Iride S.p.A. che ha avuto efficacia il 1° luglio 2010.

La fusione fra Iride ed Enìa è stata promossa dai Soci di controllo delle medesime - rispettivamente FSU SRL (controllata pariteticamente dai Comuni di Torino e di Genova) ed i Comuni di Reggio Emilia, Parma e Piacenza - con l'obiettivo di dare vita ad una nuova entità in grado di sviluppare sinergie industriali e di rappresentare un polo per ulteriori aggregazioni sul mercato nazionale.

Gli azionisti pubblici di Iren hanno sottoscritto tre Patti Parasociali:

- **Patto FSU – Soci pubblici ex Enìa S.p.A.:**
tale patto è riconducibile ad un sindacato di blocco e di voto avente la finalità di garantire lo sviluppo di Iren, delle sue partecipate e della sua attività nonché di assicurare unità e stabilità di indirizzo alla stessa;
- **Sub Patto Soci pubblici ex Enìa:**
tale patto intende, tra l'altro, assicurare un'unità di comportamento e una disciplina delle decisioni che dovranno essere assunte dai pattisti nell'ambito di quanto previsto dal Patto parasociale. Inoltre prevede ulteriori impegni ai fini di garantire lo sviluppo di Iren, delle sue partecipate e della sua attività nonché assicurare alla medesima unità e stabilità di indirizzo;
- **Sub Patto Reggiano:**
tale patto intende assicurare un'unità di comportamento e prevedere una disciplina delle decisioni che dovranno essere assunte dai pattisti nonché ulteriori impegni ai fini di garantire lo sviluppo di Iren, delle sue partecipate e della sua attività e assicurare alla medesima unità e stabilità di indirizzo.

I Patti sono validi fino al 1° luglio 2015 e successivamente si rinnovano, salvo disdetta, per ulteriori due anni sino al 1° luglio 2017; ulteriori rinnovi dovranno essere concordati per iscritto tra i soci paciscenti.

In data 23 maggio 2013 i Soci Pubblici hanno sottoscritto tre atti integrativi e modificativi (Addendum) al Patto FSU - Soci pubblici ex Enìa, al Sub Patto Soci pubblici ex Enìa ed al Sub Patto Reggiano, volti ad aggiornare la governance della Società, mantenendone inalterati gli originari assetti ed equilibri esistenti tra le parti dei predetti Patti.

Iren S.p.A. si configura come una holding industriale operante nei settori di attività già propri delle Società fuse mediante un Gruppo articolato su cinque Società di Primo Livello specializzate nella gestione dei diversi business, che operano direttamente, ed attraverso società dalle stesse partecipate, nei settori di specifica competenza.

Tale assetto è volto a valorizzare la complementarietà dei due Gruppi di origine ed a rafforzarne sia il radicamento territoriale, sia l'integrazione delle diverse filiere di business.

L'attività di direzione e coordinamento svolta dalla Capogruppo Iren S.p.A. nei confronti delle società controllate è espressamente prevista e disciplinata nello statuto di Iren S.p.A. e negli statuti delle Società di Primo Livello.

La società adotta un sistema di governo societario di tipo tradizionale, conforme ai principi contenuti nel Codice di Autodisciplina delle società quotate emanato da Borsa Italiana.

A seguito delle modifiche statutarie approvate dall'assemblea degli Azionisti del 19 giugno 2013, con la soppressione del Comitato Esecutivo, i soci hanno inteso investire il Consiglio di Amministrazione dei più ampi poteri per l'amministrazione ordinaria e straordinaria della società, attribuendogli in particolare la facoltà di compiere tutti gli atti che ritenga opportuni per l'attuazione e il raggiungimento dell'oggetto sociale, anche organizzando la Società ed il Gruppo per aree di business, siano esse strutturate in società o divisioni operative, esclusi soltanto gli atti che la legge e lo statuto stesso riservano all'assemblea.

In base allo statuto, il Consiglio di Amministrazione delega proprie competenze ad uno o più dei suoi componenti e può inoltre attribuire al Presidente, al Vice Presidente e all'Amministratore Delegato deleghe, purché non confliggenti le une con le altre.

Il Consiglio di Amministrazione di Iren, nella riunione del 27 giugno 2013 ha: (i) preso atto della nomina assembleare del Presidente del Consiglio di Amministrazione, Francesco Profumo, (ii) provveduto alla nomina del Vice Presidente, Andrea Viero e dell'Amministratore Delegato, Nicola De Sanctis e (iii) conferito proprie attribuzioni al Presidente, al Vice Presidente, all'Amministratore Delegato in conformità allo statuto.

Al Presidente, Francesco Profumo, sono stati attribuiti poteri, deleghe e responsabilità in materia di: rapporti istituzionali, relazioni esterne, comunicazione e immagine, rapporti con Regioni ed Enti locali, rapporti con i Regolatori, operazioni di acquisizione e fusione (merger & acquisition).

Al Vice Presidente, Andrea Viero, sono stati attribuiti poteri, deleghe e responsabilità in materia di: affari societari, corporate compliance, comitati, risk management, internal audit, corporate social responsibility.

All'Amministratore Delegato, Nicola De Sanctis (in carica fino al 1° dicembre 2014), sono state attribuiti poteri, deleghe e responsabilità in materia di: pianificazione strategica, amministrazione e finanza, controllo di gestione, personale e organizzazione, servizi di gruppo (shared services), information and communication technology, acquisti, appalti e logistica, gestione partecipate, legale, investor relations e comunicazione finanziaria, progetti speciali, nonché ampie deleghe e poteri di rappresentanza.

A seguito della risoluzione consensuale dei rapporti della Società con l'ing. Nicola De Sanctis comportante, tra l'altro, la rinuncia ex art. 2385 cod. civ. alle cariche di Amministratore Delegato e di Consigliere di Iren a decorrere dal 30 novembre u.s., il Consiglio di Amministrazione di Iren, nel corso della seduta del 1° dicembre 2014, ha proceduto alla sostituzione del dimissionario, cooptando ex art. 2386 cod. civ. il dott. Vito Massimiliano Bianco quale nuovo Consigliere della Società e conferendo contestualmente al medesimo le deleghe gestionali precedentemente attribuite all'ing. De Sanctis, nominando così il dott. Bianco quale Amministratore Delegato della Società.

Nel corso della seduta del 22 dicembre 2014, il Consiglio di Amministrazione di Iren ha preso atto della volontà manifestata dal Vicepresidente dott. Andrea Viero di procedere nel percorso, già maturato nei mesi precedenti, mirato ad un suo progressivo disimpegno dai ruoli ricoperti all'interno del Gruppo Iren. In particolare, per garantire un'adeguata transizione sulle attività sin qui seguite, il dott. Viero ha dichiarato di mantenere la carica di Vice Presidente di Iren fino al 30 aprile 2015, accogliendo la richiesta avanzata in questo senso dai principali azionisti pubblici e dallo stesso organo amministrativo.

Inoltre, in ossequio alle previsioni del Codice di Autodisciplina, il Consiglio di Amministrazione ha nominato:

- il Comitato per la remunerazione al quale, nel corso della seduta del 28 ottobre u.s., ha altresì attribuito in via transitoria (e, più precisamente, sino alla prima riunione del Consiglio di Amministrazione successiva all'Assemblea che approverà il bilancio 2014) le funzioni in materia di nomine ex art. 5 del Codice di Autodisciplina di Borsa. In relazione a tale incremento di funzioni, detto Comitato è stato denominato "Comitato per la Remunerazione e le Nomine";
- il Comitato Controllo e Rischi (in seguito anche CCR),
nonché, in ossequio a quanto previsto dalla delibera Consob n. 17221 del 12 marzo 2010 e successive modifiche ed integrazioni e dallo specifico Regolamento Interno:
- il Comitato di Amministratori Indipendenti per le operazioni con parti correlate, denominato "Comitato per le Operazioni con Parti Correlate" (in seguito anche COPC).

In merito all'Organo di Controllo (Collegio Sindacale) e alla revisione legale, lo Statuto della Società ne stabilisce la composizione e le modalità di nomina. Compiti e funzionamento sono disciplinati dalla vigente normativa.

Successivamente al 22 dicembre 2014 e nell'ambito della redistribuzione delle deleghe:

- riportano al Presidente le funzioni *Corporate Compliance* ed *Internal Auditing*
- vengono conferiti, ai sensi dell'art. 25.2 dello Statuto, al Presidente, ad integrazione di quanto già deliberato in data 27 giugno 2013, le seguenti deleghe e poteri da esercitarsi entro i limiti di impegno sottoindicati e con l'esclusione di quanto riservato per legge e/o per Statuto all'Assemblea degli azionisti e/o al Consiglio di Amministrazione ed in particolare fermi i limiti di cui all'art. 25 dello Statuto:
 1. verificare l'attuazione delle regole di *corporate governance* anche in attuazione dei poteri riservati al Consiglio di Amministrazione;

2. verificare l'esecuzione delle deliberazioni degli organi collegiali della Società nonché le indicazioni dei Comitati interni anche sulla base dei *report* che il servizio di *internal auditing* effettuerà periodicamente;
3. gestire il sistema 231/01, anche mediante eventuali aggiornamenti del modello e delle procedure;
4. dirigere e gestire la Funzione di *Internal Auditing*;
5. proporre al Consiglio di Amministrazione la nomina, la revoca e la remunerazione del responsabile operativo della funzione *Internal Auditing* ;
6. il Presidente, nell'ambito e nei limiti delle rispettive deleghe e delle linee di riporto da parte delle varie strutture aziendali, viene incaricato di sovrintendere alla funzionalità del sistema di controllo interno e di *internal auditing*. A tal fine, per quanto di competenza:
 - a. supporta il Comitato Controllo e Rischi nella attività di identificazione dei principali rischi aziendali, tenendo conto delle caratteristiche delle attività svolte dalla Società e dalle sue controllate e nella periodica sottoposizione degli stessi all'esame del Consiglio di Amministrazione,
 - b. dà esecuzione alle linee di indirizzo definite dal Consiglio di Amministrazione garantendo che le competenti strutture aziendali provvedano alla progettazione, realizzazione e gestione del sistema di controllo interno e di *internal auditing*, verificandone costantemente l'adeguatezza complessiva, l'efficacia e l'efficienza, occupandosi inoltre dell'adattamento di tale sistema alla dinamica delle condizioni operative e del panorama legislativo e regolamentare;
 si intende revocata la delibera del 27 giugno 2013 nelle parti incompatibili con quanto sopra deliberato.

CONSIGLIO DI AMMINISTRAZIONE

L'Assemblea degli Azionisti in data 27 giugno 2013 ha nominato l'attuale Consiglio di Amministrazione, composto da tredici consiglieri, che rimarrà in carica per gli esercizi 2013/2014/2015 (sino all'approvazione del bilancio della Società al 31 dicembre 2015).

Di seguito si riporta la composizione dell'attuale Consiglio di Amministrazione:

Carica	Nome e Cognome	Luogo di nascita	Data di nascita
Presidente del Consiglio di Amministrazione	Francesco Profumo(*)	Savona	3 maggio 1953
Vice Presidente	Andrea Viero (*)	Marostica (VI)	7 aprile 1964
Amministratore Delegato e Direttore Centrale Operations e Strategia	Vito Massimiliano Bianco (***)	Gioia del Colle (BA)	30 agosto 1971
Amministratore	Lorenzo Bagnacani(*)	Reggio Emilia	17 giugno 1970
Amministratore	Roberto Bazzano (*)	Cairo Montenotte (SV)	1 febbraio 1944
Amministratore	Ettore Rocchi (*)	Reggio Emilia	20 novembre 1964
Amministratore	Franco Amato (*)	Siracusa	19 aprile 1962
Amministratore	Tommaso Dealessandri (*)	Cercenasco (TO)	18 settembre 1949
Amministratore	Alessandro Ghibellini (*)	Genova	15 ottobre 1947
Amministratore	Augusto Buscaglia (**)	Torino	30 novembre 1948
Amministratore	Anna Ferrero (*)	Torino	10 agosto 1952
Amministratore	Fabiola Mascardi (*)	Genova	4 dicembre 1962
Amministratore	Barbara Zanardi (*)	Piacenza	3 marzo 1977

(*) Nominato per tre esercizi (2013/2014/2015) dall'Assemblea degli azionisti tenutasi il 27 giugno 2013, convocata per il rinnovo dell'organo amministrativo.

(**) Nominato sino alla scadenza dell'attuale organo amministrativo (e, più precisamente, sino all'approvazione del bilancio della Società al 31 dicembre 2015) dall'Assemblea degli azionisti tenutasi il 18 giugno 2014 in sostituzione del sig. Roberto Walter Firpo, cooptato dal Consiglio di Amministrazione nel corso della seduta del 17 settembre 2013.

(***) Cooptato in Consiglio di Amministrazione in data 1° dicembre 2014 in sostituzione del dimissionario ing. Nicola De Sanctis e nella stessa seduta nominato Amministratore Delegato con conferimento dei relativi poteri. In data 3 dicembre 2014 il Consiglio di Amministrazione ha deliberato di procedere all'assunzione con contratto di lavoro dirigenziale a tempo determinato in qualità di Direttore Centrale Operations e Strategia del dott. Bianco a decorrere dal 1° gennaio 2015 e con scadenza al 31 dicembre 2019.

Ai sensi dell'articolo 25 dello Statuto, le deliberazioni del Consiglio di Amministrazione di Iren sono assunte con il voto favorevole della maggioranza assoluta degli Amministratori in carica.

Per le materie indicate all'articolo 25.5 dello statuto (le "Materie Rilevanti") le deliberazioni del Consiglio di Amministrazione di Iren sono assunte con il voto favorevole di almeno 10 consiglieri.

Gli articoli 18, 19 e 20 dello Statuto disciplinano la nomina, le modalità e i criteri di presentazione delle liste per l'elezione degli Amministratori, che avviene con il sistema del voto di lista.

Nel corso del 2014 il Consiglio di Amministrazione di Iren ha tenuto n. 19 riunioni.

Nel Consiglio di Amministrazione, formato da 13 amministratori, cinque di essi sono in possesso di requisiti di indipendenza sia ai sensi del Testo Unico della Finanza (TUF) sia ai sensi del Codice di Autodisciplina di Borsa Italiana (CAB) e del Codice di Autodisciplina adottato dalla Società in adeguamento al CAB.

Il Consiglio di Amministrazione valuta l'indipendenza dei propri componenti avendo riguardo più alla sostanza che alla forma. L'indipendenza degli amministratori è valutata dal Consiglio di Amministrazione dopo la nomina e, successivamente, con cadenza annuale. L'esito delle valutazioni del Consiglio è comunicato al mercato.

In data 8 settembre 2014 si è tenuta la riunione annuale degli Amministratori Indipendenti, ai sensi dell'art. 3.7 del vigente Codice di Autodisciplina adottato dalla Società.

La Società ha istituito un sistema premiante (MBO) per l'Amministratore Delegato: gli obiettivi vengono fissati dal C.d.A. su proposta del Comitato per la Remunerazione su base annuale e, ove raggiunti, danno diritto al percepimento del relativo premio (previa delibera del Consiglio di Amministrazione su proposta dello stesso Comitato per la Remunerazione).

Per maggiori informazioni sulla politica di remunerazione, si rinvia alla Relazione sulla Remunerazione per l'esercizio 2014 che sarà messa a disposizione degli azionisti, nel rispetto dei termini previsti dalla vigente normativa, prima dell'Assemblea convocata per l'approvazione del Bilancio al 31.12.2014.

Come previsto dal Codice Civile, gli amministratori che hanno un interesse in una particolare operazione lo comunicano preventivamente. In particolare, in data 3 dicembre 2013 è stato approvato dal C.d.A. l'attuale testo del "Regolamento interno in materia di operazioni con parti correlate".

L'attuale testo del Codice di Autodisciplina approvato dal C.d.A. di Iren S.p.A. in data 17 settembre 2013 prevede che il Consiglio di Amministrazione adotti misure e azioni affinché non si verifichino conflitti di interesse.

COMITATO PER LA REMUNERAZIONE E (DAL 28 OTTOBRE 2014) LE NOMINE

Il Consiglio di Amministrazione ha costituito al proprio interno un Comitato per la Remunerazione, composto da Amministratori non esecutivi, la maggioranza dei quali indipendenti, tra i quali viene scelto il Presidente.

Il Comitato ha le seguenti funzioni:

- valutare periodicamente l'adeguatezza, la coerenza complessiva e la concreta applicazione della politica per la remunerazione degli amministratori e dei dirigenti con responsabilità strategiche, avvalendosi a tale ultimo riguardo delle informazioni fornite dagli amministratori delegati;
- formulare al Consiglio di Amministrazione proposte in materia;
- presentare proposte o esprimere pareri al Consiglio di Amministrazione sulla remunerazione degli amministratori esecutivi e degli altri amministratori che ricoprono particolari cariche nonché sulla fissazione degli obiettivi di performance correlati alla componente variabile di tale remunerazione;
- monitorare l'applicazione delle decisioni adottate dal Consiglio stesso verificando, in particolare, l'effettivo raggiungimento degli obiettivi di performance.

Il Comitato per la remunerazione riveste funzioni propositive e consultive ed ha il potere di determinare la remunerazione degli amministratori investiti di particolari cariche, in conformità all'articolo 2389, terzo comma, del Codice Civile, rimane in capo al Consiglio di Amministrazione che, ex art. 21 del vigente statuto, vi provvede sentito il Comitato per la remunerazione ed il Collegio Sindacale.

Il Comitato per la remunerazione svolge altresì le funzioni di Comitato di amministratori indipendenti, limitatamente ai casi in cui la composizione del Comitato per la remunerazione permette di soddisfare i requisiti minimi di indipendenza e non correlazione dei suoi membri richiesti dal Regolamento Consob, nel

caso di operazioni aventi ad oggetto le remunerazioni degli Amministratori e dei Dirigenti con responsabilità strategiche della Società ai sensi dell'art. 7.1 bis, del vigente Regolamento Interno per le operazioni con parti correlate.

La trattazione e l'adozione delle delibere in materia di remunerazione degli Amministratori da parte del Comitato per la remunerazione avviene in assenza dei diretti interessati.

In data 28 ottobre 2014 il Consiglio di Amministrazione ha attribuito al Comitato per la Remunerazione le funzioni previste dal Codice di Autodisciplina per il Comitato per le Nomine. In relazione a detta integrazione di funzioni il preesistente Comitato ha assunto la denominazione di "Comitato per la Remunerazione e le Nomine".

Il Comitato per la remunerazione e le nomine, è stato così investito anche delle seguenti funzioni in materia di nomine:

- formulare pareri al Consiglio di Amministrazione in merito alla dimensione e alla composizione dello stesso ed esprimere raccomandazioni in merito alle figure professionali la cui presenza all'interno del Consiglio sia ritenuta opportuna, anche in esito all'attività di autovalutazione di cui alla successiva lett. f);
- esprimere raccomandazioni al Consiglio di Amministrazione in merito al numero massimo di incarichi di Amministratore o di sindaco in altre Società quotate in mercati regolamentati (anche esteri), in società finanziarie, bancarie, assicurative o di rilevanti dimensioni, compatibile con un efficace svolgimento dell'incarico di Amministratore di IREN, tenendo in considerazione la partecipazione dei Consiglieri ai Comitati costituiti all'interno del Consiglio, nonché in merito alle deroghe al divieto di concorrenza previsto dall'art. 2390 cod. civ.;
- proporre al Consiglio di Amministrazione candidati alla carica di Amministratore nei casi di cooptazione ex art. 2386 comma 1 cod. civ., ove occorra sostituire Amministratori indipendenti, assicurando il rispetto delle prescrizioni sul numero minimo di amministratori indipendenti e sulle quote riservate al genere meno rappresentato;
- effettuare l'istruttoria sulla predisposizione del piano per la successione degli Amministratori esecutivi, ove adottato dalla Società;
- supportare il Consiglio di Amministrazione nell'attività di autovalutazione annuale del Consiglio e dei suoi Comitati ai sensi del Codice di autodisciplina, attività che potrà essere svolta anche con l'ausilio di un consulente esterno per gli aspetti metodologici.

In data 27 giugno 2013, il Consiglio di Amministrazione di Iren ha nominato quali membri del Comitato per la Remunerazione i seguenti amministratori:

- Roberto Walter Firpo
- Fabiola Mascardi
- Ettore Rocchi

In data 13 luglio 2013 il Comitato ha nominato il suo Presidente nella persona di Roberto Walter Firpo.

Il 22 luglio 2013, a seguito della rinuncia alla carica di Presidente da parte di quest'ultimo a causa del venir meno del requisito dell'indipendenza ai sensi del codice di Autodisciplina, il Comitato ha nominato il suo Presidente nella persona di Fabiola Mascardi.

In conseguenza della cessazione in data 18 giugno 2014 del sig. Firpo dalla carica di Consigliere di IREN e di componente del Comitato per la Remunerazione e della conseguente nomina da parte dell'Assemblea (riunitasi in data 18 giugno 2014) del dott. Augusto Buscaglia alla carica di Consigliere di Iren, il Consiglio di Amministrazione, in data 4 luglio 2014, ha provveduto a nominare lo stesso dott. Buscaglia quale membro del Comitato per la Remunerazione, previa verifica della sussistenza dei requisiti di indipendenza ex artt. 147 ter e 148, comma 3 TUF (D. Lgs. 58/98) in capo al medesimo.

Nel corso del 2014 il Comitato per la Remunerazione, si è riunito 14 volte, elaborando proposte che sono riportate nei verbali delle riunioni del Comitato medesimo.

Alle riunioni del Comitato può partecipare il Presidente del Collegio Sindacale o altro sindaco da lui designato; possono comunque partecipare anche gli altri sindaci.

Per maggiori informazioni di dettaglio si rinvia alla Relazione sul Governo Societario e gli Assetti Proprietari disponibile sul sito www.grupporen.it.

COMITATO CONTROLLO E RISCHI

In ossequio a quanto stabilito dal Codice di Autodisciplina delle società quotate, il Consiglio di Amministrazione ha costituito un Comitato controllo e rischi.

Il Comitato è composto da tre Amministratori, la maggioranza dei quali indipendenti, tra cui viene scelto il Presidente. Almeno un componente del comitato possiede un'adeguata esperienza in materia contabile e finanziaria o di gestione dei rischi (ritenuta adeguata dal Consiglio di Amministrazione al momento della nomina).

Il Comitato Controllo e Rischi svolge i seguenti compiti:

- supporta, con un'adeguata attività istruttoria, le valutazioni e le decisioni del Consiglio relative al sistema di controllo interno e di gestione dei rischi, nonché quelle relative all'approvazione delle relazioni finanziarie periodiche;
- valuta, unitamente al Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari e sentiti il revisore legale e il collegio sindacale, il corretto utilizzo dei principi contabili e, nel caso di gruppi, la loro omogeneità ai fini della redazione del Bilancio consolidato;
- esprime pareri su specifici aspetti inerenti le Risk Policies, l'identificazione dei principali rischi aziendali e il Piano di Audit;
- esamina le relazioni periodiche, aventi per oggetto la valutazione del sistema di controllo interno e di gestione dei rischi, e quelle di particolare rilevanza predisposte dalla funzione Internal Auditing;
- monitora l'autonomia, l'adeguatezza, l'efficacia e l'efficienza della funzione di Internal Auditing;
- può chiedere alla funzione di Internal Auditing lo svolgimento di verifiche su specifiche aree operative, dandone contestuale comunicazione al Presidente del Collegio Sindacale;
- riferisce al Consiglio, almeno semestralmente, sull'attività svolta nonché sull'adeguatezza del sistema di controllo interno e di gestione dei rischi.

Il Comitato controllo e rischi nello svolgimento delle proprie funzioni ha la facoltà di accedere alle informazioni e alle funzioni aziendali necessarie per lo svolgimento dei propri compiti, nonché di avvalersi di consulenti esterni, nei termini stabiliti dal Consiglio di Amministrazione.

Il Consiglio di Amministrazione di Iren S.p.A. con delibera del 27 giugno 2013 ha nominato quali componenti del Comitato per il controllo interno i seguenti tre amministratori:

- Franco Amato
- Alessandro Ghibellini
- Barbara Zanardi

In data 22 luglio 2013 il Comitato ha nominato il suo Presidente nella persona di Franco Amato.

Nel corso del 2014 il Comitato Controllo e Rischi di Iren ha tenuto 7 riunioni.

Per maggiori informazioni di dettaglio si rinvia alla Relazione sul Governo Societario e gli Assetti Proprietari disponibile sul sito www.gruppoiren.it.

COMITATO PER LE OPERAZIONI CON PARTI CORRELATE

In data 3 dicembre 2013, il Consiglio di Amministrazione, a seguito dell'approvazione del nuovo Regolamento interno sulle operazioni con parti correlate ed in conformità al medesimo, ha costituito un apposito Comitato per le Operazioni con Parti Correlate (COPC).

Il Comitato è composto da tre Amministratori in possesso dei requisiti di indipendenza previsti dagli artt. 147-ter comma 4 e 148, comma 3 del TUF (D. Lgs. 58/98) e degli ulteriori requisiti previsti dall'art. 3 del vigente Codice di Autodisciplina adottato dalla Società. Al fine di garantire il doppio requisito dell'indipendenza e della non correlazione nella singola operazione da esaminare, è previsto che il COPC venga integrato con altri amministratori indipendenti e "non correlati nella singola operazione da esaminare" presenti nel Consiglio di Amministrazione della Società, attribuendo al Presidente del COPC il compito di individuare un sotto comitato (i c.d. Membri Designati) composto di tre amministratori indipendenti e non correlati in relazione alla singola operazione con parte correlata da esaminare.

Con riferimento alle operazioni di minor rilevanza, ai sensi del Regolamento, qualora non vi sia neppure un membro del COPC indipendente e non correlato e nel Consiglio di Amministrazione non vi siano altri

amministratori dotati dei requisiti necessari ad integrare la composizione del COPC, il parere motivato non vincolante sarà fornito da un esperto indipendente nominato dal presidente del Comitato, sentito il Presidente del Collegio Sindacale.

Con riferimento alle operazioni di maggior rilevanza, individuate come tali ai sensi del Regolamento, qualora non vi siano almeno tre amministratori indipendenti non correlati, il Presidente del Comitato provvederà a designare uno o, se possibile, due amministratori indipendenti e non correlati; qualora non vi siano amministratori indipendenti e non correlati, tali attività saranno svolte dal collegio sindacale o da un esperto indipendente nominato dal presidente del Comitato sentito il Presidente del Collegio Sindacale.

Il COPC esprime il proprio parere in relazione all'effettuazione delle operazioni di minore e maggiore rilevanza con Parti Correlate e, in generale, svolge anche tutte le altre funzioni assegnate in materia di operazioni con Parti Correlate, ai sensi del Regolamento Consob in tema di operazioni con parti correlate.

In data 3 dicembre 2013, il Consiglio di Amministrazione di Iren ha nominato quali membri del Comitato Operazioni Parti Correlate i seguenti amministratori:

- Franco Amato
- Fabiola Mascardi
- Barbara Zanardi

In data 16 dicembre 2013 il Comitato ha nominato il suo Presidente nella persona di Barbara Zanardi. Nel corso del 2014 il COPC si è riunito 9 volte, elaborando proposte che sono riportate nei verbali delle riunioni del Comitato medesimo.

Per maggiori informazioni di dettaglio si rinvia alla Relazione sul Governo Societario e gli Assetti Proprietari disponibile sul sito www.gruppoiren.it.

COMPOSIZIONE DEI COMITATI

Comitato per la Remunerazione e le Nomine	Comitato Controllo e Rischi	Comitato per le Operazioni con Parti Correlate
Fabiola Mascardi (Presidente)	Franco Amato (Presidente)	Barbara Zanardi (Presidente)
Augusto Buscaglia (1)	Alessandro Ghibellini	Fabiola Mascardi
Ettore Rocchi	Barbara Zanardi	Franco Amato

(1) E' stato nominato membro del Comitato Remunerazioni in data 4 luglio 2014 in sostituzione del sig. Firpo.

COLLEGIO SINDACALE

Il Collegio Sindacale si compone di tre sindaci effettivi e due sindaci supplenti che durano in carica per tre esercizi, con scadenza alla data dell'assemblea convocata per l'approvazione del bilancio relativo all'ultimo esercizio della loro carica e sono rieleggibili.

Il Collegio Sindacale in carica è stato nominato dall'Assemblea Ordinaria di Iren del 14 maggio 2012 e rimarrà in carica fino all'approvazione del bilancio di esercizio che si chiuderà il 31 dicembre 2014.

I componenti del Collegio Sindacale in carica sono indicati nella tabella che segue.

Carica	Nome e Cognome	Luogo di nascita	Data di nascita
Presidente	Paolo Peveraro	Castel San Giovanni (PC)	5 luglio 1956
Sindaco Effettivo	Anna Maria Fellegara	Borgonovo Val Tidone (PC)	18 gennaio 1958
Sindaco Effettivo	Aldo Milanese	Mondovì (CN)	27 gennaio 1944
Sindaco Supplente	Alessandro Cotto	Asti	23 ottobre 1970
Sindaco Supplente	Emilio Gatto	Genova	1 ottobre 1969

Gli artt. 27 e seg. dello Statuto, cui espressamente si rimanda, stabiliscono le modalità di nomina del Collegio Sindacale attraverso il voto di lista.

I membri del Collegio Sindacale assistono alle Assemblee ed alle riunioni del Consiglio di Amministrazione. La presenza di almeno un membro del Collegio Sindacale alle sedute del Consiglio di Amministrazione

assicura l'informativa al Collegio Sindacale sull'attività svolta dalla società e sulle operazioni di maggior rilievo economico, finanziario e patrimoniale effettuate dalla stessa e dalle sue controllate ed in particolare sulle operazioni nelle quali gli amministratori abbiano un interesse.

Il Collegio Sindacale ha vigilato sull'indipendenza della società di revisione e, nello svolgimento della propria attività si è coordinato con la funzione Internal Audit e con il Comitato Controllo e Rischi, partecipando alle relative riunioni.

Nel corso del 2014 si sono tenute 16 riunioni del Collegio Sindacale.

Per maggiori informazioni di dettaglio si rinvia alla Relazione sul Governo Societario e gli Assetti Proprietari disponibile sul sito www.gruppoiren.it.

Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili e societari

Dott. Massimo Levrino (Direttore Amministrazione, Finanza e Controllo)

Società di Revisione

Pricewaterhouse Coopers S.p.A. - Incarico conferito dall'assemblea degli Azionisti in data 14 maggio 2012 per il novennio 2012-2020.

Dichiarazione circa l'osservanza delle norme in materia di governo societario

Il sistema di corporate governance di IREN è in linea con le previsioni del Testo Unico e del Codice di Autodisciplina. In particolare, lo Statuto Sociale è coerente con le disposizioni del Testo Unico e le altre previsioni di legge o regolamento applicabili alle società quotate.

In particolare lo Statuto prevede, fra l'altro, che:

- gli amministratori debbano essere in possesso dei requisiti previsti dalla legge e dalle norme regolamentari in materia (articolo 147-quinquies del Testo Unico);
- almeno due componenti del Consiglio di Amministrazione debbano possedere i requisiti di indipendenza stabiliti dalla normativa applicabile (articolo 147-ter, quarto comma del Testo Unico);
- la nomina dei componenti dell'intero Consiglio di Amministrazione avvenga sulla base di liste (articolo 147-ter, primo comma, del Testo Unico);
- agli azionisti di minoranza spetti la nomina di almeno due dei Consiglieri di Amministrazione (articolo 147-ter, terzo comma del Testo Unico);
- sia rispettato l'equilibrata rappresentanza tra i generi nella composizione degli organi sociali (legge 12 luglio 2011 n. 120 sulla parità di accesso agli organi di amministrazione e controllo delle società quotate);
- un componente effettivo e un componente supplente del Collegio Sindacale siano eletti dalla lista presentata dalla minoranza (articolo 148, secondo comma del Testo Unico);
- il Presidente del Collegio Sindacale ed un sindaco supplente siano nominati sulla base della lista presentata dalla minoranza (articolo 148, comma 2-bis del Testo Unico);
- sia nominato un soggetto preposto alla redazione dei documenti contabili societari, fissandone i requisiti di professionalità ed i poteri e i compiti attribuiti allo stesso (articolo 154-bis del Testo Unico).

Cumulo massimo di incarichi ricoperti in altre società

Secondo il Nuovo Codice di Autodisciplina di IREN, gli amministratori accettano la carica quando ritengono di poter dedicare allo svolgimento diligente dei loro compiti il tempo necessario, anche tenendo conto del numero di cariche di amministratore o sindaco da essi ricoperte in altre società quotate in mercati regolamentati (anche esteri), in società finanziarie, bancarie, assicurative o di rilevanti dimensioni.

Il Consiglio di Amministrazione, inoltre, sulla base dell'impegno richiesto agli amministratori per lo svolgimento dell'incarico in IREN, può esprimere il proprio orientamento in merito al numero massimo di incarichi di amministratore o sindaco nelle società di cui al comma precedente che possa essere considerato compatibile con l'assolvimento di tale impegno. A tal fine può proporre ai Soci l'introduzione nello statuto sociale di particolari disposizioni finalizzate a regolare coerentemente la nomina degli amministratori.

Amministratore incaricato del sistema di controllo interno e di gestione dei rischi

Ai sensi dell'art. 8.1 Codice di Autodisciplina, il Consiglio di Amministrazione, con deliberazione del 17 settembre 2013, avuto riguardo alle deleghe conferite al Vice Presidente dr. Andrea Viero lo ha nominato Amministratore incaricato del sistema di controllo interno e di gestione dei rischi.

L'Amministratore incaricato del sistema di controllo interno e di gestione dei rischi:

- a) verifica l'identificazione dei principali rischi aziendali, tenendo conto delle caratteristiche delle attività svolte da IREN S.p.A. e dalle sue controllate, la definizione delle Risk Policies e del Piano di Audit e verifica affinché i medesimi vengano sottoposti periodicamente all'esame del Collegio Sindacale, del Comitato controllo e rischi e del Consiglio di Amministrazione;
- b) verifica affinché:
 - (i) sia data esecuzione alle linee di indirizzo definite dal Consiglio di Amministrazione;
 - (ii) si provveda alla progettazione, alla realizzazione e alla gestione del sistema di controllo interno e di gestione dei rischi e verificandone costantemente l'adeguatezza e l'efficacia;
- c) verifica affinché tale sistema venga adattato alla dinamica delle condizioni operative e del panorama legislativo e regolamentare;
- d) può chiedere alla funzione Internal audit lo svolgimento di verifiche su specifiche aree operative e sul rispetto delle regole e procedure interne nell'esecuzione di operazioni aziendali, dandone contestuale comunicazione al Presidente del Consiglio di Amministrazione, al Presidente del Comitato controllo e rischi e al Presidente del Collegio Sindacale;
- e) riferisce tempestivamente al Comitato controllo e rischi (o al Consiglio di Amministrazione) in merito a problematiche e criticità emerse nello svolgimento della propria attività o di cui abbia avuto comunque notizia, affinché il Comitato (o il Consiglio) possa prendere le opportune iniziative.

In data 22 dicembre 2014, a seguito della rinuncia da parte del Vice Presidente (dott. Andrea Viero) a talune delle deleghe al medesimo conferite dal Consiglio di Amministrazione in data 27 giugno 2013 tra cui quelle inerenti l'Internal Auditing, il Consiglio di Amministrazione ha provveduto alla relativa attribuzione al Presidente del Consiglio di Amministrazione, incaricato di sovraintendere alla funzionalità del sistema di controllo interno e di internal auditing.

Requisiti degli amministratori

Tutti i membri del Consiglio di Amministrazione della Società sono muniti dei requisiti di onorabilità di cui all'articolo 147-quinquies del Testo Unico.

I Consiglieri di Amministrazione Franco Amato, Anna Ferrero, Fabiola Mascardi, Ettore Rocchi e Barbara Zanardi sono inoltre muniti dei requisiti di indipendenza previsti dall'articolo 148, terzo comma, del Testo Unico e dall'articolo 3.3. del Nuovo Codice di Autodisciplina.

Modello organizzativo ai sensi del D. Lgs. 231/2001

IREN e le principali società del Gruppo hanno adottato modelli di organizzazione, gestione e controllo ai sensi del D. Lgs. n. 231/2001 con l'obiettivo di configurare un sistema strutturato ed organico di procedure e di attività di controllo volte a prevenire, per quanto possibile, condotte che possano integrare la commissione dei reati contemplati dal D. Lgs. 231/2001.

Accanto al Modello di Organizzazione Gestione e Controllo, l'Emittente ha adottato, con delibera del Consiglio di Amministrazione del 10 dicembre 2010, anche il Codice Etico.

La Società ha optato per una composizione collegiale del proprio Organismo di Vigilanza con l'obiettivo di soddisfare i requisiti di autonomia, indipendenza, professionalità e continuità d'azione sopra richiamati.

Il Consiglio di Amministrazione ha deliberato di nominare tre componenti dell'Organismo di Vigilanza nelle persone del prof. Adalberto Alberici (presidente), prof. Marco Elefanti (subentrato in data 28 agosto 2014 al dr. Alberto Valotti dimessosi dall'incarico in data 16 luglio 2014) e dr. Maurilio Battioni.

L'Organismo di Vigilanza di IREN svolge, avvalendosi della funzione Internal audit, verifiche sugli ambiti di attività risultati a rischio ai sensi del D. Lgs. 231/2001 e riferisce semestralmente al Consiglio di Amministrazione circa le attività svolte e le risultanze emerse. Ove ritenuto necessario, l'Organismo di Vigilanza esprime suggerimenti volti a migliorare il sistema di controllo delle attività e ne monitora l'attuazione.

Sia la parte generale del Modello sia il Codice Etico sono disponibili sul sito internet della Società www.gruppoiren.it nella sezione investor relations/corporate governance/altri documenti societari.

Gestione finanziaria

Al fine di ottimizzare la struttura e le condizioni di accesso al finanziamento esterno sono state adottate soluzioni organizzative orientate ad una gestione finanziaria accentrata a livello di Gruppo, gestione svolta direttamente da IREN S.p.A..

In tale prospettiva, i finanziamenti a medio/lungo termine sono assunti nei confronti del sistema creditizio in capo ad IREN, con destinazione successiva dei fondi alle Società del Gruppo a sostegno degli investimenti realizzati dalle medesime Società, sulla base di contratti di finanziamento intercompany.

E' stata approvata la nuova regolamentazione dei rapporti finanziari fra la Capogruppo e le Società di Primo Livello, concernenti sia la gestione accentrata (cash pooling) delle risorse disponibili all'interno del Gruppo per il funzionamento quotidiano (circolante), sia la gestione delle risorse destinate a sostenere gli investimenti a medio / lungo termine. Le condizioni dei contratti intercompany, stipulati sulla base di tale regolamentazione, sono state definite sulla base delle condizioni alle quali la Capogruppo si approvvigiona sul mercato finanziario.

Consolidato fiscale

A partire dall'esercizio 2010 la società Iren S.p.A., ha optato per il regime fiscale del Consolidato domestico di cui agli artt. 117 e seguenti del nuovo TUIR. Detto regime consiste nella determinazione dell'IRES sulla base imponibile di Gruppo corrispondente alla somma algebrica degli imponibili positivi e negativi delle singole società che partecipano al consolidato opportunamente rettificato per le variazioni di consolidamento.

Per il 2014, tutti i rapporti, economici e giuridici, tra le parti sono stati disciplinati da apposito contratto interaziendale tra le società coinvolte e la consolidante Iren S.p.A..

Il perimetro di consolidamento fiscale, oltre alla consolidante Iren S.p.A., include quindi, senza soluzione di continuità, le seguenti società: AEM Torino Distribuzione, Iren Servizi e Innovazione, Iren Acqua Gas, Iren Mercato, Iren Energia, Iren Gestioni Energetiche, AGA, Mediterranea delle Acque, Immobiliare delle Fabbriche, Nichelino Energia, Eniatel, Tecnoborgo, Iren Ambiente, Iren Emilia e Genova Reti Gas, Iren Ambiente Holding, Iren Rinnovabili, Green Suorce, Enia Solaris, Varsi Fotovoltaico, Millenaria Fotovoltaico, Agriren e TLR V.

In particolare, nel suddetto contratto vengono contemplate le modalità di trasferimento del reddito IRES, la remunerazione che ne consegue, nonché gli effetti di eventuali interruzioni del suddetto regime o del mancato rinnovo dello stesso.

La Legge 24 dicembre 2007, n. 244 (Finanziaria 2008), con effetto dal periodo d'imposta 2008, ha radicalmente modificato la disciplina della tassazione di gruppo, sopprimendo tutte le rettifiche di consolidamento previste dall'art. 122 TUIR, abrogando la disciplina relativa ai trasferimenti infragruppo di cui all'art. 123 TUIR e introducendo la possibilità, a determinate condizioni, di portare in deduzione del reddito del consolidato le eccedenze di interessi passivi eventualmente maturate in capo alle società partecipanti per effetto delle nuove disposizioni sulla deducibilità degli interessi passivi di cui all'art. 96 del TUIR.

Per effetto delle modifiche normative il Regolamento in vigore, in conformità a quanto previsto dall'art. 22 dello stesso, è stato redatto salvaguardando i principi sopra enunciati.

A seguito dell'opzione per il consolidato fiscale domestico, a fronte del reddito imponibile conseguito e trasferito alla società consolidante, la consolidata si obbliga a riconoscere alla società consolidante "conguagli per imposte" pari alle imposte dovute sul reddito trasferito al netto dei crediti per IRES trasferiti. Nel Regolamento vengono inoltre evidenziati gli altri obblighi dei contraenti tra cui quello relativo agli invii di flussi informativi da parte delle consolidate affinché la Consolidante riesca a determinare il Reddito complessivo di gruppo ai fini IRES.

In appositi paragrafi vengono indicate le conseguenze relative all'interruzione anticipata del consolidato, al mancato rinnovo ed alle responsabilità delle parti in caso di errori a loro imputabili ai sensi dell'articolo 127 comma 2 del TUIR.

Con riferimento alle società del gruppo che operano nei settori della produzione, commercializzazione, trasporto o distribuzione del gas naturale o dell'energia elettrica, anche da fonti rinnovabili, si precisa che le stesse sono soggette all'addizionale IRES del 6,5% (aumentata al 10,5% per gli esercizi 2011, 2012 e 2013 e rimasta invariata per l'esercizio 2014). Detta addizionale deve essere liquidata in modo autonomo da dette società anche se partecipanti al consolidato fiscale. Con sentenza dell'11 febbraio 2015 la Corte Costituzionale ha ritenuto incostituzionale l'addizionale IRES e pertanto dall'esercizio 2015 non sarà più applicata.

Opzione per l'IVA di Gruppo

Da un punto di vista procedurale, per l'esercizio 2014, la liquidazione dell'IVA di Gruppo ha comportato il trasferimento in capo alla controllante Iren S.p.A. di tutti gli obblighi relativi alle liquidazioni ed ai versamenti periodici IVA.

Le società che hanno partecipato alla procedura di liquidazione sono, oltre alla capogruppo Iren S.p.A., le seguenti: Iren Energia S.p.A., Iren Servizi e Innovazione S.p.A. (ex Iride Servizi S.p.A.), Iren Acqua Gas S.p.A., Iren Mercato S.p.A., AEM Torino Distribuzione S.p.A., Iren Gestioni Energetiche (ex CAE AMGA Energia S.p.A.), Genova Reti Gas, Iren Ambiente S.p.A., Iren Emilia S.p.A., Enia Solaris S.p.A., Idrotigullio, TLR V, IREN

Rinnovabili, Mediterranea delle Acque, Nichelino Energia e Azienda Energia e Servizi Torino (fino al 30 giugno 2014).

Operazioni con parti correlate

Il Consiglio di Amministrazione di IREN, in data 30 novembre 2010, ha adottato il “Regolamento Interno in materia di operazioni con parti correlate”, emanato in attuazione:

- a) delle disposizioni in materia di operazioni con parti correlate di cui all’art. 2391-bis del codice civile;
- b) delle disposizioni di cui all’art. 114 del D. Lgs. 24 febbraio 1998, n. 58 (il “TUF”);
- c) 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”).

Il Regolamento è applicato a far data dal 1° gennaio 2011.

Le previsioni relative all’informativa al pubblico previste dal Regolamento Consob e dal presente Regolamento sono state applicate a far data dal 1° dicembre 2010.

Il Regolamento, inoltre, è stato emendato in data 6 febbraio 2013 in applicazione del Nuovo Codice di Autodisciplina.

A seguito delle novità intervenute nella governance di Iren (assemblea straordinaria dei soci del 19 giugno 2013 che ha approvato il nuovo statuto sociale e assemblea ordinaria dei soci del 27 giugno 2013 che ha nominato il nuovo CdA), si è reso necessario rivedere ulteriormente il Regolamento relativo alle operazioni con parti correlate.

Pertanto, il Consiglio di Amministrazione di IREN, in data 3 dicembre 2013 e con il parere favorevole del Comitato Controllo e Rischi, ha adottato una nuova versione del “Regolamento Interno in materia di operazioni con parti correlate”.

Il “Regolamento interno in materia di operazioni con parti correlate” (di seguito anche “Regolamento OPC”) è pubblicato sul sito IREN (www.gruppoiren.it) e, in sintesi, prevede:

- a) l’individuazione delle parti correlate;
- b) cosa si intende per operazione con parte correlata;
- c) operazioni di importo esiguo;
- d) operazioni di minore rilevanza e relativa procedura;
- e) operazioni di maggiore rilevanza e relativa procedura;
- f) casi di esclusione;
- g) costituzione del Comitato per le operazioni con parti correlate;
- h) operazioni di competenza assembleare;
- i) modifiche allo statuto da sottoporre all’assemblea straordinaria dei soci di Iren;
- j) forme di pubblicità.

Il Regolamento è stato definito in coordinamento con quanto previsto dalle procedure amministrative e contabili di cui all’art. 154-bis del D. Lgs. n. 58/1998 (Testo Unico della Finanza).

Il Regolamento è stato emanato in applicazione della normativa vigente in materia di operazioni con parti correlate ed ha per scopo, in particolare,

- (i) disciplinare l’effettuazione delle operazioni con parti correlate da parte di Iren, direttamente o per il tramite di società controllate, individuando procedure e regole interne idonee ad assicurare la trasparenza e la correttezza sostanziale e procedurale di tali operazioni, nonché
- (ii) stabilire le modalità di adempimento dei relativi obblighi informativi, ivi compresi quelli previsti dalle disposizioni di legge e regolamentari vigenti e applicabili.

Il Consiglio di Amministrazione – nella seduta del 3 dicembre 2013 – ha individuato tre amministratori - tutti in possesso dei requisiti di indipendenza previsti dagli artt. 147-ter comma 4 e 148, comma 3 del TUF e degli ulteriori requisiti previsti dal vigente Codice di Autodisciplina adottato dalla Società – che costituiscono il Comitato per le operazioni con parti correlate:

- Franco Amato
- Fabiola Mascardi
- Barbara Zanardi

La Società e le Società dalla stessa controllate informano i rapporti con parti correlate a principi di trasparenza e correttezza, resi noti nella Relazione sulla Gestione (a norma dell’art. 2391 bis del Codice Civile). Buona parte di tali rapporti attengono a prestazioni fornite alla generalità della clientela (fornitura di

gas, acqua, energia elettrica, calore 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.

Nel corso delle riunioni tenutesi nel corso del 2014, il Comitato per le Operazioni con Parti Correlate è stato investito dell'esame di operazioni intercorse tra Società del Gruppo e soggetti qualificati come parti correlate. In particolare:

- a gennaio 2014, è stato definitivamente completato l'esame ed emesso parere favorevole sull'operazione di minor rilevanza (sottoposta al COPC nel dicembre 2013) con la parte correlata Comune di Genova, per il tramite della sua controllata Sportin Genova, mirata ad addivenire ad un accordo per il rientro dei crediti vantati da tre società del gruppo IREN (Iren Mercato SpA; CAE SpA, Mediterranea delle Acque SpA) verso la suddetta controllata del Comune di Genova;
- a gennaio 2014, vi è stata l'operazione con la parte correlata Comune di Torino e la società del Gruppo IREN Mercato relativa alla modifica di una clausola in tema di interessi moratori contenuta nel vigente contratto per la somministrazione del teleriscaldamento. A seguito di attenta valutazione, sulla base dei dati forniti dall'AD di IME, è stato rilevato che la conclusione dell'operazione, stante l'esiguità del valore della medesima (inferiore a € 500.000), non necessitava di preventivo esame e parere da parte del COPC;
- nel periodo giugno/ottobre 2014, è stata l'esaminata ed è stato emesso parere favorevole sull'operazione di minor rilevanza con la parte correlata Comune di Torino mirata a perfezionare un Accordo tra la controllata IREN Servizi e Innovazione S.p.A. e la Città di relativa al "Progetto Torino LED – Efficienza energetica per l'illuminazione pubblica";
- sempre nel periodo giugno/ottobre 2014, è stata l'esaminata ed è stato emesso parere favorevole sull'operazione di minor rilevanza con la parte correlata Comune di Torino mirata a perfezionare l'Addendum 2014 all'Accordo sottoscritto a fine 2012 tra la Città di Torino e il Gruppo IREN (in specie IRIDE Servizi, ora IREN Servizi e Innovazione) avente ad oggetto la revisione dei contratti/convenzioni in essere;
- a novembre 2014, è stata l'esaminata ed è stato emesso parere favorevole sull'operazione di minor rilevanza con la parte correlata Comune di Torino inerente la cessione ad AMIAT V. SpA (controllata indirettamente da IREN SpA) da parte di FCT Holding s.r.l. (controllata al 100% dal Comune di Torino) di una quota pari al 31% del capitale sociale di AMIAT S.p.A..

Rapporti con i Comuni soci-parti correlate

I rapporti intrattenuti da parte di IREN S.p.A., direttamente oppure tramite proprie società controllate, con i Comuni soci identificati come parti correlate (i Comuni di Reggio Emilia, di Parma e di Piacenza, Finanziaria Sviluppo Utilities S.r.l. ed i Comuni di Torino e Genova), sono prevalentemente rapporti a carattere commerciale definiti sulla base di Convenzioni oppure di singoli rapporti contrattuali che regolano le condizioni per lo svolgimento dei diversi servizi da parte dell'azienda.

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 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.

Iren S.p.A. fornisce una serie di servizi a favore di Finanziaria Sviluppo Utilities S.r.l., veicolo societario attraverso il quale i Comuni di Genova e Torino detengono la partecipazione in Iren S.p.A., nei settori Legale, Amministrazione, Finanza, Fiscale, sulla base di specifici contratti che prevedono una adeguata remunerazione delle prestazioni.

Le informazioni relative ai rapporti patrimoniali, economici e finanziari con le parti correlate sono riportate nelle Note esplicative del bilancio semestrale e di quello annuale.

Rapporti con altri soci parti correlate

Gli Amministratori di Iren, in base al “Regolamento Interno in materia di operazioni con parti correlate”, hanno qualificato il Gruppo Intesa San Paolo come parte correlata.

La Società ha rapporti di natura finanziaria con il Gruppo Intesa San Paolo, che riguardano principalmente diverse forme di finanziamento quali mutui, linee di credito e conti correnti.

Rapporti con società controllate

Services Intercompany

Per sfruttare al meglio le sinergie organizzative emergenti dalla fusione fra IRIDE ed Enia, la configurazione di Iren è stata disegnata sul modello di una Holding, dotata di strutture di staff adeguate a sostenere l'attività di coordinamento del Gruppo, e ad affrontare le più rilevanti problematiche di interesse generale. Pertanto Iren è in grado di fornire prestazioni professionali a favore delle Società di Primo Livello e controllate, secondo le esigenze da queste manifestate, sulla base di contratti di services stipulati fra le parti.

Tutte le attività suddette sono regolate da appositi contratti di servizio improntati a condizioni di mercato.

Rapporti con Amministratori

Per le informazioni concernenti i compensi dei key managers si rimanda all'apposita Relazione sulla remunerazione pubblicata ai sensi dell'art. 123 – ter del TUF.

ALTRE INFORMAZIONI

Codice in materia di protezione dei dati personali

Nell'ambito delle attività previste dal D.Lgs. 196/03, denominato “Codice in materia di protezione dei dati personali”, in ciascuna Società del Gruppo sono state attuate attività utili a valutare il sistema di protezione delle informazioni assoggettate a tale normativa.

Per quanto riguarda IREN S.p.A., tali attività hanno portato alla predisposizione di un sistema di gestione del trattamento dei dati ed alla loro sicurezza coerente con la normativa e allineato all'evoluzione organizzativa che ha interessato la Capogruppo.

Tale sistema, una volta completata la fase di attuazione in corso, risulterà ulteriormente adeguato agli adempimenti richiesti dalla normativa in materia di protezione dei dati personali gestiti da IREN S.p.A.

Attestazioni ex art. 2.6.2 del Regolamento di Borsa

Con riferimento alle attestazioni di cui all'art. 2.6.2 comma 15 del Regolamento di Borsa relative all'adeguamento alle condizioni di cui all'art. 36 e ss. del Regolamento Mercati di CONSOB, si segnala che la società non controlla società costituite e regolate dalla legge di stati non appartenenti all'Unione Europea di significativa rilevanza secondo le disposizioni di cui al titolo VI, capo II del regolamento adottato dalla CONSOB con delibera n. 11971 del 1999 e successive modificazioni. Pertanto le disposizioni contenute nel comma 1 dell'art. 36 del Regolamento Mercati non risultano essere applicabili. Riguardo alle condizioni previste dall'art. 37 del Regolamento Mercati si evidenzia che la società non è sottoposta all'attività di direzione e coordinamento di altra società.

Relazione sul Governo societario e gli assetti societari e Relazione sulle remunerazioni

La Relazione sul Governo societario e gli assetti societari e la Relazione sulle remunerazioni, approvate dall'organo di amministrazione e pubblicate congiuntamente alla Relazione sulla gestione, comprendono le informazioni non richiamate nel precedente capitolo “Corporate Governance”, così come previste dagli articoli 123 bis e 123 ter del Decreto legislativo 24 febbraio 1998 n. 58 e successive modificazioni ed integrazioni.

PROPOSTE DEL CONSIGLIO DI AMMINISTRAZIONE ALL'ASSEMBLEA DEGLI AZIONISTI

PROPOSTE RELATIVE AL PUNTO ALL'ORDINE DEL GIORNO "Bilancio di esercizio al 31 dicembre 2014 e Relazione sulla gestione: deliberazioni inerenti e conseguenti."

Signori Azionisti,

in relazione a quanto precedentemente esposto, Vi proponiamo:

- di approvare il bilancio dell'esercizio al 31 dicembre 2014 che chiude con un utile di Euro 50.096.527,17.
- di approvare la seguente proposta di distribuzione dell'utile:

Utile dell'esercizio di Iren S.p.A. Euro 50.096.527,17

Alla riserva legale il 5% dell'utile d'esercizio Euro 2.504.826,36

Agli Azionisti un dividendo unitario pari a Euro 0,0372 da assegnare alle 1.181.725.677 azioni ordinarie e alle 94.500.000 azioni di risparmio del valore nominale di 1 euro in pagamento a partire dal giorno 24 giugno 2015 contro stacco cedola il 22 giugno 2015 e record date il 23 giugno per un totale di Euro 47.475.595,18.

Alla Riserva straordinaria Euro 116.105,63

- approvare la distribuzione di un dividendo straordinario unitario pari a Euro 0,0151, attingendo dalla Riserva Straordinaria, da assegnare alle 1.181.725.677 azioni ordinarie e alle 94.500.000 azioni di risparmio del valore nominale di 1 euro in pagamento a partire dal giorno 24 giugno 2015 contro stacco cedola il 22 giugno 2015 e record date il 23 giugno 2015, per un totale di Euro 19.271.007,72

Pertanto, se approvate le suddette proposte, il dividendo unitario complessivo da assegnare a ciascuna delle 1.181.725.677 azioni ordinarie e delle 94.500.000 azioni di risparmio del valore nominale di 1 euro in pagamento a partire dal giorno 24 giugno 2015, contro stacco della cedola il 22 giugno 2015 e record date il 23 giugno 2015, sarà pari a Euro 0,0523, per un totale di Euro 66.746.602,91

Per il Consiglio di Amministrazione
Il Presidente
Francesco Profumo



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 orange color. On the left side, there are several thick, curved lines in blue, green, red, white, and yellow that sweep across the page from top to bottom. The text is centered in the middle-right area.

Bilancio Consolidato e Note esplicative

al 31 dicembre 2014

PROSPETTO DELLA SITUAZIONE PATRIMONIALE - FINANZIARIA

migliaia di euro

	Note	31.12.2014	di cui parti correlate	31.12.2013 (*)	di cui parti correlate	1.1.2013 (*)	di cui parti correlate
ATTIVITA'							
Attività materiali	(1)	2.992.246		2.567.337		2.257.518	
Investimenti immobiliari	(2)	14.427		14.457		926	
Attività immateriali a vita definita	(3)	1.234.670		1.178.214		1.142.962	
Avviamento	(4)	124.407		124.407		125.407	
Partecipazioni valutate con il metodo del Patrimonio Netto	(5)	235.102		426.242		725.062	
Altre partecipazioni	(6)	17.817		15.491		29.808	
Crediti commerciali non correnti	(7)	51.232		18.506		-	
Attività finanziarie non correnti	(8)	66.439	65.143	79.424	77.245	142.043	139.793
Altre attività non correnti	(9)	47.006	11.926	52.982	19.843	32.510	2.759
Attività per imposte anticipate	(10)	277.678		305.915		211.136	
Totale attività non correnti		5.061.024		4.782.975		4.667.372	
Rimanenze	(11)	81.659		106.618		87.905	
Crediti commerciali	(12)	977.964	237.159	979.763	119.144	1.219.498	158.849
Crediti per imposte correnti	(13)	19.334		5.042		8.283	
Crediti vari e altre attività correnti	(14)	233.434	84	197.205	5.691	246.721	8.886
Attività finanziarie correnti	(15)	471.301	462.364	418.407	414.675	404.703	385.480
Cassa e altre disponibilità liquide equivalenti	(16)	51.601	2.830	50.222	2.326	26.681	2.668
Totale attività correnti		1.835.293		1.757.257		1.993.791	
Attività destinate ad essere cedute	(17)	10.762		1.001		4.787	
TOTALE ATTIVITA'		6.907.079		6.541.233		6.665.950	

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

	Note	31.12.2014	di cui parti correlate	31.12.2013 (*)	di cui parti correlate	1.1.2013 (*)	di cui parti correlate
migliaia di euro							
PATRIMONIO NETTO							
Patrimonio netto attribuibile ai soci della Capogruppo							
Capitale sociale		1.276.226		1.276.226		1.276.226	
Riserve e Utili (Perdite) a nuovo		401.198		415.721		463.629	
Risultato netto del periodo		85.795		80.554		-	
Totale patrimonio netto di pertinenza della Capogruppo		1.763.219		1.772.501		1.739.855	
Patrimonio netto di pertinenza dei Terzi		230.330		216.526		214.402	
TOTALE PATRIMONIO NETTO	(18)	1.993.549		1.989.027		1.954.257	
PASSIVITA'							
Passività finanziarie non correnti	(19)	2.210.821	94.661	1.841.116	170.004	2.137.465	177.162
Benefici ai dipendenti	(20)	148.971		113.198		98.964	
Fondi per rischi ed oneri	(21)	319.661		283.685		271.498	
Passività per imposte differite	(22)	162.343		173.198		102.720	
Debiti vari e altre passività non correnti	(23)	200.625	-	188.484	363	152.693	363
Totale passività non correnti		3.042.421		2.599.681		2.763.340	
Passività finanziarie correnti	(24)	664.204	67.314	714.320	103.942	533.518	199.327
Debiti commerciali	(25)	874.723	44.232	947.190	62.026	1.106.130	86.199
Debiti vari e altre passività correnti	(26)	248.583	4.762	205.348	275	223.862	4.971
Debiti per imposte correnti	(27)	1.869		10.952		3.274	
Fondi per rischi ed oneri quota corrente	(28)	81.730		74.709		81.548	
Totale passività correnti		1.871.109		1.952.519		1.948.332	
Passività correlate ad attività destinate ad essere cedute	(29)	-		6		21	
TOTALE PASSIVITA'		4.913.530		4.552.206		4.711.693	
TOTALE PATRIMONIO NETTO E PASSIVITA'		6.907.079		6.541.233		6.665.950	

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

PROSPETTO DI CONTO ECONOMICO

		migliaia di euro			
	Note	Esercizio 2014	di cui parti correlate	Esercizio 2013 (*)	di cui parti correlate
Ricavi					
Ricavi per beni e servizi	(30)	2.633.866	181.398	3.163.905	191.700
Variazione dei lavori in corso	(31)	(212)	216	(355)	
Altri proventi	(32)	267.663	4.294	207.872	2.923
- di cui non ricorrenti		20.944		-	
Totale ricavi		2.901.317		3.371.422	
Costi operativi					
Costi materie prime sussidiarie di consumo e merci	(33)	(1.027.898)	(92.806)	(1.456.240)	(125.165)
Prestazioni di servizi e godimento beni di terzi	(34)	(914.436)	(30.235)	(1.033.962)	(135.369)
Oneri diversi di gestione	(35)	(102.181)	(7.956)	(86.014)	(3.722)
Costi per lavori interni capitalizzati	(36)	23.169		22.409	
Costo del personale	(37)	(306.763)		(258.426)	
- di cui non ricorrenti		(36.159)		-	
Totale costi operativi		(2.328.109)		(2.812.233)	
MARGINE OPERATIVO LORDO		573.208		559.189	
Ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni					
Ammortamenti	(38)	(238.313)		(198.660)	
Accantonamenti e svalutazioni	(39)	(49.428)		(104.036)	
- di cui relativi ad operazioni non ricorrenti				(5.262)	
Totale ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni		(287.741)		(302.696)	
RISULTATO OPERATIVO		285.467		256.493	
Gestione finanziaria					
Proventi finanziari	(40)	27.409	19.777	27.932	19.110
Oneri finanziari		(129.895)	(7.104)	(107.889)	(12.464)
Totale gestione finanziaria		(102.486)		(79.957)	
Risultato di partecipazioni contabilizzate con il metodo del patrimonio netto	(41)	8.984		46.772	
Rettifica di valore di partecipazioni	(42)	26.493		(28.113)	
Risultato prima delle imposte		218.458		195.195	
Imposte sul reddito	(43)	(116.069)		(103.240)	
Risultato netto delle attività in continuità		102.389		91.955	
Risultato netto da attività operative cessate	(44)	-		-	
Risultato netto del periodo		102.389		91.955	
attribuibile a:					
- Utile (perdita) di pertinenza del Gruppo		85.795		80.554	
- Utile (perdita) di pertinenza di terzi	(45)	16.594		11.401	
Utile per azione ordinarie e di risparmio	(46)				
- base (euro)		0,07		0,06	
- diluito (euro)		0,07		0,06	

(*) I valori comparativi dell'esercizio 2013 sono stati rideterminati a seguito dell'applicazione dell'IFRS 11 "Accordi a controllo congiunto".

PROSPETTO DELLE ALTRE COMPONENTI DI CONTO ECONOMICO COMPLESSIVO

	Note	migliaia di euro	
		Esercizio 2014	Esercizio 2013 (*)
Utile/(perdita) del periodo - Gruppo e Terzi (A)		102.389	91.955
Altre componenti di conto economico complessivo che saranno successivamente riclassificate a Conto Economico	(47)		
- quota efficace delle variazioni di fair value della copertura di flussi finanziari		(5.208)	25.134
- 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		(11.905)	3.310
Effetto fiscale delle altre componenti di conto economico complessivo		1.508	(10.026)
Totale altre componenti di conto economico complessivo che saranno successivamente riclassificate a Conto Economico, al netto dell'effetto fiscale (B1)		(15.605)	18.418
Altre componenti di conto economico complessivo che non saranno successivamente riclassificate a Conto Economico			
- utili (perdite) attuariali piani per dipendenti a benefici definiti (IAS19)		(12.850)	(3.258)
- quota degli altri utili/(perdite) delle imprese valutate con il metodo del patrimonio netto relativi ai piani per dipendenti a benefici definiti (IAS 19)		(293)	(454)
Effetto fiscale delle altre componenti di conto economico complessivo		3.210	1.132
Totale altre componenti di conto economico complessivo che non saranno successivamente riclassificate a Conto Economico, al netto dell'effetto fiscale (B2)		(9.933)	(2.580)
Totale Utile/(perdita) complessiva (A)+(B1)+(B2)		76.851	107.793
attribuibile a:			
- Utile (perdita) di pertinenza del Gruppo		60.480	96.346
- Utile (perdita) di pertinenza di terzi		16.371	11.447

(*) I valori comparativi dell'esercizio 2013 sono stati rideterminati a seguito dell'applicazione dell'IFRS 11 "Accordi a controllo congiunto".

PROSPETTO DELLE VARIAZIONI DELLE VOCI DI PATRIMONIO NETTO

	Capitale sociale	Riserva sovrapprezzo Emissione azioni	Riserva legale
31/12/2012	1.276.226	105.102	28.996
Riserva legale			3.516
Dividendi agli azionisti			
Utili portati a nuovo			
Variazione area di consolidamento			
Cambio interessenze			
Altri movimenti			
Utile complessivo rilevato nel periodo			
di cui:			
- Utile netto del periodo			
- Altre componenti di Conto Economico complessivo			
31/12/2013	1.276.226	105.102	32.512
Riserva legale			4.343
Dividendi agli azionisti			
Utili portati a nuovo			
Variazione area di consolidamento			
Cambio interessenze			
Altri movimenti			
Utile complessivo rilevato nel periodo			
di cui:			
- Utile netto del periodo			
- Altre componenti di Conto Economico complessivo			
31/12/2014	1.276.226	105.102	36.855

migliaia di euro

Riserva copertura flussi finanziari	Altre riserve e Utile (perdite) accumulate	Totale riserve e Utili (perdite) accumulate	Risultato del periodo	Patrimonio netto del Gruppo	Patrimonio netto di Terzi	Patrimonio netto del Gruppo e di Terzi
(42.645)	219.617	311.070	152.559	1.739.855	214.402	1.954.257
		3.516	(3.516)			-
		-	(66.747)	(66.747)	(9.323)	(76.070)
	82.296	82.296	(82.296)	-		-
199	(199)	-		-		-
	3.122	3.122		3.122		3.122
	(75)	(75)		(75)		(75)
18.418	(2.626)	15.792	80.554	96.346	11.447	107.793
			80.554	80.554	11.401	91.955
18.418	(2.626)	15.792		15.792	46	15.838
(24.028)	302.135	415.721	80.554	1.772.501	216.526	1.989.027
		4.343	(4.343)	-		-
		-	(66.747)	(66.747)	(6.894)	(73.641)
	9.464	9.464	(9.464)	-		-
	257	257		257	16.439	16.696
	(154)	(154)		(154)	(12.219)	(12.373)
	(3.118)	(3.118)		(3.118)	107	(3.011)
(15.667)	(9.648)	(25.315)	85.795	60.480	16.371	76.851
			85.795	85.795	16.594	102.389
(15.667)	(9.648)	(25.315)		(25.315)	(223)	(25.538)
(39.695)	298.936	401.198	85.795	1.763.219	230.330	1.993.549

RENDICONTO FINANZIARIO

migliaia di euro

	Esercizio 2014	Esercizio 2013 (*)
A. Disponibilità liquide iniziali	50.222	26.681
Flusso finanziario generato dall'attività operativa		
Risultato del periodo	102.389	91.955
Rettifiche per:		
Ammortamenti attività materiali e immateriali	238.313	198.660
(Plusvalenze) Minusvalenze e altre variazioni patrimoniali	(21.416)	(554)
Variazione netta TFR e altri benefici ai dipendenti	(2.729)	416
Variazione netta fondo rischi e altri oneri	13.077	(39.203)
Variazione imposte anticipate e differite	14.413	(15.105)
Variazione altre attività/passività non correnti	15.453	15.321
Dividendi contabilizzati al netto delle elisioni	(1.066)	(1.304)
Quota del risultato di collegate e joint ventures	(8.984)	(46.772)
Svalutazioni (Rivalutazioni) nette di attività	(26.426)	71.555
B. Cash flow operativo prima delle variazioni di CCN	323.024	274.969
Variazione rimanenze	26.716	527
Variazione crediti commerciali	130.222	221.229
Variazione crediti tributari e altre attività correnti	(36.054)	61.634
Variazione debiti commerciali	(118.131)	(158.940)
Variazione debiti tributari e altre passività correnti	4.456	(12.613)
C. Flusso finanziario derivante da variazioni di CCN	7.209	111.837
D. Cash flow operativo (B+C)	330.233	386.806
Flusso finanziario da (per) attività di investimento		
Investimenti in attività materiali e immateriali	(256.919)	(255.790)
Investimenti in attività finanziarie	(87.457)	(1.423)
Realizzo investimenti e variazione attività destinate ad essere cedute	25.764	13.285
Variazione area di consolidamento	(254.446)	(45.746)
Dividendi incassati	43.373	43.977
E. Totale flusso finanziario da attività di investimento	(529.685)	(245.697)
F. Free cash flow (D+E)	(199.452)	141.109
Flusso finanziario da attività di finanziamento		
Erogazione di dividendi	(73.641)	(76.070)
Nuovi finanziamenti a lungo termine	761.248	468.000
Rimborsi di finanziamenti a lungo termine	(847.741)	(284.533)
Variazione debiti finanziari	400.874	(273.880)
Variazione crediti finanziari	(39.909)	48.915
G. Totale flusso finanziario da attività di finanziamento	200.831	(117.568)
H. Flusso monetario del periodo (F+G)	1.379	23.541
I. Disponibilità liquide finali (A+H)	51.601	50.222

(*) I valori comparativi dell'esercizio 2013 sono stati rideterminati a seguito dell'applicazione dell'IFRS 11 "Accordi a controllo congiunto".

NOTE ESPLICATIVE

PREMESSA

Iren S.p.A., è una società di diritto italiano, multiutility quotata alla Borsa Italiana, nata il 1° luglio 2010 dall'unione tra IRIDE ed ENÌA.

I settori di attività nei quali il Gruppo opera sono:

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

Nell'apposito paragrafo XIII, Informativa per settori di attività, sono presentate le informazioni richieste dall'IFRS 8.

Iren S.p.A. è strutturata sul modello di una holding industriale con sede direzionale a Reggio Emilia e sedi operative a Genova, Parma, Piacenza e Torino e società responsabili delle singole linee di business.

Sono state apportate delle riclassifiche ai prospetti al 31 dicembre 2013 per adeguarsi alla classificazione adottata per le voci corrispondenti al 31 dicembre 2014. Le riclassifiche principali sono descritte nelle note al bilancio.

Il bilancio consolidato della società, per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2014, comprende i bilanci della Società e delle sue controllate (unitamente, il "Gruppo" e, singolarmente, le "entità del Gruppo") e la quota di partecipazione del Gruppo in società a controllo congiunto e in società collegate.

I. CONTENUTO E FORMA DEL BILANCIO CONSOLIDATO

Il Bilancio consolidato al 31 dicembre 2014 del Gruppo Iren è stato redatto nel rispetto dei Principi Contabili Internazionali (IFRS) emessi dall'International Accounting Standards Board e omologati dall'Unione Europea, nonché dei provvedimenti emanati in attuazione dell'art. 9 del D. Lgs. n. 38/2005. Per IFRS si intendono anche tutti i principi contabili internazionali rivisti (IAS/IFRS), tutte le interpretazioni dell'International Financial Reporting Interpretations Committee (IFRIC), precedentemente denominato Standing Interpretations Committee (SIC).

Nella predisposizione del presente bilancio consolidato, sono stati applicati gli stessi principi contabili adottati nella redazione del Bilancio al 31 dicembre 2013, con le eccezioni evidenziate nel successivo paragrafo "Principi contabili, emendamenti ed interpretazioni efficaci dal 1° gennaio 2014".

Il presente Bilancio consolidato al 31 dicembre 2014 è costituito dalla Situazione patrimoniale-finanziaria, dal Conto Economico, dal Prospetto delle altre componenti di conto economico complessivo, dal Rendiconto Finanziario, dal Prospetto delle Variazioni del Patrimonio netto e dalle Note Esplicative.

Si specifica che per la Situazione Patrimoniale-finanziaria la classificazione delle attività e passività è effettuata secondo il criterio "corrente/non corrente" con specifica separazione delle attività e passività cessate o destinate ad essere cedute. Le attività correnti, che includono disponibilità liquide e mezzi equivalenti, sono quelle destinate a essere realizzate, cedute o consumate nel normale ciclo operativo del Gruppo o nei dodici mesi successivi alla chiusura dell'esercizio; le passività correnti sono quelle per le quali è prevista l'estinzione nel normale ciclo operativo del Gruppo o nei dodici mesi successivi alla chiusura dell'esercizio.

Il Conto Economico è classificato in base alla natura dei costi. In aggiunta al Risultato Operativo, il prospetto di Conto Economico evidenzia il Margine Operativo Lordo ottenuto sottraendo al totale ricavi il totale dei costi operativi.

Il rendiconto finanziario è presentato utilizzando il metodo indiretto. La configurazione di liquidità analizzata nel rendiconto finanziario include le disponibilità di cassa e di conto corrente bancario.

Il bilancio è redatto sulla base del principio del costo storico, fatta eccezione per alcuni strumenti finanziari valutati *al fair value*.

Inoltre si specifica che i prospetti contabili delle società consolidate sono redatti alla data dell'esercizio di riferimento.

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

In data 13 maggio 2011 lo IASB ha pubblicato il cosiddetto 'Pacchetto di Consolidamento', che comprende i principi e gli emendamenti di seguito elencati, omologati dalla Commissione Europea il 11 dicembre 2012:

IFRS 10 – Bilancio consolidato

IFRS 11 – Accordi a controllo congiunto

IFRS 12 – Informativa sulle partecipazioni in altre entità

Revised IAS 27 – Bilancio separato

Revised IAS 28 – Partecipazioni in società collegate e joint venture

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

- Il principio IFRS 11 “Accordi a controllo congiunto” sostituisce lo IAS 31 “Partecipazioni in Joint Venture” ed il SIC-13 “Imprese a controllo congiunto – Conferimenti in natura da parte dei partecipanti al controllo”. Il nuovo principio stabilisce che, in un accordo di compartecipazione due o più parti detengono il controllo in via congiunta se le decisioni riguardanti le attività rilevanti richiedono il consenso unanime delle parti. L’IFRS 11 individua due tipologie distinte di accordi:
 - una Joint venture (JV) è un accordo nel quale le parti vantano diritti sulle attività nette dell’accordo. Le joint ventures sono valutate con il metodo del patrimonio netto, così come previsto dallo IAS 28 “Partecipazioni in imprese collegate e joint ventures”;
 - una Joint Operation (JO) è un accordo in base al quale i soci non si limitano esclusivamente a partecipare al risultato netto della società, ma esercitano diritti sulle sue attività e hanno obbligazioni per le sue passività. In questo caso si procede al consolidamento integrale delle attività/ricavi su cui il socio esercita tali diritti e delle passività/costi di cui il socio si assume gli obblighi.
- Il principio IFRS 12 “Informazioni addizionali su partecipazioni in altre imprese” è un nuovo e completo principio sulle informazioni addizionali da fornire su ogni tipologia di partecipazione, ivi incluse quelle su imprese controllate, gli accordi a controllo congiunto, collegate, società a destinazione specifica ed altre società veicolo non consolidate.
- Contestualmente all’introduzione del principio IFRS 10 “Bilancio consolidato” è stato pubblicato lo IAS 27 Revised “Bilancio separato”, che conserva il ruolo di principio generale di riferimento in tema di bilancio separato. Il presente principio si applica nella valutazione delle partecipazioni in imprese controllate, collegate e joint ventures nel bilancio separato della controllante. Le joint ventures, così come le partecipazioni in imprese controllate e collegate, possono essere rilevate nel bilancio separato sia al costo che in base all’IFRS 9 “Strumenti finanziari” (e allo IAS 39 “Strumenti finanziari: rilevazione e valutazione”). Quando una società controllante, in accordo con quanto stabilito dall’IFRS 10 “Bilancio consolidato”, sceglie di non predisporre il bilancio consolidato, nel bilancio separato deve fornire informazioni circa le partecipazioni in imprese controllate, collegate e joint ventures, le sedi principali (e la sede legale se differente) delle loro attività, la percentuale di possesso nelle singole società partecipate e l’informativa riguardante il metodo utilizzato per la loro rilevazione in bilancio.
- A seguito dell’emanazione del principio IFRS 11, lo IAS 28 “Partecipazioni in imprese collegate” è stato emendato per comprendere nel suo ambito di applicazione, dalla data di efficacia del principio, anche le partecipazioni in imprese a controllo congiunto. Lo IAS 28 Revised “Partecipazioni in imprese collegate e joint ventures” stabilisce infatti che, se un’entità esercita controllo in via congiunta o influenza notevole su un altro soggetto, deve rilevare nel bilancio consolidato la propria partecipazione utilizzando il metodo del Patrimonio netto.

Di seguito si riportano gli ulteriori nuovi Principi e Interpretazioni recepiti dalla UE e in vigore a partire dal 1° gennaio 2014:

- In data 16 dicembre 2011 lo IASB ha emesso alcuni emendamenti allo IAS 32 “Strumenti Finanziari: esposizione nel bilancio”, omologato in data 13 dicembre 2012, per chiarire l’applicazione di alcuni criteri per la compensazione delle attività e delle passività finanziarie presenti nello IAS 32.
- La modifica dello IAS 36 “Riduzione di valore delle attività”, emessa dallo IASB in data 29 maggio 2013 ed omologato in data 19 dicembre 2013, riguarda i requisiti di informativa previsti in sede di impairment di attività nei casi in cui il valore recuperabile sia determinato sulla base del fair value al netto dei costi di dismissione. L’emendamento in oggetto rimuove i requisiti di informativa in merito al valore recuperabile dell’attività nel caso in cui la CGU (cash generating unit) includa un goodwill o attività immateriali a vita utile indefinita ma non si sia manifestata una perdita durevole di valore dell’attività stessa. Viene inoltre richiesta informativa riguardante il valore recuperabile di una attività o di una CGU e circa la modalità di calcolo del fair value al netto dei costi di dismissione quando si sia manifestata una perdita durevole di valore dell’attività.

- In data 27 giugno 2013 lo IASB ha pubblicato un emendamento dello IAS 39 “Strumenti finanziari: rilevazione e valutazione”, omologato in data 19 dicembre 2013, che riguarda la contabilizzazione degli strumenti derivati di copertura in caso di novazione della controparte. Prima dell’introduzione di questa modifica, in caso di novazione degli strumenti derivati designati di copertura, lo IAS 39 richiedeva l’interruzione dell’applicazione della contabilizzazione ai sensi del cash flow hedge assumendo che la novazione comportava la conclusione e l’estinzione dello strumento di copertura preesistente.
- In data 20 maggio 2013 ha emesso l’IFRIC 21 “Tributi”. Questa interpretazione dello IAS 37 “Accantonamenti, passività e attività potenziali”, omologata il 13 giugno 2014, riguarda la contabilizzazione dei tributi che non rientrano nell’ambito di applicazione dello IAS 12 “Imposte sul reddito”. Lo IAS 37 “Accantonamenti, passività e attività potenziali” stabilisce i criteri relativi al riconoscimento di una passività, uno dei quali è rappresentato dalla presenza di una obbligazione presente per l’entità quale risultato di un evento passato. L’interpretazione in esame chiarisce che l’obbligazione che fa sorgere la passività per il tributo da pagare è l’attività descritta nella legislazione dell’attività stessa da cui scaturisce il pagamento del tributo.

I principali effetti per Il Gruppo Iren derivano dall’applicazione dell’IFRS 11. Il principio, infatti, non consente più il mantenimento del consolidamento proporzionale per le Joint Venture applicato dal Gruppo fino al 31 dicembre 2013. La conseguenza di quanto esposto si manifesta attraverso l’uscita dal perimetro di consolidamento delle società AES Torino, Iren Rinnovabili (e sue controllate), OLT Offshore LNG e Società Acque Potabili (e sue controllate) che vengono contabilizzate con il metodo del Patrimonio Netto.

L’applicazione dell’IFRS 11 non produce effetti sul risultato economico netto, né sul patrimonio netto esposti nei prospetti contabili consolidati. Con riferimento al 31 dicembre 2013 dagli stessi vengono a mancare, oltre al contributo dell’Ebitda delle società uscite dal perimetro di consolidamento per un importo pari a circa 87 milioni di euro, l’indebitamento netto pari a circa 518 milioni di euro.

Al fine di una migliore comprensione si riportano gli effetti derivanti dall’applicazione dell’IFRS 11 sulla situazione patrimoniale finanziaria all’1 gennaio 2013 e al 31 dicembre 2013 e sul conto economico del 2013.

SITUAZIONE PATRIMONIALE FINANZIARIA

migliaia di euro

	01.01.2013 Pubblicato	IFRS 11	01.01.2013 Rideterminato	31.12.2013 Pubblicato	IFRS 11	31.12.2013 Rideterminato
ATTIVITA'						
Attività materiali	2.813.297	(555.779)	2.257.518	3.201.332	(633.995)	2.567.337
Investimenti immobiliari	1.831	(905)	926	15.341	(884)	14.457
Attività immateriali a vita definita	1.295.022	(152.060)	1.142.962	1.351.065	(172.851)	1.178.214
Avviamento	132.861	(7.454)	125.407	124.596	(189)	124.407
Partecipazioni valutate con il metodo del Patrimonio Netto	462.097	262.965	725.062	163.578	262.664	426.242
Altre partecipazioni	29.808	-	29.808	15.492	(1)	15.491
Attività finanziarie non correnti	116.168	25.875	142.043	60.167	19.257	79.424
Altre attività non correnti	38.195	(5.685)	32.510	59.153	(6.171)	52.982
Attività per imposte anticipate	215.750	(4.614)	211.136	309.820	(3.905)	305.915
Totale attività non correnti	5.105.029	(437.657)	4.667.372	5.300.544	(536.075)	4.764.469
Rimanenze	89.110	(1.205)	87.905	107.872	(1.254)	106.618
Crediti commerciali	1.253.713	(34.215)	1.219.498	1.050.310	(52.041)	998.269
Crediti per imposte correnti	8.690	(407)	8.283	5.805	(763)	5.042
Crediti vari e altre attività correnti	267.253	(20.532)	246.721	216.599	(19.394)	197.205
Attività finanziarie correnti	273.550	131.153	404.703	255.774	162.633	418.407
Cassa e altre disponibilità liquide equivalenti	28.041	(1.360)	26.681	55.613	(5.391)	50.222
Totale attività correnti	1.920.357	73.434	1.993.791	1.691.973	83.790	1.775.763
Attività destinate ad essere cedute	7.739	(2.952)	4.787	3.588	(2.587)	1.001
TOTALE ATTIVITA'	7.033.125	(367.175)	6.665.950	6.996.105	(454.872)	6.541.233

	migliaia di euro					
	01.01.2013 Pubblicato	IFRS 11	01.01.2013 Ridetermi- nato	31.12.2013 Pubblicato	IFRS 11	31.12.2013 Ridetermi- nato
PATRIMONIO NETTO						
Patrimonio netto attribuibile ai soci della Capogruppo						
Capitale sociale	1.276.226	-	1.276.226	1.276.226	-	1.276.226
Riserve e Utili (Perdite) a nuovo	463.629	-	463.629	415.721	-	415.721
Risultato netto del periodo	-	-	-	80.554	-	80.554
Totale patrimonio netto di pertinenza della Capogruppo	1.739.855	-	1.739.855	1.772.501	-	1.772.501
Patrimonio netto di pertinenza dei Terzi	214.402	-	214.402	216.526	-	216.526
TOTALE PATRIMONIO NETTO	1.954.257	-	1.954.257	1.989.027	-	1.989.027
PASSIVITA'						
Passività finanziarie non correnti	2.197.827	(60.362)	2.137.465	1.913.299	(72.183)	1.841.116
Benefici ai dipendenti	102.999	(4.035)	98.964	118.034	(4.836)	113.198
Fondi per rischi ed oneri	272.744	(1.246)	271.498	288.769	(5.084)	283.685
Passività per imposte differite	110.553	(7.833)	102.720	179.231	(6.033)	173.198
Debiti vari e altre passività non correnti	154.453	(1.760)	152.693	190.289	(1.805)	188.484
Totale passività non correnti	2.838.576	(75.236)	2.763.340	2.689.622	(89.941)	2.599.681
Passività finanziarie correnti	775.063	(241.545)	533.518	983.206	(268.886)	714.320
Debiti commerciali	1.135.236	(29.106)	1.106.130	1.010.790	(63.600)	947.190
Debiti vari e altre passività correnti	243.514	(19.652)	223.862	236.486	(31.138)	205.348
Debiti per imposte correnti	4.910	(1.636)	3.274	12.259	(1.307)	10.952
Fondi per rischi ed oneri quota corrente	81.548	-	81.548	74.709	-	74.709
Totale passività correnti	2.240.271	(291.939)	1.948.332	2.317.450	(364.931)	1.952.519
Passività correlate ad attività destinate ad essere cedute	21	-	21	6	-	6
TOTALE PASSIVITA'	5.078.868	(367.175)	4.711.693	5.007.078	(454.872)	4.552.206
TOTALE PATRIMONIO NETTO E PASSIVITA'	7.033.125	(367.175)	6.665.950	6.996.105	(454.872)	6.541.233

CONTO ECONOMICO

	2013	IFRS 11	migliaia di euro 2013
	Publiccato		Rideterminato
Ricavi			
Ricavi per beni e servizi	3.228.038	-64.133	3.163.905
Variazione dei lavori in corso	-355	0	-355
Altri proventi	220.290	-12.418	207.872
Totale ricavi	3.447.973	-76.551	3.371.422
Costi operativi			
Costi materie prime sussidiarie di consumo e merci	-1.462.729	6.489	-1.456.240
Prestazioni di servizi e godimento beni di terzi	-1.000.406	-33.556	-1.033.962
Oneri diversi di gestione	-89.629	3.615	-86.014
Costi per lavori interni capitalizzati	24.394	-1.985	22.409
Costo del personale	-273.586	15.160	-258.426
Totale costi operativi	-2.801.956	-10.277	-2.812.233
MARGINE OPERATIVO LORDO	646.017	-86.828	559.189
Ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni			
Ammortamenti	-219.717	21.057	-198.660
Accantonamenti e svalutazioni	-113.221	9.185	-104.036
- di cui relativi ad operazioni non ricorrenti	-5.262		-5.262
Totale ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni	-332.938	30.242	-302.696
RISULTATO OPERATIVO	313.079	-56.586	256.493
Gestione finanziaria			
Proventi finanziari	21.846	6.086	27.932
Oneri finanziari	-111.262	3.373	-107.889
Totale gestione finanziaria	-89.416	9.459	-79.957
Risultato di collegate contabilizzate con il metodo del patrimonio netto	10.421	36.351	46.772
Rettifica di valore di partecipazioni	-20.095	-8.018	-28.113
Risultato prima delle imposte	213.989	-18.794	195.195
Imposte sul reddito	-122.034	18.794	-103.240
Risultato netto delle attività in continuità	91.955	-	91.955
Risultato netto da attività operative cessate	-	-	-
Risultato netto del periodo	91.955	-	91.955
attribuibile a:			
- Utile (perdita) di pertinenza del Gruppo	80.554	-	80.554
- Utile (perdita) di pertinenza di terzi	11.401	-	11.401

III. PRINCIPI DI CONSOLIDAMENTO

Nell'area di consolidamento rientrano le società controllate, le partecipazioni in joint venture e le società collegate.

Società controllate

Sono considerate controllate le imprese in cui il Gruppo esercita il controllo, così come definito dall' IFRS 10 – *Bilancio consolidato*

Il controllo esiste quando la Capogruppo ha contemporaneamente:

- il potere decisionale sulla partecipata, ossia la capacità di dirigere le attività rilevanti della partecipata, cioè quelle attività che hanno un'influenza significativa sui risultati della partecipata stessa;
- il diritto a risultati (positivi o negativi) variabili rivenienti dalla sua partecipazione nell'entità;
- la capacità di utilizzare il proprio potere decisionale per determinare l'ammontare dei risultati rivenienti dalla sua partecipazione nell'entità.

I bilanci delle imprese controllate sono inclusi nel bilancio consolidato a partire dalla data in cui si assume il controllo fino al momento in cui tale controllo cessa di esistere.

Le quote di patrimonio netto e del risultato attribuibili ai soci di minoranza sono indicate separatamente rispettivamente nello stato patrimoniale e nel conto economico consolidati.

Le società controllate sono consolidate con il metodo integrale, che prevede l'eliminazione delle operazioni infragruppo e di eventuali utili e perdite non realizzati. Si evidenzia inoltre che: a) tutte le modifiche nella quota di interessenza che non costituiscono una perdita di controllo sono trattate come *equity transactions* e quindi hanno contropartita a patrimonio netto; b) quando una società controllante cede il controllo in una propria partecipata, ma continua a comunque a detenere un'interessenza nella società, valuta la partecipazione mantenuta in bilancio al *fair value* ed imputa eventuali utili o perdite derivanti dalla perdita del controllo a conto economico.

Società a controllo congiunto

Sono società sulla cui attività il Gruppo ha un controllo congiunto, in virtù di accordi contrattuali. Il controllo congiunto, così come definito dall'IFRS 11 – *Accordi a controllo congiunto*, è la "condivisione su base contrattuale, del controllo di un accordo che esiste unicamente quando per le decisioni riguardanti le attività rilevanti è richiesto il consenso unanime di tutte le parti".

In presenza di società miste pubblico-privato, data l'oggettiva possibilità da parte del socio pubblico di esercitare la propria influenza sulla società, oltre che attraverso gli accordi di *governance*, anche in virtù della propria natura di ente pubblico, la sussistenza del controllo congiunto viene valutata, oltre che con riferimento alla lettera degli accordi contrattuali, valutando l'effettiva possibilità da parte del socio privato di controllare congiuntamente le decisioni strategiche relative alla società partecipata.

Gli accordi a controllo congiunto si distinguono in 2 tipologie:

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

Società collegate (società contabilizzate con il metodo del patrimonio netto)

Sono considerate collegate le società nelle quali il Gruppo esercita un'influenza notevole, ma non il controllo o il controllo congiunto, sulle politiche finanziarie ed operative. Il bilancio consolidato include la quota di pertinenza del Gruppo dei risultati delle collegate, contabilizzate con il metodo del patrimonio netto, a partire dalla data in cui inizia l'influenza notevole fino al momento in cui tale influenza notevole cessa di esistere. Qualora l'eventuale quota di pertinenza del Gruppo delle perdite della collegata ecceda il valore contabile della partecipazione in bilancio, si procede ad azzerare il valore della partecipazione e la quota delle ulteriori perdite non è rilevata, ad eccezione e nella misura in cui il Gruppo abbia l'obbligo di risponderne.

Transazioni eliminate nel processo di consolidamento

Nella predisposizione del bilancio consolidato sono eliminati tutti i saldi e le operazioni significative tra le società del Gruppo, così come gli utili e le perdite non realizzate su operazioni infragruppo. Gli utili e le perdite non realizzati generati su operazioni con imprese a controllo congiunto sono eliminati in funzione del valore della quota di partecipazione del Gruppo in tali imprese. Su tutte le rettifiche di consolidamento è valutato il relativo effetto fiscale.

IV. AREA DI CONSOLIDAMENTO

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

Società Capogruppo:

Iren S.p.A.

Società consolidate con il metodo integrale

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

- 1) Iren Acqua Gas e le Società da questa controllate:
 - Genova Reti Gas
 - Laboratori Iren Acqua Gas
 - Mediterranea delle Acque e le controllate:
 - Idrotigullio
 - Immobiliare delle Fabbriche
- 2) Iren Ambiente e le Società da questa controllate:
 - Montequerce
 - Tecnoborgo
 - AMIAT V e la controllata:
 - AMIAT
- 3) Iren Ambiente Holding e la Società da questa controllata:
 - Bonifica Autocisterne
- 4) Iren Emilia e le Società da questa controllate:
 - AGA
 - Consorzio GPO
 - Eniatel
- 5) Iren Energia e le Società da questa controllate:
 - AEM Torino Distribuzione
 - Iren Servizi e Innovazione
 - Nichelino Energia
 - TLR V
- 6) Iren Mercato e le Società da questa controllate:
 - Iren Gestioni Energetiche, e la controllata:
 - O.C. CLIM
 - GEA Commerciale

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

Per l'elenco dettagliato delle partecipazioni si rinvia agli elenchi inclusi tra gli Allegati.

VARIAZIONE AREA DI CONSOLIDAMENTO

Iren ha analizzato gli aspetti di cui al paragrafo precedente per verificare, con riferimento alle proprie società partecipate, l'esistenza o meno del controllo come definito dall'IFRS 10: dall'analisi non sono emerse variazioni dell'area di consolidamento causate dall'introduzione dell'IFRS 10.

Al 31 dicembre 2014 le variazioni dell'area di consolidamento derivano pertanto da:

- l'applicazione dell'IFRS 11, descritta in precedenza, che ha comportato il consolidamento ad equity delle società OLT Offshore LNG, Iren Rinnovabili (e sue controllate), Società Acque Potabili (e sue controllate), AES Torino (sino al 30 giugno 2014), in precedenza consolidate proporzionalmente. Si evidenzia in particolare che Iren Rinnovabili, nonostante Iren attraverso Iren Ambiente Holding detenga nella stessa una partecipazione pari al 70%, è classificata come joint venture per effetto della governance definita contrattualmente con l'altro socio, che presuppone l'accordo tra le parti su tutte le decisioni di maggiore rilevanza (quali approvazione del business plan e delle linee guida della società, nomina e revoca dei dirigenti, assunzioni di finanziamenti e investimenti di importo significativo);
- la scissione parziale non proporzionale di AES Torino S.p.A.. Per effetto di tale operazione, efficace dal 1° luglio 2014, Iren Energia ha acquisito la proprietà diretta del ramo d'azienda afferente l'attività di distribuzione di calore da teleriscaldamento nei Comuni di Torino, Moncalieri e Nichelino, che si aggiunge alle reti di teleriscaldamento già direttamente detenute nelle città di Genova, Parma, Piacenza e Reggio Emilia.
Si è quindi verificato l'annullamento della partecipazione in AES Torino, valutata ad *equity* sino al 30 giugno 2014 in conformità all'IFRS 11, a fronte del conferimento delle attività e passività del ramo d'azienda del teleriscaldamento di AES Torino, inclusa la partecipazione del 33% in Nichelino Energia. A partire dal 1° luglio 2014 Nichelino Energia risulta pertanto consolidata al 100%, anziché all'83,83%;
- l'esercizio, tramite la società controllata Amiat V S.p.A., del diritto di prelazione per l'acquisto del 31% del capitale sociale di Amiat S.p.A. offerto da FCT Holding Srl, come previsto dalla procedura di gara. L'acquisizione dell'ulteriore quota di Amiat S.p.A., a fronte di un corrispettivo di 21.666.700 euro, ha consentito al Gruppo Iren di acquisire, a decorrere dal 23 dicembre 2014, il controllo della società che gestisce i servizi ambientali per il Comune di Torino. Relativamente alla contabilizzazione si segnala che la partecipazione è stata valutata con il metodo del patrimonio netto fino alla data di acquisizione dell'ulteriore 31% e che al 31 dicembre 2014 sono stati consolidati integralmente i saldi patrimoniali della società. Si segnala infine che dal confronto tra il fair value delle attività nette acquisite e il costo di acquisizione è emerso un plusvalore di 3.897 migliaia di euro esposto nella voce Rettifica di valore di partecipazioni;
- la cessione, perfezionata in data 31 ottobre 2014, della partecipazione totalitaria in Climatel S.r.l. posseduta da O.C. Clim;
- la conclusione la procedura di liquidazione di Celpi. In data 20 gennaio 2014 la società è stata cancellata dal Registro delle Imprese.

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

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

V. PRINCIPI CONTABILI E CRITERI DI VALUTAZIONE

Di seguito sono indicati i criteri adottati nella redazione del bilancio consolidato al 31 dicembre 2014 del Gruppo Iren; i principi contabili descritti di seguito sono stati applicati coerentemente da tutte le entità del Gruppo e non sono cambiati rispetto a quelli adottati al 31 dicembre 2013, con le eccezioni evidenziate nel precedente paragrafo "Principi contabili, emendamenti ed interpretazioni efficaci dal 1° gennaio 2014".

Attività materiali

- Immobili, impianti e macchinari di proprietà

Gli immobili, impianti e macchinari di proprietà sono iscritti al costo di conferimento o di acquisto o di costruzione interna. Nel costo sono compresi tutti i costi direttamente imputabili necessari a rendere l'attività disponibile per l'uso (comprensivo, quando rilevante ed in presenza di obbligazioni attuali, del valore attuale dei costi stimati per lo smantellamento, per la rimozione dell'attività e per la bonifica del luogo), al netto di sconti commerciali e abbuoni.

Gli oneri finanziari relativi all'acquisto di un'immobilizzazione vengono capitalizzati per la quota imputabile ai beni fino al momento della loro entrata in esercizio.

Qualora parti significative di tali attività materiali abbiano differenti vite utili, tali componenti sono contabilizzate separatamente.

In particolare, secondo tale principio, il valore del terreno e quello dei fabbricati che insistono su di esso vengono separati e solo il fabbricato viene assoggettato ad ammortamento, mentre i valori riferiti ai terreni sono sottoposti ad impairment, come descritto nel successivo paragrafo "Perdita di valore di attività".

I costi di manutenzione aventi natura ordinaria sono addebitati integralmente a conto economico. Gli altri costi aventi natura incrementativa sono attribuiti alle immobilizzazioni cui si riferiscono, secondo quanto previsto dallo IAS 16, ed ammortizzati in relazione alle residue possibilità di utilizzo dei beni a cui si riferiscono. Hanno natura incrementativa le spese che comportino ragionevolmente un aumento dei benefici economici futuri, quali l'aumento della vita utile, l'incremento della capacità produttiva, il miglioramento delle qualità del prodotto, l'adozione di processi di produzione che comportino una sostanziale riduzione dei costi di produzione.

Le immobilizzazioni materiali in corso di costruzione comprendono i costi relativi alla costruzione di impianti sostenuti fino alla data di riferimento. Tali investimenti sono ammortizzati a partire dalla data di entrata in funzione nel ciclo di produzione.

Le immobilizzazioni sono sistematicamente ammortizzate in ogni esercizio a quote costanti sulla base di aliquote economico-tecniche determinate in relazione alle residue possibilità di utilizzo dei beni. Le discariche sono ammortizzate sulla base della percentuale di riempimento.

I beni devolvibili sono ammortizzati in base alla scadenza dei rispettivi decreti di concessione. In continuità con quanto fatto nel 2013, anche nel 2014 sono stati sospesi gli ammortamenti delle opere devolvibili degli impianti idroelettrici della Valle Orco (ad esclusione di San Lorenzo) e di San Mauro in virtù dell'entrata in vigore della Legge 7 agosto 2012, n. 134, e del relativo Decreto attuativo del 28 marzo 2013. Queste ultime modificano le normative vigenti in merito alle concessioni di grandi derivazioni d'acqua per uso idroelettrico ("concessioni idroelettriche"). Le nuove normative stabiliscono che al concessionario uscente spetta un corrispettivo per le "opere bagnate" (opere di raccolta, di regolazione, di condotte forzate, e canali di scarico compresi nel ramo d'azienda del concessionario uscente, le cosiddette "opere devolvibili"), calcolato sulla base del costo storico rivalutato, al netto dei contributi pubblici in conto capitale, anch'essi rivalutati, ricevuti dal concessionario per la realizzazione di tali opere, diminuito nella misura dell'ordinario degrado. In seguito a tali disposizioni, a partire dall'esercizio 2012, per i beni devolvibili relativi alle concessioni idroelettriche scadute il cui valore contabile residuo è inferiore al presumibile valore spettante al concessionario uscente (determinato in base alle disposizioni di cui sopra) è stato sospeso il relativo ammortamento.

Le aliquote applicate sono riportate nella tabella seguente:

	Aliquota Minima	Aliquota Massima
Fabbricati	0,9%	10,6%
Costruzioni leggere	2,5%	10,0%
Automezzi	10,0%	25,0%
Attrezzature varie	6,7%	100,0%
Mobili e macchine ufficio	5,9%	100,0%
Hardware	20,0%	100,0%
Impianti	0,8%	23,5%

Le variazioni trascurabili di aliquote rispetto all'esercizio 2013, sono dovute all'aggiornamento delle vite utili economico-tecniche dei singoli beni, all'esito delle verifiche effettuate sugli stessi dai tecnici responsabili degli impianti e in seguito ai programmi di rinnovo in corso di effettuazione.

I contributi pubblici in conto capitale che si riferiscono ad immobilizzazioni materiali sono registrati come ricavi differiti e accreditati al conto economico lungo il periodo di ammortamento dei relativi beni.

- Beni in locazione finanziaria

I beni detenuti per effetto di contratti di leasing finanziario sono inclusi tra le attività materiali contrapponendo nel passivo un debito di pari importo, secondo la metodologia finanziaria, prevista dallo IAS 17 che, riflettendo la sostanza economica delle operazioni, assimila le stesse a contratti di acquisto e di finanziamento. Secondo tale metodologia le immobilizzazioni materiali vengono iscritte in bilancio per il valore capitale al momento della sottoscrizione del contratto di leasing finanziario, rilevando contestualmente il debito verso il locatore, che è rappresentato in bilancio tra i debiti finanziari. Il debito viene progressivamente ridotto sulla base del piano di rimborso delle quote capitale. Nel conto economico vengono rilevati gli interessi sul debito sulla base del piano di ammortamento oltre agli ammortamenti del bene sulla base della prevista vita utile.

Per contro secondo la metodologia finanziaria i beni ceduti in leasing finanziario sono esclusi dalle immobilizzazioni materiali. Nell'attivo della situazione patrimoniale-finanziaria è iscritto il relativo credito finanziario il cui valore si riduce periodicamente al momento dell'incasso delle rispettive quote capitale. Nel conto economico vengono rilevati gli interessi attivi sul credito sulla base del piano di ammortamento.

Investimenti immobiliari

Gli investimenti immobiliari sono valutati inizialmente al costo d'acquisto o di costruzione. Il costo comprende il prezzo di acquisto e tutte le spese direttamente attribuibili. I costi accessori all'operazione sono contabilizzati tra i costi dell'immobile quando ne viene contabilizzato l'acquisto. Nella valutazione successiva gli investimenti immobiliari sono valutati al costo.

Le spese sostenute successivamente all'acquisto o all'ultimazione di un immobile destinato ad investimento immobiliare sono imputate al costo iniziale del bene se è probabile che, grazie a tali spese, l'impresa otterrà futuri benefici economici superiori a quelli stimati in precedenza. In caso contrario questi costi sono imputati a conto economico.

Gli investimenti immobiliari sono sistematicamente ammortizzati in ogni esercizio a quote costanti sulla base di aliquote ritenute rappresentative della residua possibilità di utilizzazione dell'immobilizzazione stessa.

Attività immateriali

Le attività immateriali sono iscritte nell'attivo della situazione patrimoniale-finanziaria quando è probabile che l'uso dell'attività genererà benefici economici futuri e quando il costo dell'attività può essere determinato in modo attendibile. Esse sono iscritte al valore di conferimento, al costo di acquisizione o di produzione inclusivo degli eventuali oneri accessori.

Le attività immateriali a durata definita sono ammortizzate sistematicamente in funzione della loro prevista utilità futura, in modo che il valore netto alla chiusura del periodo corrisponda alla loro residua utilità o all'importo recuperabile secondo i piani aziendali di svolgimento dell'attività produttiva. L'ammortamento inizia quando l'attività è disponibile per l'uso.

I costi di sviluppo sono oggetto di capitalizzazione solo se sia dimostrabile:

- la possibilità tecnica di completare l'attività immateriale in modo da essere disponibile per l'uso o per la vendita;
- l'intenzione di completare l'attività immateriale per usarla o venderla;
- la capacità ad usare o vendere l'attività immateriale;
- la capacità di valutare attendibilmente il costo attribuibile all'attività immateriale durante il suo sviluppo;
- la disponibilità di risorse tecniche, finanziarie e di altro tipo adeguate per completare lo sviluppo e per l'utilizzo o la vendita dell'attività immateriale;
- in quale modo l'attività immateriale genererà probabili benefici economici futuri.

In mancanza di uno soltanto dei requisiti indicati i costi in questione sono interamente imputati al periodo del loro sostenimento.

L'ammortamento delle attività immateriali è calcolato a quote costanti, sulla base delle seguenti vite utili:

	Anni	
	da	a
Diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzazione opere dell'ingegno	3	5
Concessioni, licenze, marchi e diritti simili	3	47
Software	2	5
Altre attività immateriali a vita utile definita	2	45

L'ammortamento inizia quando l'attività è disponibile all'utilizzo, ossia quando è nella posizione e nella condizione necessaria affinché sia in grado di operare nella maniera prevista dalla direzione aziendale. L'ammortamento cessa alla data più remota tra quella in cui l'attività è classificata come posseduta per la vendita (o inclusa in un gruppo in dismissione classificato come posseduto per la vendita), in conformità all'IFRS 5, e quella in cui l'attività viene eliminata contabilmente.

Le immobilizzazioni in corso ed acconti sono relative a costi, interni e esterni, connessi a immobilizzazioni immateriali per i quali non è stata ancora acquisita la titolarità del diritto e non risulta avviato il processo di utilizzazione economica. Tali investimenti vengono ammortizzati a partire dalla data di entrata in funzione nel ciclo di produzione.

Le immobilizzazioni in corso, in base allo IAS 36, ad ogni data di bilancio oppure ogniqualvolta vi siano indicazioni che l'attività immateriale ha subito una perdita di valore, vengono sottoposte ad impairment test al fine di verificare la corrispondenza tra valore contabile e valore recuperabile.

Avviamento

L'avviamento è inizialmente iscritto al costo e rappresenta l'eccedenza del costo d'acquisto e del valore delle eventuali quote di minoranza possedute rispetto al fair value netto riferito ai valori identificabili delle attività e delle passività attuali e potenziali afferenti al complesso acquisito. Se dopo tale rideterminazione, i valori correnti delle attività e passività attuali e potenziali eccedono il costo dell'acquisizione, l'eccedenza viene iscritta immediatamente a conto economico.

L'eventuale avviamento derivante dall'acquisizione di una società collegata o joint venture è incluso nel valore contabile della partecipazione.

In sede di prima adozione degli IFRS, il Gruppo ha scelto di non applicare l'IFRS 3 – Aggregazioni di imprese in modo retroattivo alle acquisizioni di aziende avvenute antecedentemente il 1° gennaio 2004; di conseguenza, l'avviamento generato su acquisizioni antecedenti la data di transizione agli IFRS è stato mantenuto al precedente valore determinato secondo i principi contabili italiani, previa verifica e rilevazione di eventuali perdite di valore.

L'avviamento viene allocato ad una o più unità generatrici di flussi finanziari (cash generating unit) e non viene ammortizzato, ma annualmente, o più frequentemente se specifici eventi o modificate circostanze indicano la possibilità che abbia subito una perdita di valore, viene sottoposto a impairment test, come evidenziato nel paragrafo "Perdita di valore di attività".

Attività non correnti possedute per la vendita – Attività operative cessate

Un'attività non corrente (o un gruppo in dismissione composto da attività e passività) viene classificata come posseduta per la vendita se il suo valore contabile sarà recuperato principalmente con un'operazione di vendita anziché tramite il suo utilizzo continuato. Immediatamente prima della classificazione iniziale dell'attività (o gruppo in dismissione) come posseduta per la vendita, i valori contabili dell'attività sono valutati in conformità ai principi contabili del Gruppo. Successivamente, l'attività (o gruppo in dismissione) viene valutata al minore tra il suo valore contabile e il fair value al netto dei costi di vendita. La perdita di valore di un gruppo in dismissione viene allocata in primo luogo all'avviamento, quindi alle restanti attività e passività in misura proporzionale, ad eccezione di rimanenze, attività finanziarie, attività per imposte differite, benefici per dipendenti, investimenti immobiliari e

attività biologiche, che continuano ad essere valutate in conformità ai principi contabili del Gruppo. Le perdite di valore per la classificazione iniziale di un'attività come posseduta per la vendita e le differenze di valutazione successive sono rilevate a conto economico. Le variazioni di valore positive sono rilevate solo fino a concorrenza di eventuali perdite di valore accumulate.

Le attività operative cessate (discontinued operations) rappresentano una parte del gruppo che è stata dismessa o classificata per la vendita, e:

- a. rappresenta un importante ramo di attività o area geografica di attività
- b. fa parte di un unico programma coordinato di dismissione di un importante ramo autonomo di attività o un'area geografica di attività; o
- c. è una controllata acquisita esclusivamente in funzione di una rivendita.

Se si tratta di una singola attività non corrente (es. un immobile o una partecipazione in una società collegata), la rilevazione dell'utile o perdita derivante dalla cessione o dalla valutazione segue la natura dell'attività stessa.

Se si tratta di un'attività operativa cessata ed è significativa nella voce "Risultato netto da attività operative cessate" viene esposto un unico importo rappresentato dal totale:

- i) degli utili o delle perdite dell'attività operativa cessata al netto degli effetti fiscali; e
- ii) dalla plusvalenza o minusvalenza, al netto degli effetti fiscali, rilevata a seguito della valutazione al fair value al netto dei costi di vendita o dell'avvenuta dismissione dell'attività.

Il conto economico del periodo comparativo è rideterminato in modo da garantire un confronto omogeneo.

Se l'attività non è significativa, ricavi e costi dell'attività operativa cessata rimangono imputati riga per riga alle relative voci di conto economico, mentre il Risultato da attività discontinue accoglierà la sola plusvalenza o minusvalenza di cui al precedente punto ii).

Accordi per servizi in concessione

A decorrere dal 1° gennaio 2010 il Gruppo IREN applica l'IFRIC 12, omologato dall'Unione Europea il 25 marzo 2009. L'interpretazione definisce i criteri di rilevazione e valutazione da adottare per gli accordi tra settore pubblico e privato relativi allo sviluppo, finanziamento, gestione e manutenzione di infrastrutture in regime di concessione. In particolare nei casi in cui il soggetto concedente controlli l'infrastruttura, regolando e controllando le caratteristiche dei servizi forniti, i prezzi applicabili e mantenendo un interesse residuo sull'attività, il concessionario rileva o il diritto all'utilizzo della stessa infrastruttura o un'attività finanziaria o entrambi, in funzione delle caratteristiche degli accordi. Pertanto i concessionari che rientrano nelle fattispecie sopra descritte, non possono rilevare i beni patrimoniali dedicati all'erogazione del servizio quale immobilizzazione materiale nell'attivo dello stato patrimoniale, a prescindere dal riconoscimento del titolo di proprietà a favore degli stessi concessionari nei contratti di concessione.

In particolare il concessionario rileva un'attività finanziaria nella misura in cui ha un diritto contrattuale incondizionato a ricevere disponibilità liquide o un'altra attività finanziaria dal, o su istruzioni del, concedente per i servizi di costruzione. All'attività finanziaria rilevata sono applicate le disposizioni dello IAS 32, dello IAS 39 e dell'IFRS 7.

Il concessionario rileva un'attività immateriale nella misura in cui ottiene il diritto (licenza) di far pagare gli utenti del servizio pubblico. Il diritto di far pagare gli utenti del servizio pubblico non è un diritto incondizionato a ricevere disponibilità liquide in quanto gli importi dipendono dalla misura in cui il pubblico utilizza il servizio. All'attività immateriale rilevata sono applicate le disposizioni dello IAS 38.

Se il concessionario è pagato per i servizi di costruzione in parte con un'attività finanziaria e in parte con un'attività immateriale, contabilizza separatamente ciascuna componente del corrispettivo del concessionario. Il corrispettivo ricevuto o da ricevere per entrambe le componenti viene rilevato inizialmente al fair value (valore equo) del corrispettivo ricevuto o da ricevere ed esposto nell'apposito conto di ricavo.

Con riferimento ai contributi ottenuti sulle immobilizzazioni rientranti nell'applicazione dell'IFRIC 12 si evidenzia che gli stessi sono classificati nelle Altre passività, con la distinzione tra la quota corrente e non corrente, mentre il relativo rilascio confluisce tra gli Altri ricavi.

Perdita di valore di attività

Gli IAS/IFRS richiedono di valutare l'esistenza di perdite di valore delle attività in presenza di indicatori specifici che facciano ritenere che tale problematica possa sussistere. Viene effettuata una verifica di perdita di valore (impairment test), che consiste nella stima del valore recuperabile dell'attività e nel confronto con il relativo valore netto contabile.

Il valore recuperabile è definito come il maggiore tra il prezzo netto di vendita (qualora esista un mercato attivo) e il valore d'uso del bene. Quest'ultimo è definito sulla base dell'attualizzazione dei flussi di cassa attesi dall'utilizzo del bene o da un'aggregazione di beni (le cosiddette Cash Generating Unit), al lordo delle imposte, applicando un tasso di sconto, ante imposte, che riflette le valutazioni correnti di mercato del valore temporale del denaro e dei rischi specifici dell'attività. Se il valore recuperabile è inferiore al valore contabile viene iscritta una perdita di valore. Se in esercizi successivi la perdita viene meno o si riduce, il valore contabile dell'attività o dell'unità generatrice di flussi finanziari è incrementato sino alla stima del nuovo valore recuperabile. Quest'ultimo non può eccedere il valore che sarebbe stato determinato se non fosse stata rilevata in precedenza alcuna perdita per riduzione di valore. Il ripristino di una perdita di valore è iscritto immediatamente a conto economico.

Il valore d'uso è definito generalmente mediante attualizzazione dei flussi di cassa attesi dall'utilizzo del bene o di Cash Generating Units nonché dal valore che ci si attende dalla sua dismissione al termine della sua vita utile.

Le Cash Generating Unit sono state individuate coerentemente alla struttura organizzativa e di business del Gruppo, come attività che generano flussi di cassa in entrata indipendenti derivanti dall'utilizzo continuativo delle stesse.

Per attività non soggette ad ammortamento (avviamento, altre attività immateriali a vita utile indefinita) e per le immobilizzazioni immateriali non ancora disponibili per l'utilizzo, l'impairment test è effettuato con frequenza annuale indipendentemente dalla presenza di specifici indicatori.

Strumenti finanziari

Tutti gli strumenti finanziari, inclusi i derivati, vengono rilevati nella situazione patrimoniale-finanziaria nel momento in cui l'impresa diviene parte del contratto e di conseguenza assume un diritto a ricevere o un'obbligazione a pagare.

Gli strumenti finanziari si suddividono nelle seguenti categorie:

- strumenti valutati a fair value con imputazione a conto economico (FVTPL). Si tratta di:
 - attività/passività finanziarie possedute per la negoziazione, ossia acquisite o contratte sostanzialmente con lo scopo di essere vendute o riacquistate nel breve termine;
 - derivati non designati come strumenti di copertura;
 - strumenti finanziari che alla rilevazione iniziale l'impresa stessa ha designato come FVTPL.
- finanziamenti e crediti (L&R). Si tratta di attività/passività finanziarie (diverse dagli strumenti derivati) caratterizzate da pagamenti fissi o determinabili che non sono quotate in mercati attivi.
- investimenti posseduti sino a scadenza (HTM). Si tratta di attività/passività finanziarie diverse dai derivati, con pagamenti fissi o determinabili con scadenza fissa che un'impresa ha l'intenzione e la capacità di mantenere sino a scadenza (es. obbligazioni).
- attività finanziarie disponibili per la vendita (AFS). Si tratta di una categoria residuale, in quanto non rientrante nelle categorie precedentemente descritte (es. partecipazioni inferiori al 20% nelle quali il Gruppo non esercita un'influenza notevole).

- Partecipazioni valutate al Patrimonio Netto

Si tratta di partecipazioni in società collegate o joint venture, valutate con il metodo del patrimonio netto, vale a dire per un importo pari alla corrispondente frazione del patrimonio netto risultante dall'ultimo bilancio disponibile, rettificato per tenere conto delle differenze tra prezzo pagato e patrimonio alla data di acquisto e per eventuali operazioni infragruppo, se significative.

Le quote di risultato d'esercizio derivanti dall'applicazione del metodo del patrimonio netto sono iscritte in conto economico nella linea "Risultato di collegate e joint ventures contabilizzate con il metodo del patrimonio netto", mentre la quota delle altre componenti di conto economico complessivo è iscritta nel prospetto delle altre componenti di conto economico complessivo.

L'eccedenza del costo di acquisto rispetto alla percentuale spettante al Gruppo del valore corrente delle attività, passività attuali e potenziali identificabili della società collegata o della joint venture alla data di

acquisizione è riconosciuto come avviamento, incluso nel valore della partecipazione e assoggettato a impairment test con le stesse modalità descritte nel paragrafo precedente.

Il rischio derivante da eventuali perdite eccedenti il patrimonio netto è rilevato in apposito fondo nella misura in cui la partecipante è impegnata ad adempiere ad obbligazioni legali o implicite nei confronti dell'impresa partecipata o comunque a coprire le sue perdite.

- Altre partecipazioni

Le partecipazioni in altre imprese, classificate come disponibili per la vendita (AFS), sono valutate al fair value. Gli utili e le perdite derivanti dalle variazioni nel fair value sono imputati direttamente nelle altre componenti di conto economico complessivo fino al momento in cui esse sono cedute o abbiano subito una perdita di valore; in tal caso, la perdita complessiva viene stornata dalle altre componenti di conto economico complessivo e rilevata nel conto economico per un importo pari alla differenza tra il costo di acquisizione ed il fair value corrente. Quando il fair value non può essere attendibilmente determinato, le partecipazioni sono valutate al costo, rettificato per perdite durevoli di valore, il cui effetto è rilevato nel conto economico.

Il rischio derivante da eventuali perdite eccedenti il valore di carico della partecipazione è rilevato in un apposito fondo nella misura in cui la partecipante è impegnata ad adempiere a obbligazioni legali o implicite nei confronti dell'impresa partecipata o comunque a coprire le sue perdite.

- Attività finanziarie detenute per la negoziazione

Le attività finanziarie detenute per la negoziazione, quando sono rilevate contabilmente per la prima volta, sono valutate al costo di acquisto, in pratica al fair value del corrispettivo dato in cambio: i costi della transazione, in quanto costi accessori, sono inclusi nel costo di acquisto.

Dopo la rilevazione iniziale, sono valutate al fair value, senza deduzione di eventuali costi di transazione che potranno verificarsi al momento della vendita o dell'eliminazione. Le variazioni di fair value sono iscritte direttamente a conto economico.

Se il fair value non può essere determinato in modo attendibile tali attività sono valutate al costo.

- Attività finanziarie disponibili per la vendita

Le attività finanziarie disponibili per la vendita, quando sono rilevate contabilmente per la prima volta, sono valutate al fair value del corrispettivo pagato (costo di acquisto comprensivo dei costi accessori).

Dopo la rilevazione iniziale, sono valutate al fair value, senza deduzione di eventuali costi di transazione che potranno verificarsi al momento della vendita o dell'eliminazione. Le variazioni di fair value sono iscritte nelle altre componenti di conto economico complessivo e vengono riversate a conto economico solo quando queste attività disponibili per la vendita sono eliminate dal bilancio o abbiano subito una perdita durevole di valore.

Se il fair value degli investimenti in strumenti rappresentativi di capitale non può essere determinato in modo attendibile tali attività sono valutate al costo.

- Strumenti finanziari di copertura

Il Gruppo detiene strumenti di copertura adottati in ottica non speculativa esclusivamente con lo scopo di coprire la propria esposizione ai rischi tasso, cambio e commodity.

Coerentemente con quanto stabilito dallo IAS 39, gli strumenti finanziari di copertura sono contabilizzati secondo le modalità stabilite per l'hedge accounting se vengono soddisfatte tutte le seguenti condizioni:

- all'inizio della copertura, o alla cosiddetta "first time adoption" per gli strumenti in essere al 1° gennaio 2005, vi è una documentazione formale della relazione di copertura e degli obiettivi aziendali di gestione del rischio e della strategia per effettuare la copertura;
- si suppone che la copertura sia altamente efficace nell'ottenere la compensazione dei cambiamenti nel fair value (fair value hedge) o nei flussi finanziari (cash flow hedge) attribuibili al rischio coperto;
- per le coperture di flussi finanziari, un'operazione prevista, che è oggetto di copertura, deve essere altamente probabile e deve presentare un'esposizione alle variazioni di flussi finanziari che potrebbe infine incidere sul risultato economico dell'esercizio;
- l'efficacia della copertura può essere attendibilmente valutata, ossia il fair value o i flussi finanziari dell'elemento coperto ed il fair value dello strumento di copertura possono essere attendibilmente valutati;
- la copertura è stata valutata sulla base di un criterio ricorrente ed è considerata altamente efficace per tutta la vita del derivato.

Gli strumenti finanziari di copertura vengono iscritti al fair value, determinato coerentemente con quanto previsto dall'IFRS 13. Il fair value viene determinato con modelli di valutazione adeguati per ciascuna tipologia di strumento finanziario utilizzando, ove disponibili, le curve forward di mercato sia regolamentato, sia non regolamentato (intrinsic value); per le opzioni il fair value è integrato dalla componente time value, che è funzione della vita residua dell'opzione e della volatilità del sottostante.

Tenuto conto di quanto precisato nell'IFRS 7, esteso dal nuovo IFRS 13, in merito alla c.d. gerarchia del fair value, si evidenzia che per ogni categoria di strumento finanziario contabilizzato al fair value viene indicata la gerarchia di determinazione del fair value suddivisa tra:

- Livello 1: prezzi quotati (non rettificati) su mercati attivi per attività o passività identiche;
- Livello 2: dati di input diversi dai prezzi quotati di cui al Livello 1 che sono osservabili per l'attività o la passività, sia direttamente (come nel caso dei prezzi), sia indirettamente (ovvero derivati dai prezzi);
- Livello 3: dati di input relativi all'attività o alla passività che non sono basati su dati di mercato osservabili (dati non osservabili).

Gli strumenti finanziari di copertura, ad ogni chiusura di bilancio, vengono sottoposti al test di efficacia al fine di verificare se la copertura abbia o meno i requisiti per essere qualificata come copertura efficace ed essere contabilizzata secondo i principi dell'hedge accounting.

Se i requisiti previsti per l'applicazione dell'hedge accounting sono soddisfatti e:

- si è in presenza di copertura di flussi finanziari (cash flow hedge), le variazioni del fair value dello strumento di copertura sono inserite nelle altre componenti di conto economico complessivo per la quota efficace della copertura (intrinsic value) e sono rilevate a conto economico per la parte time value e per l'eventuale quota inefficace (overhedging);
- si è in presenza di copertura di fair value (fair value hedge), le variazioni del fair value, sia dello strumento di copertura sia dello strumento coperto, sono rilevate a conto economico.

Se i requisiti previsti per l'applicazione dell'hedge accounting non sono soddisfatti gli utili o le perdite derivanti dalla valutazione al fair value del solo strumento finanziario di copertura, sono iscritti interamente a conto economico.

- Altre attività e passività finanziarie

Finanziamenti e crediti sono iscritti inizialmente al fair value rettificato degli eventuali costi di transazione direttamente attribuibili, mentre le valutazioni successive vengono effettuate utilizzando il criterio del costo ammortizzato.

I titoli detenuti per essere mantenuti sino alla scadenza sono iscritti in sede di prima rilevazione al costo, incrementato dei costi di transazione sostenuti per l'acquisizione dell'attività finanziaria. Successivamente alla prima rilevazione sono valutati al costo ammortizzato con il metodo dell'interesse effettivo al netto delle perdite di valore.

Ad ogni chiusura di bilancio, oppure allorquando sono evidenziati indicatori di impairment, tutte le attività finanziarie, ad eccezione di quelle FVTPL, sono sottoposte ad impairment test per determinare se vi siano oggettive evidenze (quali violazione degli accordi contrattuali, probabilità di fallimento del debitore, difficoltà finanziarie del debitore,...) che possono far ritenere non interamente recuperabile il valore dell'attività.

- Crediti e Debiti commerciali

I crediti e i debiti commerciali, la cui scadenza rientra nei normali termini commerciali, non sono attualizzati, poiché la componente temporale ha scarsa rilevanza nella loro valorizzazione, e sono iscritti al fair value (identificato dal loro valore nominale). Dopo la valutazione iniziale sono iscritti al costo ammortizzato. I crediti commerciali sono al netto del fondo svalutazione crediti che riflette la stima delle perdite su crediti.

- Disponibilità liquide

Le disponibilità liquide sono costituite dai valori in cassa, dai depositi a vista e da investimenti finanziari a breve termine (scadenza a tre mesi o meno dalla data di acquisto) e ad alta liquidità che sono prontamente convertibili in valori di cassa noti e che sono soggetti ad un rischio irrilevante di variazione del loro valore.

I depositi e i mezzi equivalenti, dopo la valutazione iniziale al costo inclusi gli oneri accessori, sono valutati al fair value.

Il denaro e i valori bollati in cassa sono valutati al valore nominale.

Rimanenze

Le giacenze di magazzino, composte prevalentemente da materiali e apparecchi di scorta per la manutenzione e la costruzione di impianti, materie prime, quali l'olio combustibile e il gasolio, e gas in relazione all'attività di trading sono valutati al minore tra il costo (costituito dal costo d'acquisto, dai costi di trasformazione e gli altri costi sostenuti per portare le rimanenze nel luogo e nelle condizioni attuali) e il presunto valore netto di realizzo o di sostituzione.

Il costo delle rimanenze viene determinato adottando il criterio del costo medio ponderato.

Se il costo delle rimanenze non può essere recuperato poiché esse sono danneggiate, sono diventate in tutto o in parte obsolete o i loro prezzi di vendita sono diminuiti, sono svalutate fino al valore netto di realizzo. Se le circostanze che avevano precedentemente causato una svalutazione non sussistono più l'ammontare della svalutazione viene stornato.

Le rimanenze di lavori in corso su ordinazione sono valutati in base alla percentuale di completamento, al netto degli acconti fatturati ai clienti. Le commesse per le quali è prevista una perdita a finire a livello di costi diretti sono oggetto di una svalutazione specifica che viene imputata a conto economico nel periodo in cui essa è divenuta nota.

Patrimonio netto

Il capitale sociale, inclusivo delle diverse categorie di azioni, viene esposto al suo valore nominale ridotto dei crediti verso soci per decimi da versare.

Il costo di acquisto delle azioni proprie viene portato a riduzione del patrimonio netto.

I costi direttamente attribuibili ad operazioni sul capitale della capogruppo, per nuove sottoscrizioni, sono contabilizzati a riduzione del patrimonio netto.

I dividendi sono iscritti tra le passività al momento in cui vengono approvati dall'assemblea degli azionisti.

Benefici ai dipendenti

A decorrere dal 1° gennaio 2012 è stata applicata, in via anticipata, la modifica al principio contabile internazionale IAS 19 "Benefici ai dipendenti" omologato in data 6 giugno 2012. Tale modifica è applicabile a partire dal 1° gennaio 2013, tuttavia ne è consentita l'applicazione su base volontaria per le relazioni finanziarie annuali al 31 dicembre 2012. Le modifiche prese in considerazione nell'emendamento in oggetto possono classificarsi in tre grandi categorie: rilevazione ed esposizione in bilancio, informazioni integrative (disclosures) ed ulteriori modifiche.

La prima categoria di modifiche interessa i piani a benefici definiti. In particolare viene abbandonato il metodo del corridoio nella rilevazione degli utili e delle perdite attuariali (già non applicato presso il Gruppo IREN) e viene introdotto l'obbligo di rilevare le componenti connesse alle "rivalutazioni" (ad es. gli utili e le perdite attuariali) immediatamente nel Prospetto delle altre componenti di Conto Economico complessivo.

Per quanto riguarda la presentazione in bilancio, le variazioni della passività relativa all'obbligazione che sorge in relazione a un piano a benefici definiti sono disaggregate in tre componenti:

- 1) operativa (service cost), costi del personale;
- 2) finanziaria (finance cost), interessi attivi/passivi netti;
- 3) valutativa (remeasurement cost), utili/perdite attuariali.

In merito all'informativa integrativa, viene proposta l'informativa relativa alle caratteristiche dei piani e dei relativi importi iscritti in bilancio, al rischio derivante dai piani e comprendente una analisi di sensitività delle fluttuazioni nel rischio demografico.

I benefici successivi al rapporto di lavoro sono definiti sulla base di programmi che in funzione delle loro caratteristiche sono distinti in programmi "a contributi definiti" e programmi "a benefici definiti".

Nei programmi a “contributi definiti” l’obbligazione dell’impresa, limitata al versamento dei contributi allo Stato ovvero ad un patrimonio o ad un’entità giuridicamente distinta (cd. fondo), è determinata sulla base dei contributi dovuti. Per il Gruppo rientrano in questa categoria il Trattamento di Fine Rapporto maturato a partire dal 1° gennaio 2007 che viene versato al fondo INPS e la parte versata alla previdenza integrativa.

La passività relativa ai programmi a “benefici definiti”, al netto delle eventuali attività al servizio del piano, è determinata sulla base di ipotesi attuariali. Per il Gruppo rientrano in questa categoria il Trattamento di fine rapporto maturato fino al 31 dicembre 2006 (o alla data di scelta da parte del dipendente nel caso di destinazione a fondi complementari), le agevolazioni tariffarie fornite al personale dipendente ed ex-dipendente, le mensilità aggiuntive (art. 47 CCNL) il premio fedeltà erogato al personale dipendente ed i contributi erogati al fondo Premungas.

Per ciascun dipendente viene calcolato il valore attuale della passività con il metodo di proiezione unitaria del credito. L’ammontare della passività viene calcolato stimando l’ammontare da pagare al momento della risoluzione del rapporto di lavoro, prendendo in considerazione ipotesi economiche, finanziarie e demografiche; tale valore viene imputato pro-rata temporis sulla base del periodo di lavoro già maturato.

Per il trattamento di fine rapporto maturato al 31 dicembre 2006 (o alla data di scelta da parte del dipendente nel caso di destinazione a fondi complementari), non viene invece applicato il pro-rata temporis, poiché alla data del bilancio i benefici possono essere considerati maturati interamente.

Le variabili demografiche, economiche e finanziarie assunte sono annualmente validate da un attuario indipendente.

Gli utili e le perdite derivanti dall’effettuazione del calcolo attuariale per quanto concerne i benefici successivi al rapporto di lavoro sono immediatamente rilevati nel Conto economico complessivo, cioè nell’other comprehensive income, con l’eccezione del premio fedeltà per cui sono rilevati interamente a Conto economico.

Fondi per rischi e oneri

I fondi per rischi e oneri sono accantonati per coprire passività di ammontare o scadenza incerti che devono essere rilevati in bilancio quando ricorrono le seguenti contestuali condizioni:

- l’impresa ha un’obbligazione attuale (legale o implicita), ossia in corso alla data di riferimento del bilancio, quale risultato di un evento passato;
- è probabile che per adempiere all’obbligazione si renderà necessario un impiego di risorse economiche;
- può essere effettuata una stima attendibile dell’importo necessario all’adempimento dell’obbligazione.

I rischi per i quali il manifestarsi di una passività è soltanto potenziale sono indicati nelle note al bilancio senza procedere allo stanziamento di un fondo.

In caso di eventi solamente remoti e cioè di eventi che hanno scarsissime possibilità di verificarsi non viene contabilizzato alcun fondo, né vengono fornite informazioni aggiuntive od integrative.

Gli accantonamenti sono iscritti al valore rappresentativo della migliore stima dell’ammontare che l’impresa pagherebbe per estinguere l’obbligazione, ovvero per trasferirla a terzi alla data di chiusura dell’esercizio. Se l’effetto di attualizzazione del valore del denaro è significativo, gli accantonamenti sono determinati attualizzando i flussi finanziari futuri attesi ad un tasso di sconto ante imposte che riflette la valutazione corrente del mercato del costo del denaro in relazione al tempo.

Quando viene effettuata l’attualizzazione, l’incremento dell’accantonamento dovuto al trascorrere del tempo è rilevato come onere finanziario.

I fondi post mortem sono attualizzati sulla base della curva dei tassi governativi alla data di bilancio. Si attualizzano, anno per anno, i flussi di cassa indicati nella perizia redatta da un esperto indipendente.

Il fondo ripristino opere devolvibili è istituito allo scopo di non far gravare esclusivamente sugli esercizi in cui sono sostenuti i costi per manutenzioni, rinnovi e simili di natura non incrementativa, ma di distribuirli sui vari esercizi di utilizzo di tali beni.

Ricavi

I ricavi sono valutati al fair value del corrispettivo ricevuto o spettante, tenendo conto di eventuali sconti commerciali e riduzioni legate alla quantità.

I ricavi dalla vendita di beni sono rilevati quando:

- l'impresa ha trasferito all'acquirente i rischi significativi e i benefici connessi alla proprietà del bene;
- l'impresa perde i diritti di proprietà nonché l'effettivo controllo sulla merce venduta da parte del venditore;
- il valore dei ricavi può essere determinato in modo attendibile;
- è probabile che l'impresa venditrice potrà fruire dei benefici economici derivanti dall'operazione;
- il valore dei costi connessi all'operazione può essere determinato in modo attendibile.

Quando sussiste un'incertezza sulla possibilità di incassare i crediti derivanti da un ricavo già contabilizzato, il valore non recuperabile viene rilevato come costo anziché come rettifica del ricavo già imputato.

I ricavi dalla prestazione di servizi sono rilevati quando:

- l'ammontare dei ricavi può essere determinato in modo attendibile;
- è probabile che l'impresa venditrice potrà fruire dei benefici economici derivanti dall'operazione;
- lo stadio di completamento dell'operazione alla data di chiusura del bilancio d'esercizio può essere determinato attendibilmente;
- il valore dei costi connessi all'operazione può essere determinato in modo attendibile.

Contributi conto impianti e contributi in conto esercizio

I contributi in conto impianti, vengono iscritti, quando gli stessi divengono esigibili, come ricavo differito e imputato come provento al conto economico sistematicamente durante la vita utile del bene a cui si riferiscono. Il ricavo differito relativo ai contributi stessi trova riscontro nello Stato Patrimoniale tra le altre passività, con opportuna separazione tra la parte corrente e quella non corrente.

I contributi in conto esercizio sono imputati a conto economico nel momento in cui sono soddisfatte le condizioni di iscrizione, ovvero quando si ha la certezza del riconoscimento degli stessi in contropartita dei costi a fronte dei quali i contributi sono erogati.

Altri proventi

Gli altri proventi includono tutte le fattispecie di ricavi non inclusi nelle tipologie precedenti e non aventi natura finanziaria e sono rilevati secondo le modalità sopra indicate per i ricavi delle vendite di beni e prestazione di servizi.

Costi per l'acquisizione di beni e servizi

I costi sono valutati al fair value dell'ammontare pagato o da pagare. I costi per l'acquisizione di beni e servizi sono iscritti quando il loro ammontare può essere determinato in maniera attendibile. I costi per acquisto di beni sono riconosciuti al momento della consegna, che in base ai contratti in essere identifica il momento del passaggio dei rischi e benefici connessi. I costi per servizi sono iscritti per competenza in base al momento di ricevimento degli stessi.

Proventi ed oneri finanziari

I proventi che derivano dall'utilizzo, da parte di terzi, di beni dell'impresa che generano interessi, e dividendi sono rilevati quando:

- è probabile che l'impresa venditrice potrà fruire dei benefici economici derivanti dall'operazione;
- l'ammontare dei ricavi può essere determinato in modo attendibile.

I proventi devono essere rilevati applicando i seguenti criteri:

- gli interessi devono essere rilevati con un criterio temporale che consideri il rendimento effettivo del bene;
- i ricavi per dividendi da partecipazioni sono contabilizzati nel momento in cui sorge il diritto all'incasso, che normalmente corrisponde alla delibera assembleare di distribuzione dei dividendi.

Quando sussiste un'incertezza sulla possibilità di incassare i crediti derivanti da un ricavo già contabilizzato, il valore non recuperabile deve essere rilevato come costo anziché come rettifica del ricavo già imputato.

Gli oneri finanziari sono rilevati come costo nell'esercizio nel quale essi sono sostenuti; quelli che sono direttamente imputabili all'acquisizione, costruzione, produzione di un impianto sono capitalizzati dal momento che:

- è probabile che comporteranno dei benefici economici futuri per l'impresa
- sono attendibilmente determinati.

Imposte sul reddito

Le imposte sul reddito includono tutte le imposte calcolate sul reddito imponibile del Gruppo.

Le imposte correnti e differite vengono rilevate come proventi o come oneri e sono incluse nell'utile o nella perdita dell'esercizio, a meno che le imposte derivino da un'operazione o un fatto rilevato, nello stesso esercizio o in un altro, direttamente nel patrimonio netto.

Le imposte correnti del periodo sono determinate sulla base di una realistica previsione dell'onere d'imposta di pertinenza del periodo determinato in applicazione della vigente normativa fiscale o sostanzialmente approvata. Le imposte differite sono calcolate in base alle differenze temporanee che emergono tra la base imponibile di una attività o passività e il valore contabile nel bilancio consolidato.

Un'attività per imposte anticipate viene contabilizzata quando il suo recupero è probabile.

Le imposte differite sono state calcolate considerando l'aliquota fiscale prevista per l'esercizio in cui le differenze si riverseranno.

Il Gruppo ha esercitato l'opzione, ai sensi dell'art. 118 del nuovo Tuir, per il Consolidato fiscale di Gruppo che comporta il trasferimento da parte delle società consolidate delle proprie posizioni debitorie/creditorie IRES verso la Consolidante IREN S.p.A.. Quest'ultima determina l'IRES su una base imponibile corrispondente alla somma algebrica degli imponibili positivi e negativi delle singole società che partecipano al consolidato.

A fronte del reddito imponibile conseguito e trasferito alla società consolidante, la consolidata si obbliga a riconoscere alla società consolidante "conguagli per imposte" pari alle imposte dovute sul reddito trasferito al netto dei crediti per IRES trasferiti.

Criteri di conversione delle poste in valuta estera

La valuta funzionale e di presentazione adottata dal Gruppo è l'Euro. In presenza di transazioni in valuta estera, le stesse sono inizialmente rilevate al tasso di cambio in essere alla data dell'operazione. Le attività e le passività in valuta, ad eccezione delle immobilizzazioni, sono iscritte al cambio di riferimento alla data di chiusura del periodo e i relativi utili e perdite su cambi sono imputati a conto economico. L'eventuale utile netto che dovesse emergere viene accantonato in un'apposita riserva non distribuibile fino alla data di realizzo.

Emissions Trading Scheme

L'Emissions Trading Scheme è entrato in vigore nell'Unione Europea dal 1° gennaio 2005 e fa parte dei cosiddetti 'meccanismi flessibili' ammessi dal Protocollo di Kyoto per il raggiungimento degli obiettivi di emissione dei gas ad effetto serra. Per l'Italia l'obiettivo consisteva nella riduzione delle emissioni di CO2 entro il 2012 del 6,5% rispetto al livello del 1990.

Con il decreto D. Lgs. 13 marzo 2013, n. 30, è stata recepita nell'ordinamento nazionale la direttiva 2009/29/CE che ha introdotto nuove regole per lo scambio di quote di emissione di gas serra, nonché nuove attività soggette all'applicazione della normativa nel periodo 2013-2020.

Il Gruppo partecipa attivamente al sistema di scambi di permessi di emissione finalizzato alla riduzione delle emissioni di gas ad effetto serra contribuendo al raggiungimento degli obiettivi fissati per il Gruppo dal piano di riduzione nazionale.

Le quote di emissione, siano esse acquisite o ricevute a titolo gratuito, sono contabilizzate come immobilizzazioni immateriali. Le quote sono valutate inizialmente al fair value, rappresentato dal valore di mercato al momento dell'assegnazione o dall'effettivo prezzo d'acquisto. I due importi peraltro risultano sostanzialmente omogenei. Le quote di emissione non vengono ammortizzate, ma eventualmente svalutate attraverso il processo di impairment se il loro fair value dovesse scendere al di sotto di quello di iscrizione. Per le emissioni effettuate nel periodo (valorizzate al fair value) viene effettuato un accantonamento a fondo rischi, il quale sarà utilizzato, al momento dell'annullamento dei diritti. Al momento della vendita dei diritti di emissione viene registrato l'incasso con riduzione dei diritti di emissione e l'eventuale plus/minusvalenza.

Le quote di emissione detenute con finalità di trading che alla fine dell'esercizio risultano invendute sono iscritte nello stato patrimoniale tra le Rimanenze di prodotti finiti e merci. Tali quote saranno valorizzate al minore tra costo e valore di mercato.

Titoli energetici

In stretta relazione con le attività svolte, al Gruppo sono stati assegnati alcuni titoli energetici strettamente connessi all'effettuazione di specifiche attività volte al risparmio energetico. In particolare al Gruppo sono stati assegnati:

- dal Gestore della rete elettrica nazionale (GRTN), titoli commerciabili che attestano la produzione, su base annua, di energia elettrica da fonti rinnovabili (cosiddetti "certificati verdi"). Il Gruppo risulta titolare di tali certificati a seguito della produzione di energia elettrica tramite impianti idroelettrici, l'impianto di termovalorizzazione di Tecnoborgo e di Iren Ambiente (PAI), impianti di biogas e per effetto dell'utilizzo di impianti di cogenerazione associati al teleriscaldamento;
- dall'Autorità per l'energia elettrica ed il gas (AEEG), titoli commerciabili (TEE) che attestano l'effettuazione di interventi di risparmio energetico (cosiddetti "certificati bianchi").

Contabilmente tali titoli energetici sono trattati nel seguente modo:

- i certificati verdi derivanti dalla produzione annua di energia da fonti rinnovabili, sono rilevati in accordo al principio della competenza economica;
- per quanto riguarda i certificati bianchi, il trattamento contabile si differenzia leggermente a seconda che la società sia tenuta o meno all'obbligo di restituzione dei TEE. I soggetti tenuti all'obbligo di restituzione dei TEE rilevano il contributo relativo all'obbligo dell'anno ed il costo dei TEE acquistati per soddisfare tale obbligo. Se i titoli acquistati eccedono l'obbligo, il costo dei titoli acquistati in eccesso viene riscontato; se al contrario i titoli acquistati risultano insufficienti a soddisfare l'obbligo, il soggetto stanziava il costo dei titoli ancora da acquistare per soddisfare l'obbligo dell'anno. I soggetti che non sono tenuti all'obbligo di restituzione dei TEE rilevano invece ricavi e costi dei titoli ceduti e sospendono tra le rimanenze gli eventuali titoli invenduti, valorizzati al costo medio ponderato.

Utile per azione

- Utile base per azione

L'impresa calcola l'utile base per azione sulla base dell'utile o della perdita attribuibile agli azionisti possessori di azioni ordinarie della capogruppo. L'utile base per azione è calcolato dividendo l'utile o la perdita d'esercizio attribuibile agli azionisti possessori di azioni ordinarie per la media ponderata delle azioni ordinarie in circolazione nell'esercizio.

- Utile diluito per azione

L'impresa calcola l'utile diluito per azione sulla base dell'utile o della perdita attribuibile agli azionisti possessori di azioni della capogruppo.

Ai fini del calcolo dell'utile diluito per azione, il numero delle azioni ordinarie è la media ponderata delle azioni ordinarie più la media ponderata delle azioni ordinarie che potrebbero essere emesse al momento della conversione in azioni di tutte le potenziali azioni ordinarie con effetti di diluizione. Tale conversione deve avvenire all'inizio dell'esercizio oppure alla data di emissione delle potenziali azioni ordinarie.

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

Alla data del presente bilancio consolidato gli organi competenti dell'Unione Europea non hanno ancora concluso il processo di omologazione dei seguenti principi contabili.

- 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 deve rilevare le perdite attese sulle proprie attività finanziarie, dove per “perdita” si intende il valore attuale di tutti i futuri mancati incassi, e fornire 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° febbraio 2015, riguardano la semplificazione del trattamento contabile delle contribuzioni ai piani a benefici definiti da parte dei dipendenti o di terzi in casi specifici.
- Il 12 dicembre 2013 lo IASB ha emesso un insieme di modifiche agli IFRS (*Annual Improvements to IFRSs – 2010-2012 Cycle* e *Annual Improvements to IFRSs - 2011-2013 Cycle*). 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*.
- 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.
- In 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 2017.
- In 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.
- In data 11 settembre 2014 lo IASB ha emesso un emendamento allo IAS28 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).
- 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*.

Utilizzo di valori stimati

Nell’ambito della redazione del bilancio in conformità agli IFRS le stime e le relative assunzioni si basano sulle esperienze pregresse e su altri fattori considerati ragionevoli nella fattispecie e sono state adottate per definire il valore contabile delle attività e delle passività a cui si riferiscono. Le stime sono state utilizzate per valutare le attività materiali e immateriali sottoposte ad *impairment*, oltre che per rilevare accantonamenti per rischi su crediti, per obsolescenza di magazzino, per gli ammortamenti e per le svalutazioni di attività, benefici ai dipendenti, per la determinazione del *fair value* degli strumenti derivati e delle attività finanziarie disponibili per la vendita, imposte e altri accantonamenti ai fondi rischi. Tali stime e ipotesi sono riviste regolarmente. Le eventuali variazioni derivanti dalla revisione delle stime contabili sono rilevate nel periodo in cui la revisione viene effettuata qualora la stessa interessi solo quel periodo. Nel caso in cui la revisione interessi periodi sia correnti sia futuri, la variazione è rilevata nel periodo in cui la revisione viene effettuata e nei relativi periodi futuri.

VI. GESTIONE DEI RISCHI FINANZIARI DEL GRUPPO

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.

Di seguito si riporta una sintesi della modalità di gestione dei rischi per quanto riguarda la gestione e il controllo dei rischi derivanti da strumenti finanziari (rischio di liquidità, rischio di cambio, rischio tassi di interesse, rischio di credito) e del rischio prezzo *commodity*, legato alla volatilità dei prezzi delle *commodity* energetiche.

1. RISCHI FINANZIARI

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

a) *Rischio di liquidità*

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

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

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

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

Viene costantemente monitorata la situazione finanziaria attuale, prospettica e la disponibilità di adeguati affidamenti bancari e non si evidenziano criticità per la copertura degli impegni finanziari di breve termine. Al 31 dicembre 2014 gli affidamenti bancari a breve termine utilizzati dalla Capogruppo sono pari a 379 milioni di euro.

La tabella sottostante fornisce l'indicazione dei flussi di cassa nominali previsti per l'estinzione delle Passività finanziarie:

	Valore contabile	Flussi finanziari contrattuali	entro i 12 mesi	1-5 anni	migliaia di euro Oltre 5 anni
Debiti per mutui e bond (*)	2.380.274	(2.866.621)	(293.394)	(1.202.620)	(1.370.607)
Coperture rischio tasso	39.884	(38.148)	(11.103)	(24.767)	(2.278)

(*) Il valore contabile include i mutui quota a lungo e quota a breve

I flussi finanziari previsti per l'estinzione delle altre passività finanziarie, diverse da quelle verso istituti di credito, non si discostano significativamente dal valore contabile riportato in bilancio.

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 2014 al Gruppo Iren sono stati erogati nuovi finanziamenti a medio-lungo termine per complessivi 761 milioni di euro, di cui 750 milioni di euro a favore della Capogruppo. Il dettaglio delle attività svolte in tale ambito e delle singole operazioni è riportato al paragrafo Gestione Finanziaria.

Si evidenzia che al 31.12.2014 il debito residuo per mutui risulta contrattualizzato per il 69% a tasso fisso e per il 31% a tasso variabile.

In merito al rischio di liquidità che potenzialmente deriva dalle clausole contrattuali che legittimano le controparti a ritirare il finanziamento al verificarsi di determinati eventi (*rischio default e covenants*), si

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

Anche alcuni contratti di finanziamento a medio lungo termine di società che contribuiscono alla Posizione Finanziaria Netta del Gruppo prevedono il rispetto di indici finanziari che risultano soddisfatti.

b) Rischio di cambio

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

c) Rischio tassi di interesse

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

Con un'ottica non speculativa, i rischi connessi alla crescita dei tassi di interesse vengono monitorati e, se ritenuto opportuno, ridotti o eliminati stipulando con controparti finanziarie di elevato *standing* creditizio, appositi contratti (*swap* e *collar*) che perseguono esclusivamente finalità di copertura dei flussi finanziari (*cash flow hedge*). Alla data del 31 dicembre 2014, salvo alcune posizioni marginali, tutti i contratti stipulati, volti a limitare l'esposizione al rischio di oscillazione del tasso di interesse, sono stati classificati come *cash flow hedge*, in quanto soddisfano i requisiti per l'applicazione dell'*hedge accounting*.

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 71% dell'indebitamento finanziario lordo e il 91% 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.

Al fine di consentire una completa comprensione dei rischi di variazione dei tassi di interesse a cui è soggetto il Gruppo è stata condotta un'analisi di sensitività degli oneri finanziari netti e delle componenti valutative dei contratti finanziari derivati al variare dei tassi di interesse.

Relativamente agli oneri finanziari tale analisi è stata effettuata, sulla base di presupposti di ragionevolezza, secondo le seguenti modalità:

- una variazione teorica in aumento ed in diminuzione di 100 *basis points* dei tassi di interesse euribor rilevati nel corso dell'esercizio è stata applicata all'indebitamento finanziario netto;
- in caso sia esistente una relazione di copertura lo shock sui tassi è stato applicato congiuntamente alla posizione debitoria ed al relativo strumento derivato di copertura con un effetto netto a conto economico sostanzialmente contenuto;
- la variazione dei tassi è stata altresì applicata alla quota di interessi passivi che sono stati capitalizzati nell'esercizio;

Con riferimento ai contratti derivati di copertura esistenti alla data di chiusura dell'esercizio è stata applicata una traslazione teorica in aumento ed in diminuzione di 100 *basis points* delle curve *forward* dei tassi di interesse impiegate per la determinazione dei fair value dei contratti stessi.

Nella seguente tabella sono riportati i risultati dell'analisi di sensitività anzi illustrata svolta con riferimento alla data del 31 dicembre 2014.

	migliaia di euro	
	aumento di 100 bps	diminuzione di 100 bps
Incremento (diminuzione) degli oneri finanziari netti	1.854	(1.916)
Incremento (diminuzione) degli oneri da fair value contratti derivati	(42)	42
Incremento (diminuzione) della riserva copertura flussi finanziari	14.027	(14.899)

2. RISCHIO DI CREDITO

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

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

Per limitare l'esposizione al rischio di credito, la cui gestione operativa è demandata alle singole funzioni territoriali, sono stati introdotti e individuati strumenti tra 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 sia a livello di Gruppo sia nell'ambito delle Società controllate, al fine di individuare in modo tempestivo possibili contromisure.

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

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

In relazione alla concentrazione del credito si segnalano i rapporti tra le controllate Iren Servizi e Innovazione (già Iride Servizi) e AMIAT ed il Comune di Torino. Per maggiori dettagli si rimanda in particolare alla nota di commento 8_Actività finanziarie non correnti del bilancio consolidato.

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 di dette commodity energetiche direttamente ovvero attraverso formule di indicizzazione.

La politica del Gruppo è orientata a minimizzare la necessità di fare ricorso ai mercati finanziari per coperture, sia mediante l'allineamento delle 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.

Nei mesi di ottobre e novembre 2013, a copertura del portafoglio energetico del 2014, sono state stipulate operazioni di derivato su commodity (Commodity swap su indice Gas Release 07) per un nozionale complessivo di 1 TWh. Nei mesi di dicembre 2013 e febbraio 2014 sono poi state stipulate tre operazioni di derivato su cambio (Average Rate Forward) per complessivi 129.946 mila USD.

A copertura del portafoglio energetico del 2015, nei mesi di novembre e dicembre 2014 sono state stipulate operazioni di derivato su commodity (Commodity swap su indice TTF) per un nozionale complessivo di 877 GWh.

Il Fair Value dei contratti in essere al 31 dicembre 2014 è complessivamente negativo e pari a 1.794 migliaia di euro.

Nell'ambito della società Iren Mercato esiste un'attività di Trading che prevede negoziazioni di contratti fisici e finanziari sul mercato elettrico e di contratti finanziari direttamente sulle commodities sottostanti. I contratti possono essere riferiti a diversi indici (PUN, ITEC, Itmix, BINE) e a negoziazioni su IDEX. Al 31 dicembre 2014 non sono peraltro presenti contratti che originano da tale attività e classificati nell'apposito Portafoglio di Trading.

Contabilizzazione strumenti derivati

Gli strumenti finanziari derivati sono valutati al fair value, determinato sulla base dei valori di mercato o, qualora non disponibili, secondo una tecnica di valutazione interna.

Il Gruppo pone in essere operazioni su strumenti derivati aventi finalità di copertura di specifici rischi di cambio, tasso o prezzo.

Ai fini della contabilizzazione degli strumenti derivati, all'interno di tali operazioni è necessario distinguere tra operazioni che rispettano tutti i requisiti richiesti dallo IAS 39 per essere contabilizzate in accordo con le regole dell'hedge accounting e operazioni che non rispettano tutti i suddetti requisiti.

Operazioni contabilizzate in accordo con le regole dell'hedge accounting

Tali operazioni possono includere:

- operazioni di fair value hedge: il derivato e lo strumento coperto sono iscritti nello stato patrimoniale al fair value e la variazione dei rispettivi fair value è contabilizzata direttamente a conto economico;
- operazioni di cash flow hedge: il derivato è iscritto in bilancio al fair value con contropartita una specifica riserva di patrimonio netto per la componente efficace della copertura e il conto economico per la componente inefficace; al momento della manifestazione dello strumento coperto l'importo sospeso a patrimonio netto viene riversato a conto economico.

La classificazione a conto economico del riversamento dell'importo sospeso a patrimonio netto e della componente inefficace avviene in accordo con la natura dello strumento sottostante. Pertanto nel caso di strumenti derivati su commodity nel margine operativo lordo, mentre nel caso di copertura del rischio di tasso nei proventi ed oneri finanziari.

Operazioni non contabilizzate in accordo con le regole dell'hedge accounting

Il derivato è iscritto nello stato patrimoniale al fair value.

La variazione del fair value del derivato è iscritta a conto economico e la sua classificazione avviene in accordo con la natura dello strumento sottostante:

- nel caso di strumenti derivati su commodity, nel margine operativo lordo; in particolare la componente realizzata è contabilizzata a rettifica della componente di costo o ricavo cui si riferisce e quella derivante dalla valutazione del derivato a fine periodo tra gli altri oneri o tra gli altri proventi;
- nel caso di copertura del rischio di tasso, nei proventi ed oneri finanziari.

In merito alla valutazione del derivato tra le partite patrimoniali finanziarie si segnala che il fair value del derivato è iscritto tra i debiti / crediti finanziari a lungo termine se il relativo sottostante è una posta di medio / lungo termine, viceversa è iscritto tra i debiti / crediti finanziari a breve termine se il sottostante si estingue entro il periodo di riferimento.

Fair value

Per ogni classe di attività e passività indicate a bilancio occorre riportare, oltre al valore contabile ed il relativo fair value anche i metodi e le principali assunzioni utilizzate per la sua determinazione.

Il fair value viene determinato in misura pari alla sommatoria dei flussi finanziari futuri attesi connessi all'attività o passività comprensivi della relativa componente di onere o provento finanziario attualizzati con riferimento alla data di chiusura del bilancio. Il valore attuale dei flussi futuri è stato determinato applicando la curva dei tassi forward alla data di chiusura dell'esercizio.

Al fine di fornire un'informativa quanto più possibile esaustiva è stato esposto anche il valore comparativo relativo al precedente esercizio.

	31.12.2014		31.12.2013	
	Valore contabile	Fair Value	Valore contabile	Fair Value
Attività per contratti derivati di copertura	-	-	-	-
Obbligazioni esigibili oltre 12 mesi (*)	(815.095)	(903.692)	(367.640)	(398.200)
Mutui quota non corrente	(1.352.935)	(1.407.958)	(1.433.219)	(1.371.234)
Mutui quota corrente	(212.244)	(251.513)	(667.547)	(712.062)
Passività per contratti derivati di copertura	(39.884)	(39.884)	(37.176)	(37.176)
Totale	(2.420.158)	(2.603.047)	(2.505.582)	(2.518.672)

(*) Il fair value del Put Bond al 31.12.2014 è pari a 196.106 migliaia di euro (188.929 migliaia di euro al 31.12.2013)

Per le classi di attività e passività finanziarie non riportate nella tabella precedente il valore contabile coincide con il fair value.

Scala gerarchica del fair value

La tabella seguente illustra gli strumenti finanziari contabilizzati al fair value in base alla tecnica di valutazione utilizzata. I diversi livelli sono stati definiti come illustrato di seguito:

- Livello 1: prezzi quotati (non rettificati) su mercati attivi per attività o passività identiche
- Livello 2: dati di input diversi dai prezzi quotati di cui al Livello 1 che sono osservabili per l'attività o la passività, sia direttamente (come nel caso dei prezzi), sia indirettamente (ovvero derivati dai prezzi)
- Livello 3: dati di input relativi all'attività o alla passività che non sono basati su dati di mercato osservabili (dati non osservabili).

31.12.2014	migliaia di euro			
	Livello 1	Livello 2	Livello 3	Totale
Attività finanziarie disponibili per la vendita	388			388
Attività finanziarie designate al fair value rilevato a conto economico				-
Investimenti finanziari detenuti per finalità di trading				-
Attività finanziarie derivate				-
Totale attività	388	-	-	388
Passività finanziarie derivate		(41.678)		(41.678)
Totale complessivo	388	(41.678)	-	(41.290)

31.12.2013	migliaia di euro			
	Livello 1	Livello 2	Livello 3	Totale
Attività finanziarie disponibili per la vendita				-
Attività finanziarie designate al fair value rilevato a conto economico				-
Investimenti finanziari detenuti per finalità di trading				-
Attività finanziarie derivate				-
Totale attività	-	-	-	-
Passività finanziarie derivate		(37.258)		(37.258)
Totale complessivo	-	(37.258)	-	(37.258)

Tutti gli strumenti finanziari di copertura del Gruppo hanno *fair value* classificabile di livello 2, cioè misurato sulla base di tecniche di valutazione che prendono a riferimento parametri osservabili sul mercato (es. tassi di interesse, prezzi commodities), diversi dalle quotazioni dello strumento finanziario, o comunque che non richiedono un significativo aggiustamento basato su dati non osservabili sul mercato. Si segnala inoltre che non ci sono stati trasferimenti tra i diversi Livelli della scala gerarchica del *fair value*.

Gestione del Capitale

Le politiche di gestione del capitale del Consiglio di Amministrazione prevedono il mantenimento di un livello elevato di capitale proprio al fine di mantenere un rapporto di fiducia con gli investitori, i creditori ed il mercato, consentendo altresì lo sviluppo futuro dell'attività.

Il Consiglio di Amministrazione monitora il rendimento del capitale ed il livello di dividendi da distribuire ai detentori di azioni ordinarie e ha l'obiettivo di mantenere un equilibrio tra l'ottenimento di maggiori rendimenti tramite il ricorso ad indebitamento e i vantaggi e la sicurezza offerti da una solida situazione patrimoniale.

VII. INFORMATIVA SUI RAPPORTI CON PARTI CORRELATE

Il Consiglio di Amministrazione di IREN, in data 3 dicembre 2013 e con il parere favorevole del Comitato Controllo e Rischi, ha adottato una nuova versione del “Regolamento Interno in materia di operazioni con parti correlate” (di seguito anche “Regolamento OPC”), (già approvato in data 30 novembre 2010 ed emendato in data 6 febbraio 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.

Rapporti con società controllate e collegate

Services Intercompany - Per sfruttare al meglio le sinergie organizzative emergenti dalla fusione fra IRIDE ed Enia, la configurazione di Iren è stata disegnata sul modello di una Holding, dotata di strutture di staff adeguate a sostenere l’attività di coordinamento del Gruppo e ad affrontare le più rilevanti problematiche di interesse generale. Pertanto Iren è in grado di fornire prestazioni professionali a favore delle Società di Primo Livello e controllate, secondo le esigenze da queste manifestate, sulla base di contratti di services stipulati fra le parti.

Tutte le attività suddette sono regolate da appositi contratti di servizio improntati a condizioni di mercato.

Gestione finanziaria - Al fine di ottimizzare la struttura e le condizioni di accesso al finanziamento esterno sono state adottate soluzioni organizzative orientate ad una gestione finanziaria accentrata a livello di Gruppo, gestione svolta direttamente da Iren S.p.A..

In tale prospettiva, i finanziamenti sono assunti nei confronti del sistema creditizio in capo ad Iren, con destinazione successiva dei fondi alle Società del Gruppo a sostegno degli investimenti realizzati dalle medesime Società, sulla base di contratti di finanziamento intercompany.

E’ stata approvata la regolamentazione dei rapporti finanziari fra la Capogruppo e le Società di Primo Livello, concernenti sia la gestione accentrata (cash pooling) delle risorse disponibili all’interno del Gruppo per il funzionamento quotidiano (circolante), sia la gestione delle risorse destinate a sostenere gli investimenti a medio / lungo termine. Le condizioni dei contratti intercompany, stipulati sulla base di tale regolamentazione, sono state definite sulla base delle condizioni alle quali la Capogruppo si approvvigiona sul mercato finanziario.

Consolidato fiscale - A partire dall’esercizio 2010 la società Iren S.P.A., ha optato per il regime fiscale del Consolidato domestico di cui agli artt. 117 e seguenti del nuovo TUIR. Detto regime consiste nella determinazione dell’IRES sulla base imponibile di Gruppo corrispondente alla somma algebrica degli imponibili positivi e negativi delle singole società che partecipano al consolidato opportunamente rettificato per le variazioni di consolidamento.

Tutti i rapporti, economici e giuridici, tra le parti sono stati disciplinati da apposito contratto interaziendale tra le società coinvolte e la consolidante Iren S.p.A..

Il nuovo perimetro di consolidamento fiscale, oltre alla consolidante Iren S.p.A., include quindi, senza soluzione di continuità, le seguenti società: AEM Torino Distribuzione, IREN Servizi e Innovazione, IREN Acqua Gas, IREN Mercato, IREN Energia, IREN Gestioni Energetiche, AGA, Mediterranea delle Acque, Immobiliare delle Fabbriche, Nichelino Energia, Eniatel, Tecnoborgo, IREN Ambiente, IREN Ambiente Holding, IREN Emilia, Genova Reti Gas, IREN Rinnovabili, Green Source, Enia Solaris, Varsi Fotovoltaico, Millenaria Fotovoltaico, Agriren e TLR V.

In particolare, nel suddetto contratto vengono contemplate le modalità di trasferimento del reddito IRES, la remunerazione che ne consegue, nonché gli effetti di eventuali interruzioni del suddetto regime o del mancato rinnovo dello stesso.

La Legge 24 dicembre 2007, n. 244 (Finanziaria 2008), con effetto dal periodo d'imposta 2008, ha radicalmente modificato la disciplina della tassazione di gruppo, sopprimendo tutte le rettifiche di consolidamento previste dall'art. 122 TUIR, abrogando la disciplina relativa ai trasferimenti infragruppo di cui all'art. 123 TUIR e introducendo la possibilità, a determinate condizioni, di portare in deduzione del reddito del consolidato le eccedenze di interessi passivi eventualmente maturate in capo alle società partecipanti per effetto delle nuove disposizioni sulla deducibilità degli interessi passivi di cui all'art. 96 del TUIR.

Per effetto delle modifiche normative il Regolamento in vigore, in conformità a quanto previsto dall'art. 22 dello stesso, è stato redatto salvaguardando i principi sopra enunciati.

A seguito dell'opzione per il consolidato fiscale domestico, a fronte del reddito imponibile conseguito e trasferito alla società consolidante, la consolidata si obbliga a riconoscere alla società consolidante "conguagli per imposte" pari alle imposte dovute sul reddito trasferito al netto dei crediti per IRES trasferiti.

Nel Regolamento vengono inoltre evidenziati gli altri obblighi dei contraenti tra cui quello relativo agli invii di flussi informativi da parte delle consolidate affinché la Consolidante riesca a determinare il Reddito complessivo di gruppo ai fini IRES.

In appositi paragrafi vengono indicate le conseguenze relative all'interruzione anticipata del consolidato, al mancato rinnovo ed alle responsabilità delle parti in caso di errori a loro imputabili ai sensi dell'articolo 127 comma 2 del TUIR.

Con riferimento alle società del gruppo che operano nei settori della produzione, commercializzazione, trasporto o distribuzione del gas naturale o dell'energia elettrica, anche da fonti rinnovabili, si precisa che le stesse (ancora per il 2014, in quanto dal 2015 è stata ritenuta incostituzionale dalla sentenza dell'11 febbraio 2015 della Corte Costituzionale) sono soggette all'addizionale IRES del 6,5%. Detta addizionale deve essere liquidata in modo autonomo da dette società anche se partecipanti al consolidato fiscale.

Opzione per l'IVA di Gruppo - Da un punto di vista procedurale, per l'esercizio 2014, la liquidazione dell'IVA di Gruppo ha comportato il trasferimento in capo alla controllante IREN S.p.A. di tutti gli obblighi relativi alle liquidazioni ed ai versamenti periodici IVA.

Le società che hanno partecipato alla procedura di liquidazione sono, oltre alla capogruppo IREN S.p.A., le seguenti: IREN Energia S.p.A., IREN Servizi e Innovazione S.p.A., IREN Acqua Gas S.p.A., IREN Mercato S.p.A., AEM Torino Distribuzione S.p.A., IREN Gestioni Energetiche S.p.A. (già CAE AMGA Energia S.p.A.), AES Torino S.p.A. (solo per il primo semestre in quanto dal 1° luglio 2014, a seguito della scissione del ramo teleriscaldamento a favore di Iren Energia, non è più parte del gruppo IREN), Genova Reti Gas S.r.l., IREN Ambiente S.p.A., Iren Emilia S.p.A., ENIA Solaris S.p.A., Idrotigullio S.p.A., Mediterranea delle Acque S.p.A. e Nichelino Energia S.r.l., IREN Rinnovabili S.p.A. e TLR Veicolo S.p.A..

Altre operazioni significative con società collegate

Nel corso del 2014 è proseguita l'operatività di Iren Mercato tramite il contratto di fornitura gas con la società collegata Sinergie Italiane che ha consentito di servire, oltre al bacino genovese ed emiliano, anche alcune aziende commerciali facenti capo al Gruppo Iren.

Si segnala che è invece terminato il rapporto con Plurigas il 30 settembre 2014, momento in cui la collegata ha cessato la sua operatività.

A seguito dell'avvio del termovalorizzatore di TRM S.p.A., avvenuto nel corso del 2013, sono stati attivati i seguenti contratti con la società collegata:

- "Disciplinare operativo" relativo al contratto di manutenzione dell'impianto da parte di Iren Ambiente. I rapporti tra Iren Ambiente e TRM riguardano, inoltre, lo smaltimento in discarica dei fanghi e delle ceneri che residuano dalla combustione e, in via marginale, il conferimento di rifiuti da parte di Iren Ambiente all'impianto di termovalorizzazione;
- contratto di fornitura dell'energia elettrica prodotta dall'impianto di termovalorizzazione a Iren Mercato.
- contratto relativo al conferimento di rifiuti indifferenziati da parte di AMIAT all'impianto di termovalorizzazione.

Rapporti con i Comuni soci-parti correlate

Iren S.p.A. fornisce una serie di servizi a favore di Finanziaria Sviluppo Utilities S.r.l., veicolo societario attraverso il quale i Comuni di Genova e Torino detengono la partecipazione in Iren S.p.A., nei settori Legale, Amministrazione, Finanza, Fiscale, sulla base di specifici contratti che prevedono una adeguata remunerazione delle prestazioni.

Si evidenziano, inoltre, i rapporti con gli Enti Locali nel cui territorio Iren opera anche attraverso le Società controllate.

Il Gruppo Iren, attraverso Iren Servizi e Innovazione (già Iride Servizi), fornisce al Comune di Torino numerosi servizi a sostegno delle attività che il Comune svolge a favore della collettività amministrata; si tratta della gestione dei servizi di illuminazione pubblica e semaforici, della gestione degli impianti termici ed elettrici degli edifici di proprietà comunale o adibiti a servizi alla collettività, di global services ed analoghi. Le prestazioni svolte da Iren Servizi e Innovazione (già Iride Servizi) sono regolate da specifici contratti pluriennali.

Si segnala che nel corso dell'esercizio 2012 è stato siglato un accordo con il Comune di Torino che prevede la riduzione dello stock del credito vantato dal Gruppo Iren nei confronti del Comune di Torino e la modifica di alcune clausole delle vigenti convenzioni di servizio tra Iren Servizi e Innovazione (già Iride Servizi) e la Città di Torino. Tale accordo è stato integrato con addendum sottoscritti nel 2013 e nel 2014 aventi per oggetto la regolazione di alcune partite economiche, l'impegno del Comune relativo allo stanziamento degli importi relativi alle manutenzioni straordinarie, nonché all'avvio di un gruppo di lavoro misto avente per oggetto l'analisi di benchmark e la definizione dei piani di manutenzione ottimali.

Iren Mercato assicura ai Comuni di Torino, Genova, Reggio Emilia, Parma e Piacenza forniture di energia elettrica ed al Comune di Genova, Reggio Emilia e Parma anche forniture di gas, alle condizioni normalmente praticate alla generalità della clientela restante. La controllata di quest'ultima, Iren Gestioni Energetiche S.p.A., assicura al Comune di Genova, mediante contratti di durata pluriennale, prestazioni relative alla conduzione di impianti di climatizzazione presso edifici pubblici ed alla gestione degli impianti tecnologici presso strutture sportive e di servizio pubblico.

Iren Acqua Gas, attraverso la controllata Mediterranea delle Acque S.p.A., assicura agli uffici ed alle strutture del Comune di Genova ed in proprio al Comune di Reggio Emilia ed al Comune di Parma la fornitura dell'acqua potabile ed il servizio di fognatura, mediante contratti di somministrazione analoghi a quelli in essere con la generalità della clientela.

AMIAT assicura al Comune di Torino il servizio di igiene ambientale in accordo al Contratto di servizio in essere dal 1 gennaio 2013, che prevede condizioni analoghe a quelle praticate alla generalità della clientela.

Iren Emilia e Iren Ambiente assicurano:

- a) al Comune di Reggio Emilia, al Comune di Parma ed al Comune di Piacenza la fornitura del servizio di raccolta e smaltimenti rifiuti urbani alle condizioni normalmente praticate alla generalità della clientela restante;
- b) al Comune di Piacenza la fornitura dell'acqua potabile ed il servizio di fognatura, mediante contratti di somministrazione analoghi a quelli in essere con la generalità della clientela;
- c) al Comune di Parma i servizi di gestione illuminazione pubblica;
- d) al Comune di Reggio Emilia i servizi di gestione del verde pubblico e dello sgombero neve;
- e) al Comune di Piacenza i servizi cimiteriali, di gestione del verde pubblico e dello sgombero neve.

Si segnala che con il Comune di Parma è stato siglato un accordo transattivo per la definizione della situazione debitoria/creditoria con alcune società del Gruppo Iren.

Rapporti con altri soci-parti correlate

Gli Amministratori di Iren, in base al "Regolamento Interno in materia di operazioni con parti correlate", hanno qualificato il Gruppo Intesa San Paolo come parte correlata. Il Gruppo ha rapporti di natura finanziaria con il Gruppo Intesa Sanpaolo e riguardano principalmente diverse forme di finanziamento quali mutui, linee di credito e conti correnti.

Inoltre per erogare il servizio idrico integrato nelle province di Parma, Piacenza e Reggio Emilia la società Iren Acqua Gas, a fronte della corresponsione di un canone annuo, utilizza gli asset di proprietà delle società Parma Infrastrutture, Piacenza Infrastrutture e AGAC Infrastrutture controllate dai Comuni di riferimento.

Le informazioni relative ai rapporti patrimoniali ed economici con le parti correlate sono riportate nel paragrafo “XIII. Allegati al bilancio consolidato” che si considera parte integrante delle presenti note.

Rapporti con gli amministratori

Da ultimo e per ciò che concerne gli amministratori si segnala che non vi sono rapporti, oltre alle cariche ricoperte nelle società del Gruppo.

Per le informazioni relative ai compensi si rimanda alla Relazione sulla remunerazione pubblicata ai sensi dell’art. 123-ter del TUF.

VIII. FATTI DI RILIEVO AVVENUTI DOPO LA CHIUSURA DELL’ESERCIZIO

Interventi di Razionalizzazione organizzativa

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

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

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

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

Con il 1.2.2015 sono state create le Unità organizzative delle diverse Direzioni della Capogruppo, definite le attività e responsabilità di tutte le strutture ed è stato pubblicato l’organigramma completo di Iren SpA nella quale sono confluite, attraverso l’istituto del comando, 422 nuove risorse provenienti dalla diverse società di primo livello e controllate del gruppo in coerenza con le attività accentrate. L’organico di Iren Spa in forza al 1° febbraio è risultato così essere costituito da 784 unità.

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

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

Finanziamenti Bancari

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

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

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

Sentenza Robin Tax

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

In esito a quanto sopra, fatti salvi gli ulteriori approfondimenti che verranno effettuati in merito al dispositivo sopra richiamato, per le società del Gruppo interessate è stato calcolato ed accertato l'importo dell'addizionale IRES dovuta anche per l'esercizio 2014 e sono stati stornati dal bilancio gli stanziamenti per imposte anticipate e differite relativi alla "Robin Hood Tax" appostati negli esercizi precedenti, con un impatto economico complessivo netto negativo di circa 22 milioni di Euro.

IX. ALTRE INFORMAZIONI

COMUNICAZIONE CONSOB N. DEM/6064293 del 28 luglio 2006

Eventi e operazioni significative non ricorrenti

Come indicato nella relazione al bilancio 2012, a cui si rimanda per completezza di trattazione, nel corso del primo semestre del 2014 ha trovato il suo completamento l'operazione di conferimento di parte del patrimonio immobiliare, ritenuto non core rispetto allo sviluppo delle attività industriali, al fondo comune di investimento immobiliare costituito e gestito da Ream SGR S.p.A., denominato Fondo Core MultiUtilities, al fine di liberare risorse finanziarie, oltre che di razionalizzare la gestione degli immobili.

Questa operazione di conferimento si configura come un leasing operativo, in quanto ne soddisfa tutti i requisiti, primo fra tutti quello che richiede il trasferimento della proprietà e dei rischi ad un altro soggetto (nello specifico, la società di gestione del Fondo, REAM SGR S.p.A.).

L'operazione si riassume attraverso i seguenti passaggi:

- Conferimento del Patrimonio Immobiliare e del relativo debito (preventivamente acquisito) al Fondo;
- A partire dal 1° gennaio 2013 riassunzione in locazione, a condizioni di mercato, da parte del Gruppo Iren della totalità del patrimonio immobiliare attraverso la stipula di contratti di locazione, di durata pari a 18 anni;
- Collocamento delle quote del Fondo a terzi investitori;
- Mantenimento da parte del Gruppo Iren di una quota non superiore al 5% del Fondo stesso.

Nel corso dell'esercizio, ad esito del collocamento di 170 quote, è stata registrata una plusvalenza di circa 21 milioni di euro che ha influenzato positivamente la posizione finanziaria netta e che, in analogia al trattamento contabile adottato anche nel 2012, è stata classificata tra gli altri proventi (plusvalenza da alienazione di beni) commentati alla nota numero 32.

Il 1° luglio 2014 ha avuto efficacia la scissione parziale non proporzionale del ramo d'azienda teleriscaldamento dei Comuni di Torino e Moncalieri di AES Torino S.p.A. con attribuzione alla società del Gruppo Iren Energia dei relativi *assets*, nonché della quota del 33% in Nichelino Energia S.r.l., del personale operante in tale ambito, degli elementi patrimoniali e dei rapporti giuridici attivi e passivi direttamente attribuibili a tali impianti.

L'operazione di scissione parziale non proporzionale è stata effettuata attraverso le seguenti modalità:

- scissione del compendio oggetto dell'operazione da parte di AES Torino S.p.A. e contestuale diminuzione del patrimonio netto di quest'ultima;
- cancellazione dell'intera partecipazione detenuta dal Gruppo Iren in AES Torino, valutata ad *equity* sino al 30 giugno 2014 in base alle prescrizioni dell'*IFRS 11 – Accordi a controllo congiunto* (euro 151.251.254).

L'operazione è stata identificata come una aggregazione aziendale e come tale è stata trattata seguendo le indicazioni dell'*IFRS 3 - Aggregazioni aziendali*. Alla data di acquisizione (1° luglio 2014) il Gruppo Iren ha valutato le attività acquisite e le passività assunte identificabili ai rispettivi *fair value* (valori equi).

Nella tabella sotto riportata sono dettagliati i *fair value* delle poste dell'attivo e del passivo acquisite.

	migliaia di euro
Attività materiali e immateriali	378.252
Attività finanziarie	2.805
Altre attività (passività) non correnti	44
Rimanenze	584
Crediti commerciali	28.147
Crediti vari e altre attività correnti	107
Debiti commerciali	(9.907)
Debiti vari e altre passività correnti	(386)
Attività (Passività) per imposte differite	(15.820)
TFR e altri benefici ai dipendenti	(1.800)
Attività finanziarie	3.133
Debiti finanziari	(210.693)
TOTALE FAIR VALUE ATTIVITA' NETTE	174.466

Il confronto tra il valore della partecipazione e il *fair value* del ramo, al netto della quota di interessenza in Nichelino Energia già integralmente consolidata, ha portato all'iscrizione di un componente positivo pari a 22.616 migliaia di euro esposto nella voce "Rettifica di valore di partecipazioni".

Nel quadro di un progetto pluriennale per il riequilibrio demografico e professionale del personale del Gruppo, a fronte di un piano di inserimento di giovani, il gruppo Iren ha avviato un piano per favorire risoluzioni consensuali anticipate del rapporto di lavoro del personale appartenente alle Società IREN S.p.A., IREN Acqua Gas S.p.A., IREN Ambiente S.p.A., IREN Emilia S.p.A., IREN Energia S.p.A., IREN Mercato S.p.A., IREN Servizi e Innovazione S.p.A., AEM Torino Distribuzione S.p.A., Genova Reti Gas S.r.l., IdroTigullio S.p.A., Iren Gestione Energetiche S.p.A., Laboratori Iren Acqua Gas S.p.A., Mediterranea delle Acque S.p.A., e Tecnoborgo S.p.A., con due distinte modalità:

a) corresponsione di somme una tantum, a favore dei dipendenti che maturano il diritto alla pensione entro il 30 settembre 2015;

b) attuazione dell'articolo 4 (commi 1-7ter) della legge 92/2012 (c.d. "riforma del lavoro Fornero") con riferimento ai dipendenti che maturano i requisiti per la pensione di vecchiaia o anticipata a decorrere dal 1.10.2015 e fino al 31.12.2018 inclusi. In sintesi, il suddetto articolo consente il collocamento a riposo fino a 4 anni prima della data di maturazione del diritto a pensione (per vecchiaia o anzianità contributiva), previo accordo sindacale in cui venga dichiarata un'eccedenza di personale, prevedendo che il datore di lavoro versi all'INPS – per ciascun lavoratore che aderisca, cessando il proprio rapporto di lavoro - la contribuzione dovuta fino al raggiungimento dei requisiti minimi per il pensionamento e un importo pari al trattamento di pensione che spetterebbe in base alle regole vigenti (c.d. isopensione), importo che viene corrisposto poi dall'INPS al dipendente cessato. Per attivare tale opportunità il datore di lavoro deve inoltre presentare una fidejussione bancaria a garanzia della solvibilità in relazione agli obblighi assunti e attivare una serie di procedure di verifica preventiva con INPS, cui spetta la certificazione del diritto e il calcolo degli importi dovuti da parte del datore di lavoro.

Iren, anche a nome e per conto delle società controllate coinvolte, ha siglato l'Accordo Quadro con le organizzazioni sindacali in data 24 ottobre 2014.

Al 31 dicembre 2014 hanno manifestato il proprio interesse alla cessazione consensuale del rapporto di lavoro 496 dipendenti. Su tale base il gruppo Iren ha stimato e accantonato una passività pari a 36,1 milioni di euro.

Nel corso dell'esercizio 2013 ha avuto efficacia la scissione parziale non proporzionale di Edipower con attribuzione a Iren Energia di asset di generazione termoelettrici (centrale di Turbigo) e idroelettrici (nucleo di Tuscano) nonché del personale operante in tali siti, gli elementi patrimoniali, i rapporti giuridici attivi e passivi direttamente attribuibili a tali impianti. Per maggiori dettagli si rimanda a quanto esposto nel bilancio 2013.

Posizioni o transazioni derivanti da operazioni atipiche e/o inusuali

Si precisa che nel corso dell'esercizio 2013 il Gruppo non ha posto in essere operazioni atipiche e/o inusuali, così come definite dalla Comunicazione stessa, secondo la quale le operazioni atipiche e/o inusuali sono quelle operazioni che per significatività/rilevanza, natura delle controparti, oggetto della transazione, modalità di determinazione del prezzo di trasferimento e tempistica dell'accadimento (prossimità alla chiusura dell'esercizio) possono dare luogo a dubbi in ordine: alla correttezza/completezza delle informazioni in bilancio, al conflitto di interessi, alla salvaguardia del patrimonio aziendale, alla tutela degli azionisti di minoranza.

Pubblicazione del Bilancio

Il Bilancio è stato autorizzato alla pubblicazione dal Consiglio di Amministrazione di Iren S.p.A. nella riunione del 13 marzo 2015. Il Consiglio di Amministrazione ha autorizzato il Presidente, l'Amministrazione Delegata ed il Direttore Generale ad apportare al bilancio quelle modifiche che risultassero necessarie od opportune per il perfezionamento della forma nel periodo di tempo intercorrente fino alla data di approvazione da parte dell'Assemblea degli Azionisti.

L'assemblea degli azionisti che sarà convocata per l'approvazione del bilancio separato della Capogruppo ha la facoltà di richiedere modifiche al suddetto bilancio consolidato.

X. INFORMAZIONI SULLA SITUAZIONE PATRIMONIALE - FINANZIARIA

Le tabelle che seguono, ove non diversamente indicato, riportano i dati in migliaia di euro.

ATTIVO

ATTIVITA' NON CORRENTI

NOTA 1_ATTIVITA' MATERIALI

La composizione della voce attività materiali, distinta tra costo storico, fondo ammortamento e valore netto, viene riportata nella tabella seguente:

	migliaia di euro					
	Costo al 31/12/2014	F.do amm.to al 31/12/2014	Valore netto al 31/12/2014	Costo al 31/12/2013	F.do amm.to al 31/12/2013	Valore netto al 31/12/2013
Terreni	93.846	(1.551)	92.295	76.927	(1.558)	75.369
Fabbricati	419.418	(119.982)	299.436	287.294	(86.859)	200.435
Fabbricati in leasing	1.656	(615)	1.041	6.735	(2.233)	4.502
Terreni e Fabbricati	514.920	(122.148)	392.772	370.956	(90.650)	280.306
Impianti e macchinari	4.142.762	(1.634.431)	2.508.331	3.311.487	(1.306.043)	2.005.444
Impianti e macchinari in leasing	637	(628)	9	637	(592)	45
Impianti e macchinari	4.143.399	(1.635.059)	2.508.340	3.312.124	(1.306.635)	2.005.489
Attrezzature ind.li e comm.li	103.212	(75.809)	27.403	83.346	(56.130)	27.216
Attrezzature ind.li e comm.li in leasing	-	-	-	-	-	-
Attrezzature industriali e commerciali	103.212	(75.809)	27.403	83.346	(56.130)	27.216
Altri beni	192.988	(163.436)	29.552	120.008	(100.620)	19.388
Altri beni in leasing	463	(402)	61	884	(747)	137
Altri beni	193.451	(163.838)	29.613	120.892	(101.367)	19.525
Attività materiali in corso ed acconti	34.118	-	34.118	234.801	-	234.801
Totale	4.989.100	(1.996.854)	2.992.246	4.122.119	(1.554.782)	2.567.337

La movimentazione del costo storico delle attività materiali è esposta nella tabella seguente:

	migliaia di euro					
	Saldo iniziale	Variazione area di consolidamento	Incrementi	Decrementi	Riclassifiche	Saldo Finale
Terreni	76.927	12.626	4.136	(144)	301	93.846
Fabbricati	287.294	61.405	4.190	(6)	66.535	419.418
Fabbricati in leasing	6.735	-	-	-	(5.079)	1.656
Terreni e fabbricati	370.956	74.031	8.326	(150)	61.757	514.920
Impianti e macchinari	3.311.487	586.019	96.336	(7.358)	156.278	4.142.762
Impianti e macchinari in leasing	637	-	-	-	-	637
Impianti e macchinari	3.312.124	586.019	96.336	(7.358)	156.278	4.143.399
Attrezzature industriali e commerciali	83.346	16.657	4.081	(1.031)	159	103.212
Attrezzature in leasing	-	-	-	-	-	-
Attrezzature ind.li e commerciali	83.346	16.657	4.081	(1.031)	159	103.212
Altri beni	120.008	71.779	5.490	(4.538)	249	192.988
Altri beni in leasing	884	-	-	(421)	-	463
Altri beni	120.892	71.779	5.490	(4.959)	249	193.451
Attività materiali in corso ed acconti	234.801	1.528	16.350	(118)	(218.443)	34.118
Totale	4.122.119	750.014	130.583	(13.616)	-	4.989.100

La movimentazione del fondo ammortamento delle attività materiali è esposta nella tabella seguente:

	Saldo iniziale	Variazione area di consolidamento	Amm.to del periodo	Decrementi	Riclassifiche	Saldo Finale
F.do amm.to terreni	(1.558)	-	-	7	-	(1.551)
F.do amm.to fabbricati	(86.859)	(19.430)	(11.873)	1	(1.821)	(119.982)
F.do amm.to fabbricati in leasing	(2.233)	-	(203)	-	1.821	(615)
F.do amm.to fabbricati	(90.650)	(19.430)	(12.076)	8	-	(122.148)
F.do amm.to impianti e macchinari	(1.306.043)	(198.913)	(134.912)	5.437	-	(1.634.431)
F.do amm.to impianti e macchinari in leasing	(592)	-	(36)	-	-	(628)
F.do amm.to impianti e macchinari	(1.306.635)	(198.913)	(134.948)	5.437	-	(1.635.059)
F.do amm.to attrezz. ind.li e comm.li	(56.130)	(14.709)	(5.839)	869	-	(75.809)
F.do amm.to attrezz. ind.li e comm.li in leasing	-	-	-	-	-	-
F.do amm.to attrezz. ind.li e comm.li	(56.130)	(14.709)	(5.839)	869	-	(75.809)
F.do amm.to altri beni	(100.620)	(59.692)	(7.191)	4.067	-	(163.436)
F.do amm.to altri beni in leasing	(747)	-	(77)	422	-	(402)
F.do amm.to altri beni	(101.367)	(59.692)	(7.268)	4.489	-	(163.838)
Totale	(1.554.782)	(292.744)	(160.131)	10.803	-	(1.996.854)

Nella colonna variazione area di consolidamento sono riportati:

- i saldi delle attività materiali del ramo d'azienda relativo all'attività di distribuzione di calore da teleriscaldamento acquisite in seguito alla scissione non proporzionale della società a controllo congiunto AES Torino (valore netto contabile 378.251 migliaia di euro);
- i saldi derivanti dal consolidamento integrale della società AMIAT S.p.A. (valore netto contabile 79.019 migliaia di euro).

Terreni e fabbricati

Tale voce include principalmente i fabbricati industriali connessi agli impianti del gruppo e i connessi terreni.

Impianti e macchinari

Sono inclusi in questa voce i costi relativi agli impianti di produzione di energia elettrica, agli impianti di produzione calore, alle reti di distribuzione dell'energia elettrica, alle reti di distribuzione gas, alle reti di distribuzione calore e agli impianti riferibili ai servizi ambientali non in regime di concessione secondo quanto previsto dall'IFRIC 12. Tra i beni relativi agli impianti di produzione di energia elettrica sono comprese le opere gratuitamente devolvibili.

Gli incrementi del periodo, pari a 96.336 migliaia di euro, si riferiscono principalmente a:

- investimenti sulle centrali di cogenerazione e idroelettriche per 40.197 migliaia di euro;
- sviluppo della rete di teleriscaldamento e nuovi allacciamenti alla rete, comprensiva delle sottostazioni di scambio termico, dei misuratori e delle apparecchiature di telelettura, per 13.183 migliaia di euro;
- posa di contatori elettronici per clienti finali biorari e nuovi allacci alla rete di distribuzione di energia elettrica per 18.742 migliaia di euro;

- la stima di futuri oneri relativi allo smantellamento di alcuni impianti del Gruppo per 8.894 migliaia di euro.

Attrezzature industriali e commerciali

Sono inclusi in questa voce i costi relativi all'acquisto di beni complementari o ausiliari agli impianti e macchinari, di cassoni, cassonetti, attrezzature di laboratorio e attrezzatura varia.

Altri beni

Sono inclusi in questa voce i costi relativi all'acquisto di mobili e macchine d'ufficio, di automezzi e di autovetture.

Immobilizzazioni in corso e acconti

La voce immobilizzazioni in corso comprende il complesso degli oneri sostenuti per gli investimenti in fase di realizzazione e non ancora in funzione. La riclassifica si riferisce principalmente al progetto del Polo Ambientale Integrato di Parma entrato in esercizio nel corso dell'esercizio.

Gli ammortamenti ordinari dell'esercizio 2014, pari a complessivi 160.131 migliaia di euro sono stati calcolati sulla base delle aliquote indicate precedentemente e ritenute rappresentative della residua possibilità di utilizzo delle immobilizzazioni.

Si segnala che con la Legge 7 Agosto 2012, N. 134, il Parlamento ha modificato le normative vigenti in merito alle concessioni di grandi derivazioni d'acqua per uso idroelettrico ("concessioni idroelettriche").

Tra l'altro, la normativa stabilisce che al concessionario uscente spetta un corrispettivo così determinato:

- per le "opere bagnate" (opere di raccolta, di regolazione, di condotte forzate, e canali di scarico compresi nel ramo d'azienda del concessionario uscente, le cosiddette "opere devolvibili"), sulla base del costo storico rivalutato, calcolato al netto dei contributi pubblici in conto capitale, anch'essi rivalutati, ricevuti dal concessionario per la realizzazione di tali opere, diminuito nella misura dell'ordinario degrado;
- per le "opere asciutte" (beni materiali compresi nel ramo d'azienda del concessionario uscente e non ricadenti nella categoria delle "opere bagnate", le cosiddette opere non devolvibili), sulla base del valore di ricostruzione a nuovo diminuito nella misura dell'ordinario degrado.

In seguito a tale normativa, a partire dall'esercizio 2012, per i beni devolvibili relativi alle concessioni idroelettriche scadute il cui valore contabile residuo è inferiore al presumibile valore spettante al concessionario uscente (determinato in base alle disposizioni di cui sopra) è stato sospeso il relativo ammortamento.

Si segnala che il gruppo detiene beni acquisiti con contratti di leasing finanziario per un valore di 1.111 migliaia di euro (4.684 migliaia di euro al 31 dicembre 2013), relativi principalmente a fabbricati industriali.

Si segnala, infine, che non vi sono attività materiali concesse a garanzia di passività.

NOTA 2_INVESTIMENTI IMMOBILIARI

La tabella che segue evidenzia la composizione della voce in questione:

	migliaia di euro					
	Costo al 31/12/2014	F.do amm.to al 31/12/2014	Valore netto al 31/12/2014	Costo al 31/12/2013	F.do amm.to al 31/12/2013	Valore netto al 31/12/2013
Terreni	2.861	-	2.861	2.800	-	2.800
Fabbricati	12.618	(1.052)	11.566	12.360	(703)	11.657
Totale	15.479	(1.052)	14.427	15.160	(703)	14.457

La voce è costituita principalmente da immobili acquisiti dalla società Sportingenova a fronte dell'estinzione di parte del credito vantato nei confronti della stessa.

Il fair value degli investimenti immobiliari non è inferiore al valore contabile.

NOTA 3_ATTIVITA' IMMATERIALI A VITA DEFINITA

La composizione della voce attività immateriali, distinta tra costo storico, fondo ammortamento, viene riportata nella tabella seguente:

	migliaia di euro					
	Costo al 31/12/2014	F.do amm.to al 31/12/2014	Valore netto al 31/12/2014	Costo al 31/12/2013	F.do amm.to al 31/12/2013	Valore netto al 31/12/2013
Costi di sviluppo	526	(526)	-	524	(514)	10
Diritti brevetto industriale e utilizzo opere dell'ingegno	64.399	(51.476)	12.923	54.910	(41.374)	13.536
Concessioni, licenze, marchi e diritti simili	1.659.768	(590.813)	1.068.955	1.569.661	(534.731)	1.034.930
Altre immobilizzazioni immateriali	135.332	(94.563)	40.769	114.993	(77.776)	37.217
Immobilizzazioni in corso e acconti	112.023	-	112.023	92.521	-	92.521
Totale	1.972.048	(737.378)	1.234.670	1.832.609	(654.395)	1.178.214

La movimentazione del costo storico delle attività immateriali è esposta nella tabella seguente:

	migliaia di euro						
	Saldo iniziale	Variazione area di consolidamento	Incrementi	Decrementi	Riclassifiche	Svalutazione del periodo	Saldo Finale
Costi di sviluppo	524	2	-	-	-	-	526
Diritti brevetto industriale e utilizzo opere dell'ingegno	54.910	4.652	2.912	-	1.925	-	64.399
Concessioni, licenze, marchi e diritti simili	1.569.661	58	54.093	(2.286)	38.309	(67)	1.659.768
Altre immobilizzazioni immateriali	114.993	3.827	27.234	(12.515)	1.793	-	135.332
Immobilizzazioni in corso e acconti	92.521	111	61.974	(556)	(42.027)	-	112.023
Totale	1.832.609	8.650	146.213	(15.357)	-	(67)	1.972.048

La movimentazione del fondo ammortamento delle attività immateriali è esposta nella tabella seguente:

	migliaia di euro				
	Saldo iniziale	Variazione area di consolidamento	Amm.to del periodo	Decrementi	Saldo Finale
F.amm.to costi di sviluppo	(514)	(2)	(10)	-	(526)
F.amm.to dir. brevetto ind.le e utilizzo opere dell'ingegno	(41.374)	(4.272)	(5.830)	-	(51.476)
F.amm.to concessioni, licenze, marchi e diritti simili	(534.731)	175	(58.076)	1.819	(590.813)
F. amm.to altre immobilizzazioni immateriali	(77.776)	(3.124)	(13.918)	255	(94.563)
Totale	(654.395)	(7.223)	(77.834)	2.074	(737.378)

Nella colonna variazione area di consolidamento sono riportati:

- i saldi delle attività materiali del ramo d'azienda relativo all'attività di distribuzione di calore da teleriscaldamento acquisite in seguito alla scissione non proporzionale della società a controllo congiunto AES Torino (valore netto contabile 1 migliaio di euro);
- i saldi derivanti dal consolidamento integrale della società AMIAT S.p.A. (valore netto contabile 1.379 migliaia di euro);
- i saldi derivanti dal consolidamento integrale della società TLR V (valore netto contabile 111 migliaia di euro);
- i saldi derivanti dal deconsolidamento della società Climatel (valore netto contabile 64 migliaia di euro).

I diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzazione delle opere dell'ingegno

La voce si riferisce principalmente al complesso dei costi sostenuti per l'acquisto di software aziendali e gestionali e per l'acquisizione di diritti per l'utilizzo in esclusiva di studi tecnici relativi all'andamento statistico delle perdite di rete, ammortizzati in cinque anni.

Concessioni, licenze, marchi e diritti simili

La voce è costituita principalmente:

- dalle attività rilevate a fronte dell'applicazione dell'IFRIC 12 relative al settore di attività di distribuzione del gas naturale, del Servizio Idrico Integrato e, marginalmente, del teleriscaldamento;
- dal diritto d'uso delle reti acquedottistiche in forza delle concessioni assentite dal Comune di Genova e da altri Comuni limitrofi;
- dalle concessioni per l'utilizzo della rete telematica di operatori terzi.

Altre immobilizzazioni immateriali

La voce è costituita principalmente:

- dai costi sostenuti per la produzione interna di software realizzato al fine di adattare gli applicativi concessi in licenza d'uso;
- dagli oneri di acquisizione del servizio di manutenzione ordinaria degli impianti elettrici e degli impianti speciali del Comune di Torino, capitalizzati ed ammortizzati in quindici anni in base alla durata della convenzione;
- le quote di emissione (emission trading) detenute a fronte del proprio fabbisogno;
- costi per lo sviluppo commerciale della clientela.

Immobilizzazioni in corso ed acconti

La voce è costituita prevalentemente dagli investimenti in corso dei servizi in concessione disciplinati dall'IFRIC 12, oltre che da licenze d'uso software, dai relativi costi sostenuti per le implementazioni.

NOTA 4_AVVIAMENTO

La voce, pari a 124.407 migliaia di euro (invariata rispetto al 31 dicembre 2013), riguarda principalmente l'avviamento:

- sull'acquisizione di controllo di Acqua Italia S.p.A. (ora Mediterranea delle Acque S.p.A.), in cui la differenza positiva tra il costo di acquisto e il fair value delle attività e delle passività acquisite e identificabili è stata iscritta come avviamento per 23.202 migliaia di euro (allocato sulla CGU idrico);
- sull'acquisizione da ENEL del ramo d'azienda relativo alla distribuzione e vendita di energia elettrica a clienti vincolati nel Comune di Torino, in cui la differenza positiva tra il costo di acquisto e il fair value delle attività e delle passività acquisite e identificabili è stata iscritta come avviamento per 64.608 migliaia di euro (allocato sulla CGU infrastrutture energetiche, in particolare reti elettriche);
- sul ramo d'azienda acquisito da ENEL alla fine del 2000 e riferito alle utenze elettriche della città di Parma per un importo di 10.444 migliaia di euro (allocato per 3.023 migliaia sulla CGU infrastrutture energetiche, in particolare reti elettriche e per 7.421 migliaia di euro alla CGU mercato);
- sulle quote azionarie di Enia Energia (ora fusa in Iren Mercato) acquisite da Sat Finanziaria S.p.A. e da Edison per un importo di 16.761 migliaia di euro (allocato sulla CGU mercato).

L'avviamento viene considerato un'attività immateriale a vita utile indefinita e pertanto non risulta ammortizzato, ma sottoposto almeno annualmente ad impairment test al fine di verificare la recuperabilità del valore iscritto a bilancio.

La struttura del test di impairment del Gruppo Iren risulta organizzata su 2 livelli:

- Per Unità generatrici di cassa, corrispondenti ai settori di attività rappresentati nella premessa delle presenti note, sulla base dell'ipotesi di Piano industriale prospettico del Gruppo. Tale metodologia consente la verifica più efficace degli avviamenti e dei piani di investimento futuri e fornisce un'analisi omogenea alle informazioni comunicate al mercato. In particolare le Unità generatrici di cassa sono rappresentate da Infrastrutture energetiche, Generazione, Mercato, Servizio Idrico Integrato, Ambiente.
- Per Società di Primo Livello (Iren Acqua Gas, Iren Ambiente, Iren Emilia, Iren Energia e Iren Mercato) al verificarsi di impairment trigger specifici con particolare riferimento ai tangibile asset ed alla recuperabilità del valore delle proprie partecipazioni.

Nell'ambito delle valutazioni effettuate si evidenzia che l'importo recuperabile è stato determinato quantificando il valore d'uso o basandosi sul fair value al netto dei costi di vendita. Per la valutazione del valore in uso, al fine di ottenere la miglior stima effettuabile, sono stati utilizzati i flussi di cassa operativi pre-tax, che derivano dalle proiezioni economiche e finanziarie contenute nell'aggiornamento del progetto di piano industriale presentato in CdA a novembre 2014 ed il terminal value pre-tax calcolato con la metodologia della rendita perpetua, se applicabile, seguendo una logica industriale di continuità su tutti i business. Come metodo di controllo si è utilizzata la media tra rendita perpetua e capitale immobilizzato. Tale assunto si fonda sul ragionevole presupposto che, in caso di uscita dal business, il valore di riscatto sia almeno pari al valore del capitale immobilizzato al netto di eventuali contributi/asset devolvibili in favore di terzi.

Il tasso di attualizzazione, definito dal costo medio ponderato pre tax del capitale (WACC), è calcolato in via specifica per ogni SBU e risulta compreso nel range tra 5,60% e 8,50% a seconda della specifica linea di business.

In linea generale ed in ottica prudenziale, è stato utilizzato un tasso di crescita "g" per il calcolo del terminal value pari a zero a valori reali. Nel caso di piani utilizzati stand alone a valori nominali è stato utilizzato un tasso di crescita g pari all'inflazione programmata (1,5%).

L'impairment test effettuato al 31 dicembre 2014 sulle Unità generatrici di cassa, corrispondenti ai settori di attività rappresentati nella premessa delle presenti note, non ha evidenziato perdite di valore.

L'impairment di secondo livello effettuato dalle singole SPL non ha evidenziato decrementi di valore di Società Collegate ed Altre società.

Si segnala che per tutte le Unità generatrici di cassa il valore recuperabile è superiore rispetto al valore contabile. Tale differenza risulta particolarmente sensibile alla variazione del costo medio ponderato pre tax del capitale (WACC) ed alla definizione del Terminal Value. La definizione delle due variabili indicate segue un approccio prudenziale sia nelle logiche di costruzione che nel valore assoluto. Sono stati

effettuati gli opportuni stress test sulla sensitività del valore recuperabile al peggioramento delle due variabili evidenziate senza l'emersione di problematiche significative.

Alla luce dell'attuale situazione di volatilità dei mercati e di incertezza sulle prospettive economiche future, la società ritiene opportuno evidenziare che i business regolati sono soggetti ad una specifica normativa di settore che ne disciplina le marginalità; pertanto tali business hanno una marginalità stabile e prevedibile anche in periodi di turbolenza dei mercati.

NOTA 5_PARTECIPAZIONI VALUTATE CON IL METODO DEL PATRIMONIO NETTO

Le partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto sono partecipazioni in imprese in cui il Gruppo ha il controllo congiunto o esercita un'influenza notevole.

L'elenco delle società valutate con il metodo del patrimonio netto appartenenti al Gruppo al 31 dicembre 2014 è riportato in allegato.

Le variazioni intervenute nell'esercizio sono presentate nelle tabelle esposte nel seguito.

Partecipazioni in società a controllo congiunto (joint venture)

	migliaia di euro						
	31/12/2013	Variazione area di consolidamento	Incrementi/Decrementi	Rivalutazioni/svalutazioni per equity	Distribuzione dividendi	Valutazioni con effetto diretto a PN	31/12/2014
AES Torino	166.001	(150.085)	-	19.634	(35.729)	179	-
Iren Rinnovabili	13.086	-	6.333	(153)	-	(2.705)	16.561
OLT Offshore LNG	55.381	-	3.683	(28.781)	-	(661)	29.622
Società Acque Potabili	28.396	-	-	(1.076)	-	17	27.337
Sviluppo Idrico	-	-	6.635	5.373	-	-	12.008
TOTALE	262.864	(150.085)	16.651	(5.003)	(35.729)	(3.170)	85.528

Relativamente alle partecipazioni in AES Torino si segnala che in data 1° luglio 2014 ha avuto efficacia la scissione parziale non proporzionale della società con attribuzione a Iren Energia del ramo d'azienda relativo all'attività di distribuzione di calore da teleriscaldamento. L'operazione di scissione parziale non proporzionale ha comportato la cancellazione dell'intera partecipazione detenuta da Iren Energia in AES Torino. Per maggiori dettagli si rimanda a quanto riportato nel paragrafo "Eventi e operazioni significative non ricorrenti".

L'investimento in Sviluppo Idrico S.r.l. si riferisce al versamento, in più tranches, del 50% del capitale della società. Sviluppo Idrico S.r.l., il cui capitale è detenuto in parti uguali dal Gruppo Iren e da SMAT, è stato costituito al fine di promuovere un'offerta pubblica di acquisto volontaria totalitaria sulle azioni ordinarie di Società Acque Potabili S.p.A.. Il risultato positivo del periodo della società risente della differenza tra il pro quota del patrimonio netto di Società Acque Potabili acquisito tramite OPA e il prezzo d'OPA pagato. Per maggiori dettagli si rimanda a quanto riportato nel paragrafo "Fatti di rilievo del Periodo" della Relazione sulla Gestione.

Partecipazioni in società collegate

migliaia di euro

	31/12/2013	Variazione area di consolidamento	Incrementi/Decrementi	Rivalutazioni/svalutazioni per equity	Distribuzione dividendi	Valutazioni con effetto diretto a PN	Riclassifiche	31/12/2014
A2A Alfa	487	-	-	(24)	-	-	-	463
Acos	7.685	-	-	492	(82)	-	-	8.095
Acos Energia	755	-	-	305	(175)	-	-	885
Acquaenna	-	-	-	-	-	-	-	-
Aguas de San Pedro	5.856	-	-	136	(454)	782	-	6.320
Aiga	337	-	-	(52)	-	-	-	285
Amat	3.064	-	-	7	-	-	-	3.071
AMIAT	36.369	(41.166)	-	6.643	(1.846)	-	-	-
Amter	685	-	-	30	(58)	-	-	657
Asa	21.474	-	-	3.868	-	(1.252)	-	24.090
Astea	19.654	-	-	783	-	138	-	20.575
Atena	5.758	-	-	827	(92)	-	-	6.493
Domus Acqua	28	-	-	45	-	-	-	73
Fingas	5.638	-	-	(324)	-	-	-	5.314
Fondo Core Multiutilities	123	-	(21.066)	21.043	-	-	(100)	-
Gica	-	-	-	-	-	-	-	-
Global Service	79	-	-	(73)	-	-	-	6
Il tempio	103	-	-	49	-	-	-	152
Iniziative Ambientali	507	-	-	(12)	-	-	-	495
Mestni Plinovodi	4.860	-	-	-	-	-	-	4.860
Mondo Acqua	142	-	-	-	-	-	-	142
Nord Ovest Servizi	-	2.625	-	-	-	-	780	3.405
Plurigas	12.929	-	-	(318)	(3.000)	(171)	(9.440)	-
Rio Riazzone	221	-	-	1	-	-	-	222
S.M.A.G.	70	-	-	(1)	-	-	(69)	-
Salerno Energia Vendite	1.380	-	-	1.116	(557)	-	-	1.939
Sea Power & Fuel	4	-	-	-	-	-	-	4
Sinergie Italiane	-	-	-	-	-	-	-	-
Sosel	728	-	-	66	(17)	-	-	777
Tirana Acque	47	-	-	(47)	-	-	-	-
TRM V	33.293	-	38.840	(40)	-	(11.340)	-	60.753
Valle Dora Energia	498	-	-	-	-	-	-	498
Veia Energia e Ambiente	604	-	-	510	(296)	-	(818)	-
TOTALE	163.378	(38.541)	17.774	35.030	(6.577)	(11.843)	(9.647)	149.574

Relativamente alla partecipazione in Amiat si segnala che nel mese di dicembre 2014 il Gruppo ha esercitato, tramite la società Amiat V S.p.A. controllata da Iren Ambiente S.p.A., il diritto di prelazione per l'acquisto del 31% del capitale sociale della società offerto da FCT Holding Srl. L'acquisizione dell'ulteriore 31% di Amiat S.p.A., a fronte di un corrispettivo di 21.666.700 euro, ha consentito al Gruppo Iren di acquisirne il controllo.

La partecipazione del Gruppo nel Fondo Core Multiutilities è stata riclassificata tra le "Altre partecipazioni" in quanto, a seguito delle cessioni di quote avvenute nel corso del primo semestre 2014, il Gruppo al 31 dicembre 2014 detiene una quota pari allo 0,22%. La cessione ha generato una plusvalenza

di 21.043 migliaia di euro che, coerentemente con quanto fatto in occasione del bilancio 2012, è stata classificata tra gli altri ricavi e proventi.

La partecipazione in Nord Ovest Servizi è stata riclassificata dalle altre partecipazioni alla presente voce in quanto, a seguito del consolidamento integrale di Amiat, il Gruppo ha acquisito un ulteriore 15% di quote che, sommato al 10% che già deteneva, fa sì che il Gruppo eserciti un'influenza notevole sulla società.

Relativamente alla partecipazione in Plurigas si segnala che in data 27 marzo 2013 l'Assemblea dei Soci ha deliberato la messa in liquidazione della società e che dal quarto trimestre 2014 la società non è più operativa. Pertanto la partecipazione è stata riclassificata tra le attività destinate a cessare. Gli Amministratori di Iren ritengono che al termine della procedura di liquidazione Iren incasserà un importo sostanzialmente pari al pro quota del patrimonio netto della società.

L'incremento della partecipazione in TRM V S.p.A. si riferisce per 35.665 migliaia di euro all'esercizio dell'opzione di acquisto da F2i Ambiente S.p.A. di una quota pari al 24% della società e per 3.175 migliaia di euro alla sottoscrizione dell'aumento di capitale promosso dalla società. Pertanto al 31 dicembre 2014 il Gruppo detiene in TRM V S.p.A. una partecipazione del 49%. La valutazione con effetto diretto a patrimonio netto, negativa per 11.340 migliaia di euro, si riferisce principalmente al pro quota della variazione del fair value, per la parte efficace, del derivato stipulato da TRM S.p.A., controllata da TRM V, per la copertura sull'oscillazione dei tassi di interesse sul finanziamento in essere.

Il valore della partecipazione in Acquaenna è stato azzerato a causa del difficile contesto in cui opera la società con particolare riferimento alla recuperabilità dei crediti.

Relativamente alla partecipazione in Sinergie Italiane, il cui valore contabile è nullo, si segnala il fondo rischi per 10.000 migliaia di euro dovuto al rischio di copertura di perdite della partecipata.

NOTA 6_ ALTRE PARTECIPAZIONI

Tale voce si riferisce a partecipazioni in società sulle quali il Gruppo non esercita né controllo, né controllo congiunto, né influenza notevole. Tali partecipazioni sono state mantenute al costo sostenuto rettificato da eventuali perdite durevoli di valore in quanto non è stato possibile determinare in modo attendibile il loro fair value.

L'elenco delle partecipazioni in altre imprese appartenenti al Gruppo al 31 dicembre 2014 è riportato in allegato.

Le variazioni intervenute nell'esercizio sono presentate nella tabella esposta nel seguito:

	31/12/2013	Delta area consoli- damento	Riclassifiche	Cessioni	Svalutazioni	31/12/2014
Acque Potabili Siciliane	20	-	-	-	(20)	-
Astea Energia	7	-	-	-	-	7
Atena Patrimonio	10.645	-	-	-	-	10.645
ATO2 Acque società consortile	6	-	-	(6)	-	-
Autostrade Centro Padane	1.248	-	-	-	-	1.248
BT Enia	2.110	-	-	-	-	2.110
C.R.P.A.	52	-	-	-	-	52
CIDIU	-	2.306	-	-	-	2.306
Consorzio Compost CIC	-	2	-	-	-	2
Consorzio Leap	10	-	-	-	-	10
Consorzio Topix	5	-	-	-	-	5
Cosme	2	-	-	-	-	2
CSP Innovazione nelle ICT	28	-	-	-	-	28
Energia Italiana	-	-	-	-	-	-
Environment Park	399	844	-	-	-	1.243
Fondo Core Multiutilities	-	-	100	-	-	100
Nord Ovest Servizi	780	-	(780)	-	-	-
RE Innovazione	8	-	-	-	-	8
Rupe	10	-	-	-	-	10
SDB Società di biotecnologie	10	-	-	-	-	10
Stadio di Albaro	27	-	-	-	-	27
T.I.C.A.S.S.	4	-	-	-	-	4
TLR V	120	(120)	-	-	-	-
TOTALE	15.491	3.032	(680)	(6)	(20)	17.817

NOTA 7_ CREDITI COMMERCIALI NON CORRENTI

La voce ammonta a 51.232 migliaia di euro (18.506 migliaia di euro al 31 dicembre 2013) e si riferisce ai crediti del servizio idrico integrato per minori volumi erogati rispetto al vincolo di ricavi spettante al gestore; il vigente metodo tariffario ne prevede generalmente (fatto salvo eventuale raggiungimento del limite di crescita tariffario) il recupero in tariffa dopo due esercizi. Si segnala che nel bilancio 2013 tali importi erano esposti nella voce "Crediti commerciali" dell'attivo corrente.

NOTA 8_ATTIVITA' FINANZIARIE NON CORRENTI

La voce pari a 66.439 migliaia di euro (79.424 migliaia di euro al 31 dicembre 2013) è composta da titoli diversi dalle partecipazioni, da crediti finanziari e da fair value degli strumenti derivati.

Titoli diversi dalle partecipazioni

Nella voce in analisi sono inseriti titoli valutati, in base alle previsioni dello IAS 39 – *Strumenti finanziari: rilevazioni e valutazione*, come detenuti per la vendita o come investimenti posseduti fino alla scadenza.

In particolare ammontano a 40 migliaia di euro (invariato rispetto al 31 dicembre 2013) e si riferiscono a titoli a cauzione presso Enti classificati come investimenti posseduti fino alla scadenza e valutati al costo ammortizzato.

Crediti finanziari e fair value strumenti derivati

	migliaia di euro	
	31/12/2014	31/12/2013
Crediti finanziari non correnti vs joint venture	30.839	29.500
Crediti finanziari non correnti vs Collegate	1.194	705
Crediti finanziari non correnti vs soci parti correlate	32.141	46.934
Crediti finanziari non correnti vs altri	2.225	2.245
Totale	66.399	79.384

I Crediti finanziari non correnti vs joint venture riguardano crediti verso Iren Rinnovabili (5.000 migliaia di euro) e verso le sue controllate Enia Solaris (18.000 migliaia di euro), Greensource (4.612 migliaia di euro), Millenaria (1.747 migliaia di euro) e Varsi (1.480 migliaia di euro).

I crediti finanziari verso collegate si riferiscono a crediti verso le società Acquaenna, Aiga, Agua de San Pedro e Nord Ovest Servizi i cui singoli importi non sono significativi.

I crediti verso soci parti correlate riguardano crediti verso il Comune di Torino per 31.644 migliaia di euro e crediti verso il Gruppo Intesa San Paolo per 497 migliaia di euro.

I crediti verso il Comune di Torino, sui quali maturano interessi a favore del Gruppo, sono relativi alla classificazione della quota a medio lungo termine dei crediti sul conto corrente che regola i rapporti commerciali e finanziari tra la controllata Iren Servizi e Innovazione S.p.A. (già Iride Servizi S.p.A.) ed il Comune di Torino.

Tali crediti fanno parte di una posizione complessiva di 203.600 migliaia di euro, ripartita fra diverse voci di bilancio in relazione alla classificazione secondo natura e scadenza: Crediti commerciali (Nota 12) ed Attività finanziarie correnti - crediti finanziari verso controllanti (Nota 15) come evidenziato dalla tabella esposta nel seguito.

Si segnala che al 31 dicembre 2014 il saldo dei crediti commerciali include i crediti vantati dalla società Amiat verso il Comune di Torino (126.947 migliaia di euro) per i servizi ambientali e di gestione della viabilità invernale.

	migliaia di euro	
	31/12/2014	31/12/2013
Crediti commerciali per servizi per fatture emesse	135.186	13.207
Crediti commerciali per servizi per fatture da emettere	8.095	10.405
Crediti commerciali per forniture di energia elettrica e altro	14.755	11.486
Fondo svalutazione crediti	(5.388)	(5.448)
Totale crediti commerciali	152.648	29.650
Crediti finanziari in conto corrente quota non corrente	31.644	46.368
Totale crediti finanziari non correnti	31.644	46.368
Crediti finanziari in conto corrente quota corrente	16.100	17.000
Crediti finanziari per interessi	3.208	4.891
Totale crediti finanziari correnti	19.308	21.891
Totale	203.600	97.909

Si segnala che, a novembre 2012 è stato siglato l'accordo tra la Città di Torino ed il Gruppo Iren avente per oggetto reciproci impegni finalizzati alla riduzione dello stock del credito nei confronti della Città di Torino. Nel corso del 2013 e del 2014 vi sono state delle integrazioni all'accordo del 2012 aventi per oggetto la regolazione di alcune partite economiche, l'impegno del Comune relativo allo stanziamento degli importi relativi alle manutenzioni straordinarie, nonché all'avvio di un gruppo di lavoro misto avente per oggetto l'analisi di benchmark e la definizione dei piani di manutenzione ottimali. Tali accordi si riferiscono all'attività svolta dalla controllata Iren Servizi e Innovazioni inerenti l'illuminazione pubblica e la gestione degli impianti semaforici.

Da una prudenziale valutazione effettuata da parte degli Amministratori, in base agli accordi stipulati con la Città di Torino, si ritiene che i crediti finanziari verso il Comune di Torino risultino esigibili entro i 12 mesi per un importo pari a circa 16 milioni di euro.

Il saldo dei crediti commerciali verso il Comune di Torino è aumentato di 122.998 migliaia di euro (al netto del fondo svalutazione crediti) e il saldo dei crediti finanziari correnti e non correnti è diminuito di 17.307 migliaia di euro. L'esposizione complessiva del Gruppo Iren nei confronti del Comune di Torino è pertanto aumentata rispetto al 31 dicembre 2013 di 105.691 migliaia di euro. L'incremento è dovuto unicamente al consolidamento della società Amiat; al netto dei crediti vantati da quest'ultima, infatti, il saldo verso il Comune di Torino si sarebbe ridotto di 21.256 migliaia di euro.

Tra i crediti verso altri è compreso un finanziamento infruttifero verso la società Medgas.

NOTA 9_ALTRE ATTIVITA' NON CORRENTI

Il dettaglio è evidenziato nella tabella seguente:

	migliaia di euro	
	31/12/2014	31/12/2013
Depositi cauzionali	13.136	17.742
Crediti di natura tributaria oltre 12 mesi	9.182	9.218
Altre attività non correnti	8.936	10.612
Ratei e risconti attivi non correnti	15.752	15.410
Totale	47.006	52.982

Il decremento dei depositi cauzionali è dovuto alla restituzione di parte degli importi versati alla società Sinergie Italiane.

I crediti di natura tributaria oltre i 12 mesi comprendono i crediti maturati a seguito dell'istanza di deduzione IRAP da IRES art. 2 comma 1 quater DL 6 dicembre 2011 n. 201 e i crediti per l'acconto IRPEF sul TFR versato in ottemperanza alla legge 140/1997. Ai sensi di legge tale credito viene recuperato a decorrere dal 1° gennaio 2000 ed è soggetto a rivalutazione annua calcolata con gli stessi criteri adottati per la rivalutazione del TFR.

I risconti attivi riguardano principalmente i costi prepagati, per la quota a lungo termine, relativi ai Contratti servizio Energia in capo alla controllata Iren Gestioni Energetiche S.p.A..

NOTA 10_ATTIVITÀ PER IMPOSTE ANTICIPATE

Ammontano a 277.678 migliaia di euro (305.915 migliaia di euro al 31 dicembre 2013) e si riferiscono alla fiscalità anticipata derivante da componenti di reddito fiscalmente deducibili nei futuri esercizi. Esse includono, inoltre, l'effetto fiscale anticipato sulle rettifiche effettuate in sede di conversione ai principi contabili internazionali.

La riduzione rispetto al 31 dicembre 2013 è dovuta soprattutto allo storno delle imposte anticipate relative all'addizionale IRES (cosiddetta Robin Hood Tax) che la sentenza della Corte Costituzionale dell'11 febbraio 2015 ha ritenuto incostituzionale.

Per ulteriori informazioni si rimanda alla nota del conto economico "Imposte sul reddito", nota 43 e al prospetto riportato in allegato.

ATTIVITÀ CORRENTI

NOTA 11_RIMANENZE

Le rimanenze, valorizzate costo medio ponderato, sono costituite principalmente da gas metano, da materiali di consumo destinati alla manutenzione e costruzione del patrimonio impiantistico del Gruppo. La riduzione rispetto al 31 dicembre 2013 è dovuta al minor riempimento degli stoccaggi gas legato alla stagione eccezionalmente mite.

La tabella che segue sintetizza le variazioni intervenute nel periodo di riferimento:

	migliaia di euro	
	31/12/2014	31/12/2013
Materie prime	120.013	143.642
Fondo svalutazione magazzino	(39.680)	(39.246)
Valore netto	80.333	104.396
Lavori in corso su ordinazione	1.326	2.222
Totale	81.659	106.618

Il fondo svalutazione magazzino è stato costituito e si movimenta per tenere conto dell'obsolescenza tecnica e della scarsa movimentazione di alcune giacenze di materiali.

Al 31 dicembre 2014 non esistono rimanenze di magazzino impegnate a garanzia di passività.

NOTA 12_CREDITI COMMERCIALI

Il dettaglio è evidenziato nella tabella seguente:

	migliaia di euro	
	31/12/2014	31/12/2013
Crediti verso clienti	878.030	985.060
Fondo svalutazione crediti	(142.578)	(131.610)
Crediti verso clienti netti	735.452	853.450
Crediti commerciali verso joint ventures	17.676	19.921
Crediti commerciali verso collegate	27.370	25.180
Crediti commerciali verso altre imprese del gruppo	19.578	23.597
Crediti commerciali verso soci parti correlate	186.804	66.591
Fondo svalutazione crediti verso soci parti correlate	(8.916)	(8.976)
Totale	977.964	979.763

Si segnala che al 31 dicembre 2014 sono state effettuate operazioni di factoring con *derecognition* del credito per complessive 66.868 migliaia di euro.

Si segnala inoltre che i dati comparativi al 31 dicembre 2013 sono stati riclassificati per esporre nella voce "Crediti commerciali non correnti", coerentemente con quanto fatto nell'esercizio 2014, i crediti del servizio idrico integrato per minori volumi erogati rispetto al vincolo di ricavi spettante al gestore (18.506 migliaia di euro).

I crediti commerciali, al lordo del fondo svalutazione crediti, sono dettagliati per scadenza come segue:

	migliaia di euro	
	31/12/2014	31/12/2013
Non scaduti	582.857	631.198
Scaduti da 0 a 3 mesi	158.753	122.466
Scaduti da 3 a 12 mesi	144.633	137.118
Scaduti oltre 12 mesi	243.215	229.567
Totale	1.129.458	1.120.349

Crediti verso clienti

Sono relativi principalmente a crediti per fornitura di energia elettrica, gas, acqua, calore, di servizi ambientali e servizi diversi. Il saldo tiene conto del fondo svalutazione crediti, presentato nel seguito, pari a 151.494 migliaia di euro (140.586 migliaia di euro al 31 dicembre 2013).

Crediti verso Joint venture

Si tratta di crediti che il Gruppo vanta verso le proprie joint ventures, consolidate con il metodo del patrimonio netto. Si riferiscono a normali operazioni commerciali, intrattenute a condizioni di mercato. Per maggiori dettagli si rimanda alla tabella dei rapporti con parti correlate riportata in allegato.

Crediti verso imprese collegate

Si riferiscono a normali operazioni commerciali, intrattenute a condizioni di mercato. Per maggiori dettagli si rimanda alla tabella dei rapporti con parti correlate riportata in allegato.

Crediti verso altre imprese del gruppo

Riguardano crediti verso alcune partecipate non rientranti nell'area di consolidamento e si riferiscono a normali operazioni commerciali, intrattenute a condizioni di mercato.

Crediti verso soci parti correlate

I crediti verso soci parti correlate si riferiscono a rapporti di natura commerciale condotti a normali condizioni di mercato con gli enti territoriali proprietari (Comuni di Genova, Parma, Piacenza, Reggio Emilia e Torino) e, in via marginale, verso la società FSU. Il saldo tiene conto del fondo svalutazione crediti pari a 8.916 migliaia di euro (8.976 migliaia di euro al 31 dicembre 2013). Per maggiori dettagli si rimanda alla tabella dei rapporti con parti correlate riportata in allegato.

Il fondo svalutazione presenta la dinamica riportata nella tabella che segue:

	31/12/2013	Utilizzi	Accantona- menti del periodo	Variazione area conso- lidamento	migliaia di euro 31/12/2014
Fondo svalutazione crediti	131.610	(38.141)	47.596	1.513	142.578
Fondo svalutazione crediti vs soci parti correlate	8.976	(2.000)	1.283	657	8.916
Totale	140.586	(40.141)	48.879	2.170	151.494

Il fondo è stato utilizzato per fare fronte a perdite su crediti.

NOTA 13_CREDITI PER IMPOSTE CORRENTI

Ammontano a 19.334 migliaia di euro (5.042 migliaia di euro al 31 dicembre 2013) e comprendono i crediti verso l'erario per IRES e IRAP. Per maggiori informazioni sulla stima delle imposte correnti dell'esercizio si rimanda alla nota 43.

NOTA 14_CREDITI VARI E ALTRE ATTIVITA' CORRENTI

Il dettaglio è evidenziato nella tabella seguente:

	31/12/2014	31/12/2013
Crediti per imposta governativa erariale/UTIF	65.388	21.129
Credito verso Erario per IVA	4.027	7.988
Altri crediti di natura tributaria	3.956	3.799
Crediti tributari entro 12 mesi	73.371	32.916
Crediti verso CCSE	56.540	54.731
Crediti per certificati verdi	43.939	65.425
Crediti per anticipi a fornitori	4.285	3.597
Crediti per adesione consolidato fiscale e IVA di gruppo	-	5.059
Altre attività correnti	32.464	12.024
Altre attività correnti	137.228	140.836
Ratei e risconti	22.835	23.453
Totale	233.434	197.205

Si segnala che al 31 dicembre 2014 sono state effettuate operazioni di factoring con *derecognition* del credito per certificati verdi, per titoli di efficienza energetica e verso Cassa Conguaglio Settore Energetico per complessive 45.285 migliaia di euro.

In relazione ai crediti verso la Cassa Conguaglio Settore Elettrico (CCSE) si segnala che una quota degli importi esposti potrebbe non essere esigibile entro i 12 mesi successivi.

L'incremento dei crediti per imposta governativa erariale è dovuta alle dinamiche dei versamenti in acconto e in saldo che sono influenzate dai volumi di fatturazione dell'esercizio di competenza e dell'esercizio precedente.

NOTA 15_ATTIVITA' FINANZIARIE CORRENTI

La voce pari a 471.301 migliaia di euro (418.407 migliaia di euro al 31 dicembre 2013) è composta da titoli diversi dalle partecipazioni e da crediti finanziari.

Titoli diversi dalle partecipazioni

Nella voce in analisi sono inseriti titoli valutati, in base alle previsioni dello IAS 39 – *Strumenti finanziari: rilevazioni e valutazione*, come detenuti per la vendita o come investimenti posseduti fino alla scadenza. In particolare ammontano a 388 migliaia di euro (non presenti al 31 dicembre 2013) e si riferiscono a titoli di stato classificati come disponibili per la vendita.

Crediti finanziari

La scadenza di tutti i crediti finanziari iscritti in questa voce non supera i 12 mesi. Il valore contabile di tali crediti approssima il loro fair value in quanto l'impatto dell'attualizzazione risulta trascurabile.

Il dettaglio dei crediti finanziari è di seguito riportato:

	migliaia di euro	
	31/12/2014	31/12/2013
Crediti finanziari verso joint venture	437.762	382.378
Crediti finanziari verso collegate	4.423	7.579
Crediti finanziari verso Comuni soci parti correlate	19.308	21.891
Crediti finanziari verso altri	9.420	6.559
Totale	470.913	418.407

Crediti finanziari verso joint venture

Riguardano per 433.000 migliaia di euro (363.000 migliaia di euro al 31 dicembre 2013) crediti verso la joint venture OLT Offshore relativi al finanziamento concesso dalla società Iren Mercato, per 2.418 migliaia di euro (non presenti al 31 dicembre 2013) crediti verso la joint venture Sviluppo Idrico e per 2.344 migliaia di euro (5.430 migliaia di euro al 31 dicembre 2013) crediti verso il Gruppo Iren Rinnovabili. Al 31 dicembre 2013 erano inoltre presenti crediti verso la joint venture AES Torino per 13.948 migliaia di euro.

Crediti finanziari verso collegate

Riguardano per 4.082 migliaia di euro (6.614 migliaia di euro al 31 dicembre 2013) crediti verso la società collegata ASA relativi al finanziamento concesso dalla società Iren Mercato. La parte restante si riferisce a crediti verso società collegate per singoli importi non rilevanti. Per maggiori dettagli si rimanda al prospetto dei rapporti con parti correlate riportato in allegato.

Crediti finanziari verso soci parti correlate

Riguardano crediti sui quali maturano interessi a favore del Gruppo e ammontano a 19.308 migliaia di euro (21.891 migliaia di euro al 31 dicembre 2013). Sono relativi al saldo a breve termine del conto corrente che regola i rapporti commerciali e finanziari tra Iren Servizi e Innovazione S.p.A. (già Iride Servizi S.p.A.) ed il Comune di Torino come già anticipato alla precedente nota 8 a cui si rimanda per completezza di informazione.

L'importo è stato prudentemente determinato dagli Amministratori in base agli accordi stipulati con la Città di Torino. La restante parte dei crediti finanziari verso il Comune è stata pertanto classificata nei "Crediti finanziari non correnti - crediti verso soci parti correlate" (31.644 migliaia di euro).

Crediti finanziari verso altri

Comprendono crediti per dividendi da incassare, ratei e risconti attivi aventi natura finanziaria e crediti finanziari diversi. Includono inoltre il versamento effettuato alla società UCH Holding srl (6.000 migliaia di euro).

NOTA 16_CASSA E ALTRE DISPONIBILITA' LIQUIDE EQUIVALENTI

La voce cassa e altre disponibilità liquide equivalenti risulta essere così costituita:

	migliaia di euro	
	31/12/2014	31/12/2013
Depositi bancari e postali	50.387	49.659
Denaro e valori in cassa	1.207	554
Altre disponibilità liquide	7	9
Totale	51.601	50.222

Le altre disponibilità liquide equivalenti rappresentano impieghi finanziari a breve termine e ad alta liquidità che sono prontamente convertibili in valori di cassa noti e soggetti ad un irrilevante rischio di variazione.

NOTA 17_ATTIVITÀ DESTINATE AD ESSERE CEDUTE

Le attività destinate ad essere cedute sono valutate al minore tra il loro valore netto contabile e il *fair value* al netto dei costi di vendita e ammontano a 10.762 migliaia di euro (1.001 migliaia di euro al 31 dicembre 2013).

Per 9.440 migliaia di euro si riferiscono alla partecipazione in Plurigas in liquidazione. La partecipazione è stata classificata tra le attività destinate ad essere cedute in quanto nel corso del 2014 si è conclusa l'operatività della società. Al 31 dicembre 2013 la partecipazione era classificata tra le partecipazioni valutate a patrimonio netto.

Per 819 migliaia di euro si riferiscono alla partecipazione in VEA Energia Ambiente Srl. La partecipazione è stata riclassificata tra le attività destinate ad essere ceduta in quanto nel primo trimestre 2015 è probabile che si perfezionerà la sua cessione. Al 31 dicembre 2013 la partecipazione era classificata tra le partecipazioni valutate a patrimonio netto.

Per 322 migliaia di euro si riferiscono alla partecipazione in SMAG. La partecipazione è stata riclassificata tra le attività destinate ad essere ceduta in quanto nel corso del 2015 presumibilmente si perfezionerà la cessione delle quote detenute nella società. Al 31 dicembre 2013 la partecipazione era classificata tra le partecipazioni valutate a patrimonio netto.

Per 158 migliaia di euro (invariato rispetto al 31 dicembre 2013) si riferiscono alla società collegata Piana Ambiente.

Per 23 migliaia di euro (invariato rispetto al 31 dicembre 2013) si riferiscono alla partecipazione in Valfontanabuona Sport s.r.l., società costituita a giugno 2013 e per cui si prevede l'uscita da parte del Gruppo Iren dall'azionariato della società entro la fine del 2015.

Inoltre, tra le attività destinate ad essere cedute è presente la partecipazione in Fata Morgana che al 31 dicembre 2014 risulta essere completamente svalutata.

Inoltre, al 31 dicembre 2013 erano presenti:

- per 10 migliaia di euro le attività della società controllata CELPI, che a partire dal 2 dicembre 2011 non è più operativa, in quanto messa in liquidazione. A inizio gennaio 2014 si è conclusa la procedura di liquidazione e in data 20 gennaio 2014 la società è stata cancellata dal Registro delle Imprese.
- per 500 migliaia di euro la partecipazione nella collegata GasEnergia Pluriservizi S.p.A., ceduta nel mese di gennaio del 2014.
- Per 310 migliaia di euro la partecipazione in ACIAM, la cui cessione si è perfezionata nel corso del 2014.

PASSIVO

NOTA 18_PATRIMONIO NETTO

Il patrimonio netto risulta essere così composto:

	migliaia di euro	
	31/12/2014	31/12/2013
Capitale sociale	1.276.226	1.276.226
Riserve e Utili (Perdite) a nuovo	401.198	415.721
Risultato netto del periodo	85.795	80.554
Totale patrimonio netto di pertinenza della Capogruppo	1.763.219	1.772.501
Capitale e riserve di pertinenza di Terzi	213.736	205.125
Utile (perdita) di pertinenza di Terzi	16.594	11.401
Totale patrimonio netto consolidato	1.993.549	1.989.027

Capitale sociale

Il capitale sociale ammonta a 1.276.225.677 euro (invariato rispetto al 31 dicembre 2013), interamente versati e si compone di 1.181.725.677 azioni ordinarie del valore nominale di 1 euro ciascuna e di 94.500.000 azioni di risparmio senza diritto di voto del valore nominale di 1 euro ciascuna.

Azioni di risparmio

Le 94.500.000 Azioni di Risparmio Iren, in possesso della Finanziaria Città di Torino, non sono quotate, sono prive di diritto di voto e, salvo il diverso ordine di priorità nella ripartizione dell'attivo netto residuo in caso di scioglimento della società, hanno la stessa disciplina delle azioni ordinarie.

Infine, in caso di cessione le azioni di risparmio saranno convertite automaticamente, alla pari, in azioni ordinarie.

Riserve

Il dettaglio della voce è riportato nella tabella seguente:

	migliaia di euro	
	31/12/2014	31/12/2013
Riserva sovrapprezzo azioni	105.102	105.102
Riserva legale	36.855	32.512
Riserva copertura flussi finanziari	(39.695)	(24.028)
Altre riserve e Utile (perdite) accumulate	298.936	302.135
Totale riserve	401.198	415.721

Riserva coperture di flussi finanziari

Con l'adozione dello IAS 39 la variazione del fair value dei contratti derivati designati come strumenti di copertura efficaci viene contabilizzata in bilancio con contropartita direttamente a patrimonio netto nella riserva di copertura di flussi finanziari. Tali contratti sono stati stipulati per coprire l'esposizione al rischio di oscillazione dei tassi di interesse dei mutui a tasso variabile e al rischio della variazione dei prezzi nei contratti di acquisto di energia elettrica e gas.

Altre riserve e Utile (perdite) accumulate

Sono composte principalmente dall'avanzo generato dalla fusione per incorporazione di AMGA in AEM Torino e successivamente di Enia in Iride, da utili e perdite portati a nuovo e dalla riserva che accoglie gli

utili e le perdite attuariali derivanti dalla valutazione dei benefici ai dipendenti successivi al rapporto di lavoro.

PASSIVITA' NON CORRENTI

NOTA 19_PASSIVITA' FINANZIARIE NON CORRENTI

Ammontano complessivamente a 2.210.821 migliaia di euro (1.841.116 migliaia di euro al 31 dicembre 2013) e sono composte da:

Obbligazioni

Ammontano a 815.095 migliaia di euro (367.640 migliaia di euro al 31 dicembre 2013) e sono posizioni relative alla Capogruppo per:

- 156.621 migliaia di euro (157.354 migliaia di euro al 31 dicembre 2013) riferiti a due prestiti obbligazionari non convertibili (puttable bonds), emessi nel 2008, con scadenza 2021. Il prestito obbligazionario, della durata complessiva di 13 anni, prevede che, dopo il terzo anno e successivamente ogni due anni, in caso di mancato esercizio da parte delle banche dell'opzione di rimborso alla pari, venga avviato un meccanismo di asta competitiva, per la determinazione di un credit spread per i successivi 2 anni, da applicare ad un tasso fisso già definito. La procedura per la seconda asta è stata completata a settembre 2013, con la definizione del credit spread per i successivi 2 anni. Sulla base della dinamica dei tassi, si ritiene nulla la probabilità di esercizio dell'opzione di rimborso alla pari alla teorica scadenza di settembre 2015. L'importo si riferisce al valore a costo ammortizzato, in ossequio ai principi IAS;
- 658.474 migliaia di euro (210.286 migliaia di euro al 31 dicembre 2013) riferiti ad emissioni di Private Placement e Public Bond. Private Placement: a) per complessivi 260 milioni, durata 7 anni, cedola 4,37% annuo, con emissione principale ad ottobre 2013 (intermediata da Mediobanca per 125 milioni) e due successive riaperture a novembre 2013 (intermediata da BNP per 85 milioni) e marzo 2014 (intermediata da BNP per 50 milioni); b) per 100 milioni, durata 5 anni, cedola 3% annuo, con emissione a febbraio 2014 (intermediata da Morgan Stanley). Public Bond: a luglio 2014 è stato completato sul mercato Eurobond il collocamento di un'emissione obbligazionaria inaugurale in formato Public Placement per 300 milioni di euro, cedola 3% annuo e durata 7 anni (Joint Bookrunner Banca IMI, BNP Paribas, Mediobanca, Morgan Stanley, Unicredit). I prestiti obbligazionari sono stati sottoscritti da investitori istituzionali italiani ed esteri e sono quotati alla Borsa Irlandese. L'importo contabile si riferisce al valore a costo ammortizzato, in ossequio ai principi IAS.

Debiti finanziari non correnti verso istituti di credito

I finanziamenti a medio lungo termine riguardano esclusivamente la quota a lungo dei mutui concessi dagli istituti finanziari ed ammontano a 1.352.935 migliaia di euro (1.433.219 migliaia di euro al 31 dicembre 2013).

I finanziamenti a medio lungo termine possono essere analizzati per regime di tasso (con le rispettive indicazioni di tasso minimo e tasso massimo applicati) e per scadenza, come illustrato nella tabella che segue:

	migliaia di euro		
	a tasso fisso	a tasso variabile	TOTALE
tasso min/max	3,997% - 5,449%	0,262% - 2,972%	
periodo di scadenza	2016-2027	2016-2028	
2016	88.556	70.463	159.019
2017	109.869	54.501	164.370
2018	62.129	290.460	352.589
2019	58.845	93.587	152.432
successivi	429.678	94.847	524.525
Totale debiti 31/12/2014	749.077	603.858	1.352.935
Totale debiti 31/12/2013	824.332	608.887	1.433.219

I finanziamenti sono tutti denominati in euro.

Le movimentazioni dei finanziamenti a medio lungo termine avvenute nel corso dell'esercizio sono qui di seguito riepilogate:

	migliaia di euro					
	31/12/2013				31/12/2014	
	Totale debiti	Incrementi	Variazione area consolidamento	Riduzioni	Rettifica costo ammortizzato	Totale debiti
- a tasso fisso	824.332	0	0	(75.427)	172	749.077
- a tasso variabile	608.887	300.130	11.118	(316.817)	540	603.858
TOTALE	1.433.219	300.130	11.118	(392.244)	712	1.352.935

Il totale dei debiti a medio lungo termine al 31 dicembre 2014 risulta in riduzione rispetto al 31 dicembre 2013, per effetto delle seguenti variazioni:

- incrementi per complessivi 300.130 migliaia di euro, a fronte di erogazione alla Capogruppo di nuovi finanziamenti a medio-lungo termine: Unicredit 75 milioni a luglio e 50 milioni a dicembre, Mediobanca 75 milioni a novembre, a seguito della rinegoziazione di una linea rimborsata anticipatamente, così come con Banca Regionale Europea 100 milioni a dicembre. Inoltre, la Società consolidata Bonifica Autocisterne ha contratto un finanziamento per 130 migliaia di euro;
- variazione dell'area di consolidamento, per l'inserimento della Società Amiat Spa, a seguito dell'incremento della quota di partecipazione nel corso dell'anno: l'importo si riferisce al residuo debito del mutuo che la Società ha in essere con Dexia;
- riduzione per complessivi 392.244 migliaia di euro, sia a fronte di rimborsi anticipati per rinegoziazione di finanziamenti da parte della Capogruppo, con allineamento di nuove erogazioni a condizioni di mercato (Mediobanca 40 milioni, BRE 100 milioni, Cassa depositi e Prestiti 50 milioni), sia per la riclassificazione a breve termine delle quote dei finanziamenti in scadenza entro i prossimi 12 mesi;
- variazioni di costo ammortizzato per la contabilizzazione ai fini IAS dei finanziamenti.

Altre passività finanziarie

Ammontano a 42.792 migliaia di euro (40.257 migliaia di euro al 31 dicembre 2013) e si riferiscono per 39.884 migliaia di euro (37.176 migliaia di euro al 31 dicembre 2013) al fair value dei contratti derivati stipulati per coprire l'esposizione al rischio di oscillazione dei tassi di interesse dei mutui a tasso variabile (per il commento si rinvia al paragrafo "Gestione dei rischi finanziari del Gruppo") e per 2.907 migliaia di euro (3.081 migliaia di euro al 31 dicembre 2013) a debiti finanziari diversi.

NOTA 20_BENEFICI AI DIPENDENTI

Nel corso dell'esercizio 2014 hanno avuto la seguente movimentazione:

	migliaia di euro
Valore al 31/12/2013	113.198
Obbligazioni maturate per l'attività prestata nel periodo	745
Oneri finanziari	3.107
Erogazioni dell'esercizio	(3.748)
Anticipi	(1.073)
(Utili) Perdite attuariali	12.033
Variazione area di consolidamento	25.240
Altre variazioni	(531)
Valore al 31/12/2014	148.971

Nella voce variazione area di consolidamento sono riportati i saldi del ramo d'azienda relativo all'attività di distribuzione di calore da teleriscaldamento acquisite in seguito alla scissione non proporzionale della società a controllo congiunto AES Torino, i saldi derivanti dal consolidamento integrale della società AMIAT S.p.A. e i saldi derivanti dal deconsolidamento della società Climatel.

Le passività per benefici a dipendenti sono costituite da:

Trattamento di fine rapporto (TFR)

Nel corso dell'esercizio 2014 il TFR ha avuto la seguente movimentazione:

	migliaia di euro
Valore al 31/12/2013	78.355
Obbligazioni maturate per l'attività prestata nel periodo	299
Oneri finanziari	2.091
Erogazioni dell'esercizio	(2.064)
Anticipi	(1.073)
(Utili) Perdite attuariali	7.690
Variazione area di consolidamento	24.841
Altre variazioni	19
Valore al 31/12/2014	110.158

Altri benefici

Nel seguito viene presentata la composizione e la movimentazione dell'esercizio per i piani a benefici definiti diversi dal TFR analizzato in precedenza.

Mensilità aggiuntive (premio anzianità)

	migliaia di euro
Valore al 31/12/2013	4.531
Obbligazioni maturate per l'attività prestata nel periodo	135
Oneri finanziari	104
Erogazioni dell'esercizio	(302)
(Utili) Perdite attuariali	406
Variazione area di consolidamento	351
Altre variazioni	(550)
Valore al 31/12/2014	4.675

Premio fedeltà

	migliaia di euro
Valore al 31/12/2013	2.256
Obbligazioni maturate per l'attività prestata nel periodo	92
Oneri finanziari	45
Erogazioni dell'esercizio	(341)
(Utili) Perdite attuariali	149
Valore al 31/12/2014	2.201

Agevolazioni tariffarie

	migliaia di euro
Valore al 31/12/2013	27.184
Obbligazioni maturate per l'attività prestata nel periodo	219
Oneri finanziari	846
Erogazioni dell'esercizio	(964)
(Utili) Perdite attuariali	3.725
Variazione area di consolidamento	48
Valore al 31/12/2014	31.058

Fondo Premungas

	migliaia di euro
Valore al 31/12/2013	872
Oneri finanziari	21
Erogazioni dell'esercizio	(77)
(Utili) Perdite attuariali	63
Valore al 31/12/2014	879

Ipotesi attuariali

La valutazione delle passività esposte in precedenza è effettuata da attuari indipendenti.

Si sottolinea che la passività relativa ai programmi a benefici definiti, è determinata sulla base di ipotesi attuariali ed è rilevata per competenza coerentemente alle prestazioni di lavoro necessarie per l'ottenimento dei benefici.

Allo scopo di definire l'ammontare del valore attuale delle obbligazioni si è proceduto alla stima delle future prestazioni che, sulla base di ipotesi evolutive connesse sia allo sviluppo numerico della collettività, sia allo sviluppo retributivo, saranno erogate a favore di ciascun dipendente nel caso di prosecuzione dell'attività lavorativa, pensionamento, decesso, dimissioni o richiesta di anticipazione.

Per la determinazione dell'ammontare dello sconto energia sono state considerate proiezioni attuariali dei probabili sconti sui consumi di energia elettrica che saranno erogati a favore degli attuali pensionati e dei loro coniugi superstiti, nonché degli attuali dipendenti (ed eventuali coniugi superstiti) dopo la cessazione del rapporto di lavoro.

Ai fini della scelta del tasso di sconto adottato nelle valutazioni previste dallo IAS 19, sono stati considerati i seguenti elementi:

- mercato dei titoli di riferimento;
- data di riferimento delle valutazioni;
- durata media prevista delle passività in esame.

La durata media residua delle passività è stata ottenuta come media ponderata delle durate medie residue delle passività relative a tutti i benefici e a tutte le Società del Gruppo.

Le ipotesi di natura economico-finanziaria adottate per le elaborazioni sono le seguenti:

Tasso annuo di attualizzazione	0,72% - 1,49%
Tasso annuo di inflazione	0,60% - 2,00%
Tasso annuo di incremento del costo dell'energia elettrica	0,60% - 2,00%
Tasso annuo incremento TFR	2,40% - 3,00%

In ottemperanza a quanto previsto dal nuovo IAS19 vengono fornite le seguenti informazioni aggiuntive:

- analisi di sensitività per ciascuna ipotesi attuariale rilevante alla fine dell'esercizio, mostrando gli effetti che ci sarebbero stati a seguito delle variazioni delle ipotesi attuariale ragionevolmente possibili a tale data, in termini assoluti;
- indicazione del contributo per l'esercizio successivo;
- indicazione della durata media finanziaria dell'obbligazione per i piani a benefici definiti.

Di seguito si riportano tali informazioni.

	Variazione passività al variare del tasso di attualizzazione		Service cost 2015	Duration del piano
	+0,25%	-0,25%		
TFR	(2.258)	2.340	272	10
Mensilità Aggiuntive	(138)	144	197	8
Premio fedeltà			99	6
Agevolazioni tariffarie	(1.029)	1.237	510	14
Premungas	(18)	19	-	9

NOTA 21_FONDI PER RISCHI ED ONERI

Il dettaglio è esposto nella seguente tabella e si riferisce sia alla quota corrente che alla quota non corrente:

	Saldo iniziale	Variazione area consolidamento	Incrementi	Decrementi	(Proventi)/ Oneri da attualizzazione	Saldo Finale	Quota corrente
Fondo ripristino beni di terzi	108.437	-	11.954	(930)	2.832	122.293	2.615
Fondi post mortem	25.518	-	-	(2.331)	4.434	27.621	845
Fondo smantellamento e bonifica area	12.624	-	8.994	(133)	3.575	25.060	3.312
Fondo CIG/CIGS	19.175	-	908	(4.732)	-	15.351	-
Fondo dipendenti cessati	1.258	-	-	-	-	1.258	-
Fondo oneri esodo personale	-	-	36.282	-	(187)	36.095	12.217
Fondo rischi su partecipazioni	10.695	-	-	-	-	10.695	10.651
Altri fondi per rischi ed oneri	180.687	22.007	41.122	(82.755)	1.957	163.018	52.090
Totale	358.394	22.007	99.260	(90.881)	12.611	401.391	81.730

Fondo ripristino beni di terzi e opere devolvibili

Il fondo ripristino beni di terzi si riferisce principalmente alla passività che, in caso di riassegnazione delle concessioni del servizio idrico integrato relativo agli ATO di Parma Piacenza e Reggio Emilia, verrà dedotta, dagli investimenti nel frattempo effettuati, dall'indennizzo versato al Gruppo da parte di un nuovo gestore entrante. Tale passività viene stimata in funzione dell'ammortamento del complesso dei beni e delle

dotazioni afferenti il suddetto ciclo idrico integrato, che per effetto delle operazioni di scissione effettuate nel 2005 dalle tre società AGAC, Tesea e AMPS (poi confluite nella ex Enia) sono stati conferiti nei bilanci di tre società patrimoniali di proprietà interamente pubblica, come previsto dall'art. 113, comma 13 del T.U.E.L. Tale complesso di beni viene utilizzato per svolgere il servizio idrico a fronte della corresponsione di un canone e con l'impegno contrattuale a costituire il suddetto fondo.

Fondi post mortem

Si tratta principalmente di fondi costituiti per oneri futuri di ripristino che comprendono anche i costi della gestione post-operativa fino alla completa riconversione a verde delle aree interessate. Tali costi sono supportati da apposite perizie. Gli accantonamenti e i decrementi del periodo sono stati effettuati al fine di adeguare i fondi esistenti alla stima dei costi futuri da sostenere e maturati al 31 dicembre 2014. Le variazioni in diminuzione si riferiscono, inoltre, agli utilizzi per copertura di costi sostenuti nel periodo relativamente alle attività di smaltimento del percolato (relativi ai lotti chiusi delle discariche ancora attive sia di proprietà che in gestione), al complesso degli oneri sostenuti nella fase di post-esercizio fino alla completa mineralizzazione del rifiuto, nonché alla riconversione a "verde" delle aree dei bacini interessati a discarica.

Fondo smantellamento e bonifica area

Il "Fondo smantellamento e bonifica area" rappresenta in parte la stima prudenziale degli oneri da sostenere in relazione alla futura bonifica dei terreni relativi all'area ex- AMNU, su cui era presente un forno inceneritore; l'altra parte si riferisce alla stima potenziale degli oneri legati al futuro smantellamento di alcuni impianti del Gruppo.

Fondo CIG/CIGS

L'ammontare del fondo rischi si riferisce ai rischi probabili di esborsi relativi a maggiori contributi da corrispondere all'INPS per cassa integrazione, ordinaria e straordinaria, e mobilità.

Nel mese di settembre 2013 sono state depositate alcune sentenze rese nei confronti di Iren e di società controllate che hanno contenuto negativo e respingono i ricorsi della società, statuendo l'obbligo di versamento dei contributi a titolo di CIG, CIGS, Mobilità e Disoccupazione. Gli Amministratori sono pertanto addivenuti alla decisione di provvedere al regolare pagamento della contribuzione relativa alla cassa integrazione guadagni (oltre a CIGS e mobilità) a partire dal 2014. Nel fondo permane la stima prudenziale relativa ad eventuali somme aggiuntive ed ai diritti di riscossione per un importo complessivo pari a 15.352 migliaia di euro.

Fondo dipendenti cessati

Il fondo dipendenti cessati con L.610/52 e L.336/73 è costituito a fronte degli oneri derivanti dalle due leggi (pensioni ad onere ripartito per riscatto dell'anzianità pregressa e benefici a favore degli ex combattenti e assimilati).

Fondo oneri esodo personale

Il fondo si riferisce agli oneri legati all'esodo di una parte del personale dipendente e trae origine dalle risultanze di un accordo fra il Gruppo Iren e le Organizzazioni Sindacali che prevede l'accompagnamento incentivato alla pensione anticipata di una parte dei dipendenti occupati, in fase di concretizzazione mediante adesioni su base volontaria tra i lavoratori del Gruppo potenzialmente interessati. L'operazione si iscrive in un più ampio quadro di riequilibrio professionale e demografico del personale del Gruppo Iren, a fronte di un piano di inserimento di giovani.

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

Lo stanziamento nel presente bilancio è iscritto a conto economico tra i costi del personale (alla voce "altri costi del personale"). Esso rappresenta la corresponsione a favore dei dipendenti interessati al Piano, tramite INPS, di una prestazione di importo pari al trattamento di pensione che spetterebbe in base alle regole vigenti (c.d. isopensione) con versamento all'INPS della contribuzione fino al raggiungimento dei

requisiti minimi per il pensionamento (in conformità alla citata legge 92/2012), ed una somma, per ognuno degli interessati, a titolo di una tantum come incentivazione.

Fondi rischi su partecipazioni

La voce si riferisce principalmente ai rischi relativi alla copertura di future perdite della partecipata Sinergie Italiane.

Altri fondi per rischi ed oneri

L'ammontare del fondo si riferisce principalmente ai rischi probabili di maggiori oneri inerenti la realizzazione di impianti attualmente già completati o ancora da ultimare, alla stima dell'IMU/ICI da versare sul valore degli impianti delle centrali calcolata come previsto dall'articolo 1-quinquies del Decreto legge n. 44 del 31 marzo 2005, alla stima degli oneri relativi alla restituzione delle quote di emissione e a probabili oneri inerenti contenziosi vari.

Gli incrementi dell'esercizio si riferiscono principalmente ad accantonamenti per:

- maggiori oneri inerenti la realizzazione di impianti attualmente già completati o ancora da ultimare (6.690 migliaia di euro);
- la stima degli oneri relativi alla restituzione delle quote di emissione (11.331 migliaia di euro);
- alla stima dell'IMU/ICI da versare sul valore degli impianti delle centrali calcolata come previsto dall'articolo 1-quinquies del Decreto legge n. 44 del 31 marzo 2005 (3.042 migliaia di euro).

I decrementi dell'esercizio si riferiscono principalmente a utilizzi e rilasci per:

- oneri relativi alla restituzione delle quote di emissione (12.139 migliaia di euro);
- oneri inerenti la realizzazione di impianti attualmente già completati o ancora da ultimare (19.191 migliaia di euro);
- la stima dell'IMU/ICI da versare sul valore degli impianti delle centrali, calcolata come previsto dall'articolo 1-quinquies del Decreto legge n. 44 del 31 marzo 2005 (2.624 migliaia di euro);
- oneri relativi ai canoni e sovraccanoni di derivazione delle acque (44.897 migliaia di euro);

La parte corrente riferita ai fondi sopra descritti è riclassificata nella voce "fondi quota corrente" (nota 28).

NOTA 22_PASSIVITA' PER IMPOSTE DIFFERITE

Le passività per imposte differite, pari a 162.343 migliaia di euro (173.198 migliaia di euro al 31 dicembre 2013), sono dovute alle differenze temporanee tra il valore contabile e quello fiscale di attività e passività iscritte in bilancio.

Si segnala inoltre che le imposte differite sono state calcolate applicando le aliquote previste nel momento in cui le differenze temporanee si riverseranno.

La riduzione rispetto al 31 dicembre 2013 è dovuta soprattutto allo storno delle imposte anticipate relative all'addizionale IRES (cosiddetta Robin Hood Tax) che la sentenza della Corte Costituzionale dell'11 febbraio 2015 ha ritenuto incostituzionale.

Per ulteriori informazioni si rimanda alla nota del conto economico "Imposte sul reddito", nota 43 e al prospetto riportato in allegato.

NOTA 23_DEBITI VARI E ALTRE PASSIVITA' NON CORRENTI

Sono composti come riportato nella tabella seguente:

	migliaia di euro	
	31/12/2014	31/12/2013
Debiti oltre 12 mesi	42.092	43.560
Risconti passivi per contributi c/impianto - non correnti	154.889	144.261
Ratei e risconti passivi non correnti	3.644	663
Totale	200.625	188.484

Gli altri debiti si riferiscono all'importo dell'imposta sostitutiva calcolata sulla plusvalenza derivante dall'apporto di parte del patrimonio immobiliare al Fondo Core Multiutilities da versare oltre i 12 mesi dalla data del bilancio, ad anticipi versati da utenti a garanzia sulla fornitura di acqua e alle somme relative ad esercizi precedenti da versare per la cassa integrazione guadagni (CIG), per la cassa integrazione guadagni straordinari (CIGS) e per la mobilità.

PASSIVITA' CORRENTI

NOTA 24_PASSIVITA' FINANZIARIE CORRENTI

La scadenza di tutti i debiti finanziari iscritti in questa voce non supera i 12 mesi. Il valore contabile di tali debiti approssima il loro fair value in quanto l'impatto dell'attualizzazione risulta trascurabile.

Le passività finanziarie a breve termine sono così suddivise:

	migliaia di euro	
	31/12/2014	31/12/2013
Debiti verso istituti di credito	605.122	694.352
Debiti finanziari verso joint venture	5.378	1.699
Debiti finanziari verso società collegate	87	3
Debiti finanziari verso soci parti correlate	446	566
Debiti finanziari verso altri	51.377	17.618
Passività per strumenti derivati correnti	1.794	82
Totale	664.204	714.320

Debiti finanziari verso istituti di credito

I debiti verso istituti di credito a breve termine sono così suddivisi:

	migliaia di euro	
	31/12/2014	31/12/2013
Mutui – quota a breve	212.244	667.547
Altri debiti verso banche a breve	381.128	22.242
Ratei e risconti passivi finanziari	11.750	4.563
Totale	605.122	694.352

Debiti finanziari verso joint venture

Si riferiscono a debiti verso la joint venture Iren Rinnovabili.

Debiti finanziari verso collegate

Si riferiscono a debiti verso la società Valle Dora Energia.

Debiti finanziari verso soci parti correlate

Si riferiscono a debiti verso i Comuni di Genova (439 migliaia di euro) e Piacenza (7 migliaia di euro).

Debiti finanziari verso altri

Riguardano principalmente debiti verso società di factoring per anticipazioni su fatture emesse e per le quote incassate dai clienti e da versare al factor (47.979 migliaia di euro) e debiti per dividendi da versare (2.424 migliaia di euro).

Passività per strumenti derivati correnti

Si riferiscono al *fair value* negativo dei contratti derivati sulle commodities stipulati da Iren Mercato.

NOTA 25_DEBITI COMMERCIALI

La scadenza di tutti i debiti commerciali non supera i 12 mesi. Il valore contabile di tali debiti approssima il loro fair value in quanto l'impatto dell'attualizzazione risulta trascurabile.

	migliaia di euro	
	31/12/2014	31/12/2013
Debiti verso fornitori	788.426	850.279
Debiti commerciali verso joint venture	3.043	24.596
Debiti commerciali verso collegate	21.528	17.220
Debiti commerciali verso soci parti correlate	18.717	13.956
Debiti commerciali verso imprese minori del gruppo	21.794	19.332
Acconti esigibili entro 12 mesi	6.486	5.630
Depositi cauzionali entro 12 mesi	13.328	14.786
Vincoli da rimborsare entro 12 mesi	1.401	1.391
Totale	874.723	947.190

NOTA 26_DEBITI VARI E ALTRE PASSIVITA' CORRENTI

La scadenza di tutti i debiti iscritti in questa voce non supera i 12 mesi. Il valore contabile di tali debiti approssima il loro fair value in quanto l'impatto dell'attualizzazione risulta trascurabile.

	migliaia di euro	
	31/12/2014	31/12/2013
Debito per IVA	30.013	15.190
Debiti per IRPEF	12.097	10.710
Altri debiti tributari	8.523	15.488
Debiti tributari entro 12 mesi	50.633	41.388
Debiti verso dipendenti	31.812	30.290
Debiti verso CCSE	52.072	52.017
Debiti per adesione IVA di gruppo	-	57
Altre passività correnti	73.308	50.476
Debiti verso istituti previdenziali entro 12 mesi	24.479	17.856
Altri debiti entro 12 mesi	181.671	150.696
Ratei e Risconti passivi	16.279	13.264
Totale	248.583	205.348

NOTA 27_DEBITI PER IMPOSTE CORRENTI

La posta "Debiti per imposte correnti", che risulta pari a 1.869 migliaia di euro (10.952 migliaia di euro al 31 dicembre 2013), è comprensiva di debiti IRES e IRAP. Inoltre, la voce include la stima delle imposte dell'esercizio corrente; per maggiori dettagli sulla determinazione della stima si rimanda alla nota 43.

NOTA 28_FONDI PER RISCHI ED ONERI QUOTA CORRENTE

La voce ammonta a 81.730 migliaia di euro (74.709 migliaia di euro al 31 dicembre 2013) e si riferisce alla quota del fondo rischi per 52.090 migliaia di euro, comprensivo degli oneri relativi all'obbligo di restituzione delle quote di emissione, del fondo rischi partecipazioni per 10.651 migliaia di euro, riferito principalmente alla collegata Sinergie Italiane, del fondo ripristino beni di terzi per 2.615 migliaia di euro, del fondo oneri legati all'esodo del personale per 12.217 migliaia di euro e del fondo smantellamento e bonifica aree e dei fondi post mortem per 4.157 migliaia di euro che si prevedono di utilizzare entro i 12 mesi successivi.

NOTA 29_PASSIVITA' CORRELATE AD ATTIVITA' DESTINATE AD ESSERE CEDUTE

Non presenti al 31 dicembre 2014. Al 31 dicembre 2013 ammontavano a 6 migliaia di euro e si riferivano alla riclassifica delle passività della società controllata CELPI.

POSIZIONE FINANZIARIA

L'indebitamento finanziario netto, calcolato come differenza tra i debiti finanziari a breve, medio e lungo termine e le attività finanziarie a breve, medio e lungo termine, è composto come riportato nella tabella seguente:

	migliaia di euro	
	31/12/2014	31/12/2013
Attività finanziarie a medio e lungo termine	(66.439)	(79.424)
Indebitamento finanziario a medio e lungo termine	2.210.821	1.841.116
Indebitamento finanziario netto a medio e lungo termine	2.144.382	1.761.692
Attività finanziarie a breve termine	(522.902)	(468.629)
Indebitamento finanziario a breve termine	664.204	714.320
Indebitamento finanziario netto a breve termine	141.302	245.691
Indebitamento finanziario netto	2.285.684	2.007.383

Dettaglio Posizione Finanziaria Netta verso parti correlate

Le attività finanziarie a lungo termine sono relative per 31.643 migliaia di euro alla quota a lungo termine del conto corrente che regola i rapporti commerciali e finanziari tra la controllata Iren Servizi e Innovazione e il Comune di Torino, per 2.164 migliaia di euro a crediti verso società collegate, per 30.839 migliaia di euro a crediti verso le joint ventures del Gruppo Iren Rinnovabili e per 497 migliaia di euro a depositi vincolati presso il Gruppo Intesa Sanpaolo.

L'indebitamento finanziario a medio lungo termine si riferisce per 94.661 migliaia di euro a finanziamenti a medio lungo termine concessi dal Gruppo Intesa San Paolo.

Le attività finanziarie a breve termine sono relative per 19.308 migliaia di euro al saldo a breve termine del conto corrente tra la controllata Iren Servizi e Innovazione e il Comune di Torino, per 433.000 migliaia di euro a crediti verso la joint venture OLT Offshore, per 2.418 migliaia di euro a crediti verso la joint venture Sviluppo Idrico, per 2.343 migliaia di euro a crediti verso la joint venture Iren Rinnovabili e sue controllate, per 4.082 migliaia di euro a crediti verso la società collegata ASA, per 1.212 migliaia di euro a crediti verso società collegate i cui singoli sono trascurabili, per 2.830 migliaia di euro al saldo positivo di conti correnti bancari presso il Gruppo Intesa San Paolo. Per maggiori dettagli si rimanda al prospetto dei rapporti con parti correlate riportato in allegato.

Le passività finanziarie a breve termine sono relative per 61.403 migliaia di euro a finanziamenti a breve termine concessi dal Gruppo Intesa San Paolo e al fair value dei derivati stipulati con il Gruppo Intesa San Paolo, per 446 migliaia di euro a debiti verso il Comune di Piacenza, verso il Comune di Reggio Emilia e verso il Comune di Genova per singoli importi non significativi. La parte restante, pari a 5.465 migliaia di euro, si riferisce a debiti verso il gruppo Iren Rinnovabili (5.378 migliaia di euro) e verso la società collegata Valle Dora Energia (87 migliaia di euro).

Si riporta di seguito la posizione finanziaria netta secondo la struttura proposta dalla raccomandazione CESR del 28 luglio 2006 che non include le attività finanziarie a lungo termine.

	migliaia di euro	
	31/12/2014	31/12/2013
A. Cassa	(51.601)	(50.222)
B. Altre disponibilità liquide (dettagli)	-	-
C. Titoli detenuti per la negoziazione	-	-
D. Liquidità (A) + (B) + (C)	(51.601)	(50.222)
E. Crediti finanziari correnti	(471.301)	(418.407)
F. Debiti bancari correnti	392.878	26.805
G. Parte corrente dell'indebitamento non corrente	212.244	667.547
H. Altri debiti finanziari correnti	59.082	19.968
I. Indebitamento finanziario corrente (F)+(G)+(H)	664.204	714.320
J. Indebitamento finanziario corrente netto (I) – (E) – (D)	141.302	245.691
K. Debiti bancari non correnti	1.352.935	1.433.219
L. Obbligazioni emesse	815.095	367.640
M. Altri debiti non correnti	42.791	40.257
N. Indebitamento finanziario non corrente (K) + (L) + (M)	2.210.821	1.841.116
O. Indebitamento finanziario netto (J) + (N)	2.352.123	2.086.807

XI. INFORMAZIONI SUL CONTO ECONOMICO

Le tabelle che seguono, ove non diversamente indicato, riportano i dati in migliaia di euro.

RICAVI

NOTA 30_RICAVI PER BENI E SERVIZI

La voce in questione risulta pari a 2.633.866 migliaia di euro (3.163.905 migliaia di euro nell'esercizio 2013). Per maggiori dettagli sull'andamento dei ricavi per settori di attività si rimanda alle tabelle del paragrafo XII Informativa per settori di attività

NOTA 31_VARIAZIONE DEI LAVORI IN CORSO

Si riducono di 212 migliaia di euro (decremento pari ai 355 migliaia di euro nell'esercizio 2013) e si riferiscono principalmente a lavori in corso di esecuzione per ripristino manto stradale, in seguito a danneggiamenti provocati da lavori di cantiere.

NOTA 32_ALTRI PROVENTI

Gli altri proventi riguardano:

Contributi

	migliaia di euro	
	Esercizio 2014	Esercizio 2013
Contributi c/impianto	7.769	5.545
Altri contributi	1.281	1.038
Totale	9.050	6.583

I contributi in conto impianti rappresentano la quota di competenza dei contributi calcolata in proporzione alle quote di ammortamento degli impianti a cui si riferiscono.

Ricavi titoli energetici

	migliaia di euro	
	Esercizio 2014	Esercizio 2013
Ricavi Emission Trading	2.293	91
Ricavi Certificati Verdi	84.723	100.509
Ricavi Certificati Bianchi	26.463	22.283
Totale	113.479	122.883

La riduzione dei ricavi per certificati verdi è dovuta principalmente alla naturale scadenza, avvenuta come da programma nel corso del 2014, della qualifica IAFR su un impianto del Gruppo.

L'incremento dei ricavi per Emission Trading è dovuto all'assegnazione dell'anno, mentre nel 2013 non c'erano state assegnazioni.

Proventi diversi

	migliaia di euro	
	Esercizio 2014	Esercizio 2013
Ricavi da contratti di servizio	5.815	6.411
Ricavi da affitti attivi e noleggi	413	547
Plusvalenze da alienazione di beni	22.960	2.352
Ricavi esercizi precedenti/Sopravvenienze attive	89.022	30.422
Recuperi assicurativi	144	255
Rimborsi diversi	10.951	11.881
Proventi per Fair Value derivati sulle commodity	-	841
Altri ricavi e proventi	15.830	25.697
Totale	145.135	78.406

Il significativo incremento dei proventi diversi è dovuto:

- alla plusvalenza realizzata con la cessione della quasi totalità delle quote detenute nel Fondo Core MultiUtilities (circa 21 milioni di euro);
- ai ricavi di diritto del Servizio Idrico Integrato di competenza di esercizi precedenti (circa 18,5 milioni di euro);
- alla perequazione e conguagli energia elettrica anni precedenti (circa 17,8 milioni di euro);
- al riconoscimento di crediti legati all'*Emission Trading System* e assegnati ad impianti cosiddetti "nuovi entranti" e all'assegnazione di titoli relativi ad esercizi precedenti (circa 16,1 milioni di euro);
- all'esito positivo di contenziosi e di penalità da fornitori (circa 9 milioni di euro).

COSTI

NOTA 33_COSTI MATERIE PRIME, SUSSIDIARIE, DI CONSUMO E MERCI

La voce in oggetto si compone delle seguenti voci:

	migliaia di euro	
	Esercizio 2014	Esercizio 2013
Acquisto energia elettrica	288.294	326.439
Acquisto gas	624.219	992.022
Acquisto calore	61	121
Acquisto altri combustibili	1.933	2.986
Acquisto Acqua	713	826
Altre materie prime	15.977	14.304
Materiali vari di magazzino (inclusi carburanti e lubrificanti)	39.583	38.283
Emission trading	13.651	17.594
Certificati verdi	3.782	9.729
Certificati bianchi	19.588	18.417
Variazione delle rimanenze	20.097	35.519
Totale	1.027.898	1.456.240

NOTA 34_PRESTAZIONI DI SERVIZI E GODIMENTO BENI DI TERZI

I costi per prestazioni di servizi sono dettagliati nella tabella seguente:

	migliaia di euro	
	Esercizio 2014	Esercizio 2013
Trasporto energia elettrica	298.656	323.760
Oneri di sistema elettrico	91.759	101.592
Tolling fee	-	51.194
Vettoriamento gas	51.714	44.556
Vettoriamento calore	50.920	96.990
Lavori di terzi per reti e impianti	149.512	150.109
Raccolta e smaltimento, spazzamento neve, verde pubblico	95.311	96.661
Spese per manutenzioni	9.380	9.002
Costi relativi al personale (mensa, formazione, trasferte)	5.669	5.561
Prestazioni industriali (studi, progettazioni, analisi)	10.515	7.491
Consulenze tecniche e amministrative	14.400	12.141
Spese commerciali e pubblicitarie	5.124	5.988
Spese legali e notarili	7.300	6.175
Assicurazioni	10.856	9.474
Spese bancarie	8.836	9.213
Spese telefoniche	4.283	4.101
Costi da contratti di servizio	2.159	2.225
Servizi di lettura e bollettazione	10.339	10.236
Compensi Collegio Sindacale	1.124	1.362
Altri costi per servizi	40.216	39.964
Totale costi per servizi	868.073	987.795

I costi per trasporto energia elettrica e gli oneri di sistema elettrico si riducono rispetto all'esercizio 2013 a causa dei minori volumi di energia elettrica commercializzati nell'esercizio 2014.

Nel 2013 si evidenziavano costi di "Tolling fee" relativi agli importi versati ad Edipower e ad A2A in virtù degli accordi che regolano la produzione di energia elettrica da parte di Edipower in favore delle società di trading controllanti. Tali costi non sono presenti nel 2014 in quanto a seguito dell'operazione di scissione di Edipower si è interrotto il contratto di tolling.

I corrispettivi di vettoriamento calore sono relativi alla prestazione di trasporto calore fornita dalla società AES Torino S.p.A.. Nel 2014 si sono ridotti in quanto si riferiscono esclusivamente al primo semestre dell'anno per effetto della scissione, avvenuta il 1° luglio 2014, della società AES Torino S.p.A., attraverso la quale IREN Energia ha acquisito la proprietà diretta del ramo d'azienda afferente l'attività di distribuzione di calore da teleriscaldamento.

Gli appalti e i lavori riguardano principalmente costi per esercizio e manutenzione di impianti e reti.

I costi per godimento beni di terzi ammontano a 46.363 migliaia di euro (46.166 migliaia di euro nell'esercizio 2013). Comprendono canoni corrisposti al gestore unico dell'Ambito Genovese, canoni corrisposti alle società proprietarie degli assets del servizio idrico integrato dei comuni di Parma Piacenza e Reggio Emilia, servitù di attraversamento terreni, canoni per leasing operativo (comprensivi dell'affitto pagato per l'occupazione dei fabbricati ceduti al fondo Core Multiutilities nell'esercizio 2012), noleggi e affitti vari.

NOTA 35_ONERI DIVERSI DI GESTIONE

Gli oneri diversi di gestione sono dettagliati nella tabella seguente:

	migliaia di euro	
	Esercizio 2014	Esercizio 2013
Spese generali	10.745	7.778
Canoni e sovraccanoni di derivazione	13.794	11.478
Spese logistiche	136	212
Imposte e tasse	24.223	22.658
Sopravvenienze passive	39.276	32.290
Minusvalenze da alienazione di beni	1.602	1.999
Oneri da Fair Value derivati commodities	-	764
Altri oneri diversi di gestione	12.405	8.835
Totale	102.181	86.014

NOTA 36_COSTI PER LAVORI INTERNI CAPITALIZZATI

Riguardano gli incrementi dell'attivo patrimoniale realizzati con risorse interne.

	migliaia di euro	
	Esercizio 2014	Esercizio 2013
Manodopera capitalizzata	(14.806)	(15.828)
Materiali di magazzino capitalizzati	(8.363)	(6.581)
Totale	(23.169)	(22.409)

NOTA 37_COSTO DEL PERSONALE

I costi per il personale sono così dettagliati:

	migliaia di euro	
	Esercizio 2014	Esercizio 2013
Retribuzioni lorde	187.897	179.109
Oneri sociali	64.948	61.976
TFR	299	315
Altri benefici a lungo termine dipendenti	446	406
Altri costi per il personale	51.708	14.687
Compensi amministratori	1.465	1.933
Totale	306.763	258.426

Si segnala che, come riportato in nota 36, sono stati capitalizzate 14.806 migliaia di euro di costi relativi al personale dipendente.

Negli altri costi del personale è compreso l'importo relativo allo stanziamento del fondo per oneri legati all'incentivo all'esodo. Per maggiori dettagli si rimanda al paragrafo VIII Altre informazioni. Gli altri costi

del personale comprendono inoltre il contributo all'ADAEM ai fini assistenziali e ricreativi, il contributo al Fondo Assistenza Sanitaria Integrativa, l'assicurazione infortuni extra-lavoro, la quota TFR ed i contributi a carico del datore di lavoro destinati ai fondi pensione integrativi.

La composizione del personale è evidenziata nella tabella seguente.

	Esercizio 2014	Esercizio 2013	Media del periodo
Dirigenti	70	66	69
Quadri	230	212	219
Impiegati	2.657	2.598	2.621
Operai	1.567	1.574	1.566
Totale	4.524	4.450	4.475

Si segnala che il numero dei dipendenti al 31 dicembre 2014 non include i dipendenti della società AMIAT, pari a 1.748 unità, in quanto la società è stata acquisita alla fine dell'esercizio 2014 e non contribuisce alla determinazione del costo del personale di Gruppo.

NOTA 38_ AMMORTAMENTI

	migliaia di euro	
	Esercizio 2014	Esercizio 2013
Attività materiali e investimenti immobiliari	160.480	125.301
Attività immateriali	77.833	73.359
Totale	238.313	198.660

Per un maggior dettaglio sugli ammortamenti si rimanda ai prospetti dei movimenti delle immobilizzazioni materiali e immateriali.

NOTA 39_ ACCANTONAMENTI E SVALUTAZIONI

	migliaia di euro	
	Esercizio 2014	Esercizio 2013
Fondo svalutazione crediti	48.879	67.519
Fondi rischi e ripristino beni di terzi	42.654	54.840
Rilascio fondi	(42.172)	(25.267)
Svalutazioni	67	6.944
Totale	49.428	104.036

Il dettaglio della consistenza e della movimentazione dei fondi è riportato nel commento della voce "Fondi per rischi e oneri" dello Stato Patrimoniale. Il rilascio di fondi per rischi ed oneri si riferisce principalmente ad accantonamenti di esercizi precedenti per maggiori oneri inerenti la realizzazione di impianti e oneri relativi ai canoni e sovraccanoni di derivazione delle acque.

Le svalutazioni nell'esercizio 2013 si riferivano principalmente alla riduzione di valore dell'avviamento relativo alla partecipata OC Clim (1.000 migliaia di euro) e alla differenza tra il valore della partecipazione in Edipower e il fair value delle attività nette acquisite a seguito della scissione (5.262 migliaia di euro).

NOTA 40_GESTIONE FINANZIARIA

Proventi finanziari

Il dettaglio dei proventi finanziari è riportato nella tabella seguente:

	migliaia di euro	
	Esercizio 2014	Esercizio 2013
Dividendi	1.066	1.304
Interessi attivi verso banche	264	285
Interessi attivi su crediti/finanziamenti	20.712	18.192
Interessi attivi da clienti	4.575	5.635
Proventi fair value contratti derivati	151	887
Proventi su contratti derivati realizzati	14	35
Plusvalenza da cessione di attività finanziarie	360	-
Utili su cambi	-	33
Altri proventi finanziari	267	1.561
Totale	27.409	27.932

Gli interessi attivi su crediti/finanziamenti comprendono interessi su crediti maturati sul rapporto di conto corrente tra Iren Servizi e Innovazione (già Iride Servizi) e il Comune di Torino per 1.223 migliaia di euro. La restante parte si riferisce principalmente a interessi attivi verso la joint venture OLT Offshore (17.143 migliaia di euro).

Oneri finanziari

Il dettaglio degli oneri finanziari è riportato nella tabella seguente:

	migliaia di euro	
	Esercizio 2014	Esercizio 2013
Interessi passivi su mutui	63.848	65.695
Interessi passivi su prestiti obbligazionari	28.952	12.183
Interessi passivi su c/c bancari	2.194	4.483
Interessi passivi verso altri	3.842	5.353
Oneri finanziari capitalizzati	(2.405)	(6.931)
Oneri da fair value contratti derivati	119	-
Oneri su contratti derivati realizzati	14.277	18.435
Minusvalenza da cessione di attività finanziarie	65	162
Interest cost - Benefici ai dipendenti	3.106	3.065
Perdite su cambi	1	25
Altri oneri finanziari	15.896	5.419
Totale	129.895	107.889

L'incremento degli interessi passivi su prestiti obbligazionari risente dell'emissioni dei Private Placement avvenute nel mese di ottobre del 2013 e nel corso del 2014. La voce comprende gli importi relativi alla valutazione al costo ammortizzato.

L'aumento degli oneri finanziari verso il sistema bancario è sostanzialmente giustificato da una componente di onere non ripetitiva sostenuta a fronte delle attività di ristrutturazione del debito e dal consolidamento dal 1° luglio 2014 del ramo d'azienda relativo all'attività di distribuzione di calore da teleriscaldamento, acquisita in seguito alla scissione non proporzionale della società a controllo congiunto AES Torino. Il costo medio del debito per l'esercizio 2014 risulta in lieve calo rispetto a quello registrato nell'esercizio 2013.

Il dettaglio degli oneri finanziari per benefici ai dipendenti è riportato nella nota di commento "Benefici ai dipendenti" dello Stato Patrimoniale.

Gli altri oneri finanziari sono costituiti principalmente da oneri finanziari per l'attualizzazione dei fondi.

NOTA 41_RISULTATO DI COLLEGATE CONTABILIZZATE CON IL METODO DEL PATRIMONIO NETTO

Il risultato è positivo per 8.984 migliaia di euro (46.772 migliaia di euro nell'esercizio 2013) e si compone di rivalutazioni per 39.885 migliaia di euro e di svalutazioni per 30.901 migliaia di euro.

NOTA 42_RETTFICA DI VALORE DI PARTECIPAZIONI

La voce è positiva per 26.493 e si riferisce principalmente alla differenza positiva tra il fair value delle attività nette acquisite del ramo della distribuzione del calore e il valore della partecipazione in AES Torino che è stato annullato (22.616 migliaia di euro), alla differenza positiva tra il fair value delle attività nette acquisite del 31% di AMIAT e il costo di acquisizione (3.897 migliaia di euro).

Nell'esercizio 2013 la voce era negativa per 28.113 migliaia di euro e si riferiva alle svalutazioni delle partecipate Energia Italiana (12.928 migliaia di euro), OLT Offshore (7.210 migliaia di euro), Fingas (5.683 migliaia di euro), Mestni Plinovodi (3.736 migliaia di euro), Atena (2.882 migliaia di euro), Atena Patrimonio (1.385 migliaia di euro), Acquaenna (1.380 migliaia di euro), Gas Energia (135 migliaia di euro), in parte compensate dalla differenza positiva tra il fair value delle attività nette acquisite di AMIAT e il costo di acquisizione (7.227 migliaia di euro).

NOTA 43_IMPOSTE SUL REDDITO

Le imposte sul reddito dell'esercizio 2014 sono stimate pari a 116.069 migliaia di euro (103.204 migliaia di euro nell'esercizio 2013).

	migliaia di euro	
	Esercizio 2014	Esercizio 2013
Imposte correnti	98.944	115.349
Imposte (anticipate) differite	(3.868)	(17.990)
Imposte esercizi precedenti	20.993	5.881
Totale	116.069	103.240

Le imposte correnti comprendono 74 milioni di euro per IRES e Addizionale e 25 milioni di euro per IRAP. Nel 2014 il tax rate è influenzato sia da maggiori oneri indeducibili relativi all'effetto negativo sulle imposte anticipate e differite dello storno dell'addizionale IRES (cosiddetta Robin Hood Tax) ritenuta incostituzionale dalla Corte Costituzionale con sentenza dell'11 febbraio 2015, sia dalla valutazione a patrimonio netto delle joint venture e delle collegate non rilevante fiscalmente.

Il tax rate 2014 non ha subito una variazione rilevante rispetto al 2013.

Il seguente prospetto evidenzia la composizione dei due tax rate.

	Esercizio 2014		Esercizio 2013	
Risultato prima delle imposte	218.458		195.195	
Imposta IRES e Addizionale teorica	83.014	38%	74.174	38%
Differenze permanenti	(41.454)	-19%	10.820	6%
Ricalcoli aliquote	23.633	11%	1.335	1%
IRAP	24.974	11%	25.066	13%
Rettifica per società senza Robin tax	(4.346)	-2%	(6.848)	-4%
Imposte relativi a precedenti esercizi e altre differenze	4.546	2%	5.401	3%
Totale imposte a conto economico	116.069	53,13%	103.240	52,89%

Il seguente prospetto mostra la rilevazione delle imposte anticipate e differite e degli effetti conseguenti.

	migliaia di euro	
	Esercizio 2014	Esercizio 2013
Imposte anticipate		
Compenso amministratori sindaci revisori	889	903
Fondi non rilevanti fiscalmente	114.603	125.739
Contributi Imponibili	197	362
Differenze di valore delle immobilizzazioni	115.527	133.856
Strumenti derivati (IAS 39)	10.290	10.270
Perdite fiscali illimitatamente riportabili	-	1.084
Altro	36.173	33.701
Totale	277.679	305.915
Imposte differite		
Differenze di valore delle immobilizzazioni	75.386	74.682
Contributo c/ impianti	207	275
Fondo svalutazione crediti fiscale maggiore civilistico	576	1.142
Adeguamento fondo TFR	512	1.198
Leasing finanziario	407	1.303
Altro	85.255	94.598
Totale	162.343	173.198
Totale imposte anticipate/differite nette	115.336	132.717
Variazione totale	(17.381)	
di cui:		
a Patrimonio Netto	4.718	
a Conto economico (*)	(14.412)	
per variazione area consolidamento	(7.687)	

(*) Si precisa che la variazione a conto economico è riepilogata nella voce "imposte differite" ed in parte nella voce "Imposte esercizi precedenti"

Recupero degli aiuti di stato

Con riferimento alla questione del recupero degli aiuti di stato, ampiamente illustrata nelle note del bilancio al 31 dicembre 2013 ed esercizi precedenti, non vi sono aggiornamenti nell'esercizio 2014.

NOTA 44_RISULTATO NETTO DA ATTIVITA' OPERATIVE CESSATE

Non presente nell'esercizio 2014 e nell'esercizio 2013.

NOTA 45_UTILE (PERDITA) DI PERTINENZA DI TERZI

L'utile di terzi, pari a 16.594 migliaia di euro (11.401 migliaia di euro nell'esercizio 2013), si riferisce alla quota di pertinenza degli azionisti di minoranza delle società consolidate integralmente, ma non possedute al 100% dal Gruppo.

NOTA 46_UTILE (PERDITA) PER AZIONE

Ai fini del calcolo dell'utile base e diluito per azione si segnala che il numero delle azioni ordinarie dell'esercizio 2014 rappresenta la media ponderata, invariata rispetto al periodo precedente, in circolazione nel periodo di riferimento sulla base di quanto previsto dallo IAS 33 § 20.

	Esercizio 2014	Esercizio 2013
Utile (perdita) netto (migliaia di euro)	85.795	80.554
Numero medio ponderato di azioni in circolazione durante l'esercizio (migliaia)	1.276.226	1.276.226
Utile (perdita) per azione base (euro)	0,07	0,06

L'utile per azione diluito è calcolato dividendo l'utile netto per il numero di azioni rettificato. Quest'ultimo viene calcolato ipotizzando la conversione di tutti gli strumenti finanziari che hanno una potenzialità di diluizione delle azioni ordinarie.

	Esercizio 2014	Esercizio 2013
Utile (perdita) netto (migliaia di euro)	85.795	80.554
Numero medio ponderato di azioni (migliaia)	1.276.226	1.276.226
Numero medio ponderato di azioni ai fini del calcolo dell'utile per azione diluito (migliaia)	1.276.226	1.276.226
Utile (perdita) per azione diluito (euro)	0,07	0,06

NOTA 47_ALTRE COMPONENTI DI CONTO ECONOMICO COMPLESSIVO

La quota efficace delle variazioni di *fair value* della copertura di flussi finanziari, negativa per 5.208 migliaia di euro, si riferisce ai derivati stipulati come copertura sulla variazione dei tassi di interesse e ai derivati stipulati come copertura sulla variazione dei prezzi delle commodities (energia elettrica e gas).

Le perdite attuariali relative ai piani per dipendenti a benefici definiti ammontano a 12.850 migliaia di euro.

La quota degli altri utili/(perdite) delle imprese valutate con il metodo del patrimonio netto, negativa per 12.198 migliaia di euro, si riferisce alle variazioni di *fair value* della copertura di flussi finanziari e commodities e alle perdite attuariali di società collegate.

L'effetto fiscale delle altre componenti di conto economico complessivo è positivo per 4.718 migliaia di euro.

XII. GARANZIE E PASSIVITA' POTENZIALI

Le garanzie prestate riguardano:

- a) Fideiussioni per impegni propri per 453.712 migliaia di euro (403.418 migliaia di euro al 31 dicembre 2013); le voci più significative si riferiscono a fideiussioni emesse a favore:
- di SNAM Rete Gas per 81.873 migliaia di euro, di cui 61.500 nell'interesse di OLT Offshore LNG Toscana in relazione alla realizzazione di un punto di consegna;
 - di Provincia di Reggio Emilia per 59.909 migliaia di euro a fronte conferimento rifiuti e gestioni operative e post-mortem di impianti soggetti ad A.I.A.;
 - di ENEL Distribuzione per 43.963 migliaia di euro a garanzia del contratto di servizio per il trasporto di energia elettrica;
 - di ATO-R per 41.000 migliaia di euro come garanzie definitive procedura AMIAT/TRM;
 - di G.S.E. SpA per 27.590 migliaia di euro per procedura asta ottenimento incentivi sull'impianto PAI di Parma;
 - di Comune Città di Torino per 27.476 migliaia di euro come garanzie definitive procedura AMIAT/TRM;
 - di Terna per 27.009 migliaia di euro a garanzia di contratti di dispacciamento in immissione ed in prelievo ed a garanzia della convenzione per il servizio di trasporto energia elettrica;
 - del GME per 25.300 migliaia di euro a garanzia del contratto di adesione al mercato;
 - di Agenzie Dogane per euro 17.520 migliaia di euro a garanzia del regolare versamento dell'imposte erariali e addizionali comunali e provinciali sui consumi di energia elettrica ed accise gas;
 - di Giunta Lombardia per 15.740 migliaia di euro a garanzia dilazione pagamento debiti su concessioni Centrale Turbigio;
 - di IREN EMILIA SPA per 14.253 migliaia di euro a garanzia contratto distribuzione gas naturale come previsto da Codice di Rete ;
 - di Provincia di Parma per 13.869 migliaia di euro a fronte conferimento rifiuti e gestione operative e post-mortem di impianti soggetti ad A.I.A.;
 - del Ministero dell'Ambiente per 8.292 migliaia di euro ;
 - di Genova Reti Gas per 8.202 migliaia di euro a garanzia contratto distribuzione gas naturale come previsto da Codice di Rete;
 - di Provincia di Piacenza per 3.796 migliaia di euro a fronte conferimento rifiuti e gestione operative e post-mortem di impianti soggetti ad A.I.A.
 - di TRM SpA per 3.000 migliaia di euro come garanzia definitiva procedura AMIAT/TRM;
 - di Comune di Parma per 2.751 migliaia di euro a garanzia impianto di Cornocchio e per contratti manutenzione;
 - di ATERSIR per 2.720 per convenzioni aree emiliane S.I.I. e S.G.R.U.;
 - di AES Torino per 2.264 migliaia di euro a garanzia contratto distribuzione gas naturale;
 - del Comune di Moncalieri per 1.486 migliaia di euro a garanzia dell'esecuzione delle opere di urbanizzazione indotta;
 - di REAM Sgr SpA per 2.319 migliaia di euro a garanzia dei futuri canoni di locazione degli immobili conferiti al fondo immobiliare denominato Fondo Core Multiutilities;
 - di FCT Holding per 2.000 migliaia di euro come garanzia definitiva procedura AMIAT/TRM;
 - del Comune di Genova per 1.135 migliaia di euro a garanzia di lavori sulla rete gas;
- b) Garanzie prestate per conto di società controllate e collegate per 215.907 migliaia di euro, principalmente a garanzia affidamenti bancari;

Si segnala che gli importi più rilevanti, relativi alle garanzie prestate per conto di società collegate, attengono alla società collegata Sinergie Italiane (in particolare riguardano garanzie per affidamenti bancari e patronage per 34.333 migliaia di euro alla data del 31 dicembre 2014 contro i 57.167 migliaia di euro al 31 dicembre 2013). I liquidatori hanno condotto a termine i principali contratti di approvvigionamento e dal 1° ottobre 2012 l'attività operativa della società è quindi unicamente costituita dall'acquisto di gas dal fornitore russo Gazprom e dalla vendita dello stesso ai soci o loro controllate, tra i quali Iren Mercato. Di conseguenza si è realizzato il progressivo rientro dell'esposizione finanziaria della società con la conseguente riduzione degli obblighi di garanzia dei soci.

Si segnala inoltre la fideiussione emessa a favore di Banca Intesa per 3.834 migliaia di euro a garanzia del mutuo della società collegata Mestni Plinovodi.

IMPEGNI

Relativamente alla controllata Mediterranea delle Acque, si segnala l'esistenza di un impegno all'interno dell'Accordo quadro con il Socio F2i rete idrica S.p.A. che prevede al paragrafo 15 un obbligo di indennizzo da parte di Iren Acqua Gas in caso di passività, perdite o danni subiti da F2i o da Mediterranea delle Acque stessa o dalle sue partecipate, derivanti da non veridicità o non correttezza delle dichiarazioni espresse nell'accordo stesso, con specifico e significativo riferimento ai contenziosi fiscali in essere tra cui, specificamente individuato, il contenzioso instaurato con l'Agenzia delle Entrate per il riconoscimento degli ammortamenti dedotti da Mediterranea delle Acque relativamente al ramo di azienda idrico conferito nel dicembre 1999 da Amga S.p.A. nella neo costituita Genova Acque S.p.A. (poi diventata Mediterranea delle Acque in seguito a fusione con gli Acquedotti privati genovesi).

Si segnala inoltre l'impegno nei confronti di Cariparma da parte di Iren S.p.A. a mantenere il controllo della società Iren Ambiente Holding e da parte di Iren Ambiente Holding a detenere, direttamente o indirettamente, la titolarità di un pacchetto di quote pari ad almeno il 70% del capitale sociale di Varsi Fotovoltaico, che ha in essere un contratto di finanziamento con Cariparma stessa.

PASSIVITA' POTENZIALI

Mediterranea delle Acque: Contenzioso ufficio entrate

Con riferimento al contenzioso con l'Agenzia delle Entrate, inerente gli avvisi di accertamento anni 2003, 2004, 2005, 2006, 2007, 2008 e 2009 ai sensi art. 37 bis comma 4 dpr 600/73 conferimento ramo di Azienda, ampiamente illustrato nel bilancio al 31 dicembre 2013, vengono di seguito riportati gli eventi e gli aggiornamenti intervenuti nel corso del 2014 e sino alla data di approvazione del presente bilancio da parte Consiglio di Amministrazione.

Nel corso del 2013 ha subito un accesso da parte della Direzione Regionale delle Entrate della Liguria relativamente agli anni 2009, 2010 e 2011. Tale accesso si è concluso nel mese di aprile 2014.

La società ha proceduto a definire alcuni rilievi di scarsa entità, mentre, al momento non sono ancora stati notificati gli avvisi di accertamento 2010 e 2011 relativi all'avvenuta deduzione della quota di ammortamento - per quegli anni - dei valori derivanti dal conferimento d'azienda del 23 dicembre 1999 operato da AMGA S.p.A.

In data 4 giugno 2014 è stata notificata la richiesta di chiarimenti ai sensi art. 37 bis comma 4 dpr 600/73 per le annualità 2009 - 2010 - 2011 all'avvenuta deduzione della quota di ammortamento dei valori derivanti dal conferimento d'azienda del 23 dicembre 1999 operato da AMGA S.p.A. ampiamente illustrato nel bilancio al 31 dicembre 2013.

La società ha provveduto in data 1 agosto 2014 a presentare le proprie memorie difensive coerentemente con quanto indicato con riferimento alle annualità già oggetto di avviso di accertamento.

In data 9 settembre 2014 è stato notificato l'avviso di accertamento per l'annualità 2009, sempre relativo all'avvenuta deduzione della quota di ammortamento - per quell'anno - dei valori derivanti dal conferimento d'azienda del 23 dicembre 1999 operato da AMGA S.p.A (maggiore imposta accertata euro 1.267.248). La Società ha proposto il relativo ricorso nei termini di legge.

In relazione al contenzioso sopra descritto l'Agenzia delle Entrate ha provveduto ad iscrivere a ruolo le somme spettanti in forza di legge relativamente alle annualità 2003-2004-2005-2006 per complessivi Euro 4.745.569 comprensivi di oneri accessori. Gli importi relativi sono stati tempestivamente versati entro le rispettive date di scadenza. Gli importi versati sono stati contabilizzati alla voce altri crediti non correnti.

La Società, anche alla luce del parere rilasciato dai consulenti fiscali che l'assistono, ritiene che il rischio derivante dal contenzioso sia qualificabile come passività potenziale ai sensi dello IAS 37, trattandosi di un

onere possibile ma non probabile: di conseguenza, coerentemente con le indicazioni del principio contabile di riferimento, se ne è data evidenza nelle note esplicative via via redatte, senza costituire alcun accantonamento. Tale giudizio si fonda sulla convinzione che sia probabile che la Società non debba sostenere alcun onere a fronte di tale obbligazione, considerando solide le ragioni difensive fatte valere in sede di contenzioso.

L'esame delle motivazioni della sentenza di primo grado, compiuto anche con il supporto dei consulenti legali della Società, non ha portato a rivedere il giudizio probabilistico sopra formulato; esse appaiono infatti viziate sul piano logico e giuridico, e si ritiene che la decisione sarà riformata nei successivi gradi di giudizio. È stato pertanto dato mandato ai legali di predisporre l'atto di appello, che è stato depositato nei termini.

Allo stato attuale del contraddittorio, per le ragioni sopra indicate - adeguatamente motivate negli atti prodotti in sede di contenzioso - e sulla base delle motivazioni delle sentenze di primo grado, che hanno giustificato la proposizione dell'appello, la Società ritiene che si addiverrà all'accoglimento integrale del ricorso ed all'annullamento degli avvisi di accertamento.

La Società pertanto non ritiene di dover effettuare uno specifico accantonamento, non essendo probabile l'impiego di risorse economiche a saldo delle pretese erariali.

Ai sensi del paragrafo 86 dello IAS 37, si forniscono le seguenti informazioni relative alla passività potenziale in commento:

- a) qualora si dovesse consolidare l'orientamento risultante dalle sentenze sopra richiamate, si dovrebbero considerare indeducibili per la Società, per tutti gli anni ancora aperti ai fini delle imposte sui redditi, tutti gli ammortamenti calcolati da Mediterranea delle Acque S.p.A. sulla plusvalenza contabile realizzata in occasione dei conferimenti da AMGA S.p.A., ed a suo tempo non assoggettata ad imposta in capo a quest'ultima, pari a circa Euro 93 milioni. Ciò comporterebbe un onere complessivo per imposte e interessi pari a circa 32,0 Milioni di Euro, di cui circa 1,3 Milioni per maggiori imposte di competenza dell'esercizio 2014.
- b) quand'anche l'evoluzione fosse avversa, non è possibile stabilire quale sarà il momento in cui si consoliderà l'orientamento sfavorevole alla Società e quando si renderanno dovute le somme sopra indicate (anche tenendo conto delle dinamiche proprie della Riscossione tributaria, che pur in pendenza di giudizio dispongono la corresponsione provvisoria di una parte dell'imposta accertata in caso di soccombenza);
- c) la probabilità che occorrerà impiegare risorse atte a produrre benefici economici per adempiere all'obbligazione tributaria è considerata dalla Società meramente possibile.

XIII. INFORMATIVA PER SETTORI DI ATTIVITA'

In ottemperanza a quanto previsto dall'IFRS 8, si forniscono di seguito le informazioni per aree di business, che si basano sulla struttura direzionale e sul sistema di reporting interno del Gruppo.

Per la natura dell'attività svolta dalle società del Gruppo la ripartizione per area geografica non è rilevante.

SETTORI DI ATTIVITA'

Il Gruppo Iren opera nei seguenti settori di attività:

- Generazione e Teleriscaldamento (Produzione Idroelettrica, Cogenerazione elettrica e calore, Reti di Teleriscaldamento)
- Mercato (Vendita energia elettrica, gas, calore)
- Infrastrutture Energetiche (Reti di distribuzione dell'energia elettrica, Reti di distribuzione del gas)
- 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).

Nei prospetti seguenti vengono esposti il capitale investito netto comparato ai valori al 31.12.2013 e i conti economici (fino al risultato operativo) per settore di attività, raffrontati ai dati dell'esercizio 2013 rideterminati al fine di tener conto del deconsolidamento delle attività relative alle società AES Torino, OLT, SAP e Iren Rinnovabili precedentemente consolidate con il metodo proporzionale ed ora valutate secondo il metodo del Patrimonio Netto.

Situazione patrimoniale riclassificata per settori di attività al 31 dicembre 2014

milioni di euro

	Generazione e Tlr	Mercato	Infrastrutture energetiche	Ciclo idrico	Ambiente	Altri servizi	Non allocabili	Totale
Capitale immobilizzato	1.998	66	870	985	420	27	253	4.619
Capitale circolante netto	107	18	-71	120	58	-3	8	238
Altre attività e passività non correnti	-101	30	-58	-311	-109	-18	-11	-578
Capitale investito netto (CIN)	2.004	114	741	794	369	6	250	4.279
Patrimonio netto								1.993
Posizione Finanziaria netta								2.286
Mezzi propri ed indebitamento finanziario netto								4.279

Situazione patrimoniale riclassificata per settori di attività al 31 dicembre 2013

milioni di euro

	Generazione e Tlr	Mercato	Infrastrutture energetiche	Ciclo idrico	Ambiente	Altri servizi	Non allocabili	Totale
Capitale immobilizzato	1.820	62	850	951	335	29	279	4.326
Capitale circolante netto	129	20	-56	86	-31	-11	7	144
Altre attività e passività non correnti	-95	36	-61	-272	-50	-14	-18	-474
Capitale investito netto (CIN)	1.854	118	733	765	254	4	268	3.996
Patrimonio netto								1.989
Posizione Finanziaria netta								2.007
Mezzi propri ed indebitamento finanziario netto								3.996

Conto Economico per settori di attività al 31 dicembre 2014

milioni di euro

	Generazione e Tlr	Mercato	Infrastrutture energetiche	Ciclo idrico	Ambiente	Altri servizi	Elisioni e rettifiche	Totale
Totali ricavi e proventi	773	2.388	341	464	238	96	-1.399	2.901
Totale costi operativi	-625	-2.297	-189	-314	-190	-112	1.399	-2.328
Margine Operativo Lordo (EBITDA)	148	91	152	150	48	-16	0	573
Amm.ti, acc.ti netti e svalutazioni	-84	-41	-45	-74	-34	-10	0	-288
Risultato operativo (EBIT)	64	50	107	76	14	-26	0	285

Conto Economico per settori di attività al 31 dicembre 2013

milioni di euro

	Generazione e Tlr	Mercato	Infrastrutture energetiche	Ciclo idrico	Ambiente	Altri servizi	Elisioni e rettifiche	Totale
Totali ricavi e proventi	950	3.098	334	426	214	90	-1.741	3.371
Totale costi operativi	-807	-2.991	-180	-309	-178	-88	1.741	-2.812
Margine Operativo Lordo (EBITDA)	143	107	154	117	36	2	0	559
Amm.ti, acc.ti netti e svalutazioni	-98	-55	-47	-68	-30	-5	0	-303
Risultato operativo (EBIT)	45	52	107	49	6	-3	0	256

XIV. ALLEGATI AL BILANCIO CONSOLIDATO

ELENCO DELLE IMPRESE CONSOLIDATE INTEGRALMENTE

ELENCO DELLE IMPRESE VALUTATE CON IL METODO DEL PATRIMONIO NETTO

ELENCO DELLE PARTECIPAZIONI IN ALTRE IMPRESE

DATI DI BILANCIO DELLE PRINCIPALI SOCIETA' CONSOLIDATE INTEGRALMENTE E VALUTATE A PATRIMONIO NETTO

RICONCILIAZIONE PROSPETTI DI BILANCIO IAS/IFRS CON I PROSPETTI DI BILANCIO RICLASSIFICATI (Comunicazione Consob n. 6064293 del 26 luglio 2006)

PROSPETTO IMPOSTE ANTICIPATE E DIFFERITE

DETTAGLIO RAPPORTI CON PARTI CORRELATE

CORRISPETTIVI ALLA SOCIETA' DI REVISIONE

ELENCO DELLE IMPRESE CONSOLIDATE INTEGRALMENTE

Società	Sede	Valuta	Capitale sociale	% possesso	Società partecipante
Iren Acqua Gas S.p.A.	Genova	Euro	386.963.511	100,00	Iren
Iren Ambiente Holding S.p.A.	Piacenza	Euro	1.000.000	100,00	Iren
Iren Ambiente S.p.A.	Piacenza	Euro	63.622.002	100,00	Iren
Iren Emilia S.p.A.	Reggio Emilia	Euro	196.832.103	100,00	Iren
Iren Energia S.p.A.	Torino	Euro	918.767.148	100,00	Iren
Iren Mercato S.p.A.	Genova	Euro	61.356.220	100,00	Iren
AEM Torino Distribuzione S.p.A.	Torino	Euro	126.127.156	100,00	Iren Energia
AGA S.p.A.	Genova	Euro	11.000.000	99,64	Iren Emilia
AMIAT S.p.A.	Torino	Euro	46.326.462	80,00	AMIAT V
AMIAT V S.p.A.	Torino	Euro	1.000.000	93,0592	Iren Emilia
Bonifica Autocisterne	Piacenza	Euro	595.000	0,0008	Iren
Iren Gestioni Energetiche S.p.A.	Piacenza	Euro	595.000	51,00	Iren Ambiente Holding
Iren Gestioni Energetiche S.p.A.	Genova	Euro	10.000.000	100,00	Iren Mercato
Consorzio GPO	Genova	Euro	20.197.260	62,35	Iren Emilia
Eniatel S.p.A.	Piacenza	Euro	500.000	100,00	Iren Emilia
GEA Commerciale S.p.A.	Grosseto	Euro	340.910	100,00	Iren Mercato
Genova Reti Gas S.r.l.	Genova	Euro	1.500.000	100,00	Iren Acqua Gas
Idrotigullio S.p.A.	Chiavari (GE)	Euro	979.000	66,55	Mediterranea delle Acque
Immobiliare delle Fabbriche S.r.l.	Genova	Euro	90.000	100,00	Mediterranea delle Acque
Iren Servizi e Innovazione S.p.A.	Torino	Euro	52.242.791	100,00	Iren Energia
Laboratori Iren Acqua Gas S.p.A.	Genova	Euro	2.000.000	90,89	Iren Acqua Gas
Mediterranea delle Acque S.p.A.	Genova	Euro	19.203.411	60,00	Iren Acqua Gas
Monte Querce	Reggio Emilia	Euro	100.000	60,00	Iren Ambiente
Nichelino Energia S.r.l.	Torino	Euro	8.500.000	100,00	Iren Energia
O.C.Clim S.r.l.	Savona	Euro	100.000	100,00	Iren Gestioni Energetiche
Tecnoborgo S.p.A.	Piacenza	Euro	10.379.640	99,50	Iren Ambiente
TLR V. S.p.A.	Torino	Euro	120.000	0,50	Iren
				99,996	Iren Energia
				0,001	Iren
				0,001	Iren Ambiente
				0,001	Iren Emilia

ELENCO DELLE IMPRESE VALUTATE CON IL METODO DEL PATRIMONIO NETTO

Società a controllo congiunto (joint venture)

Società	Sede	Valuta	Capitale sociale	% possesso	Società partecipante
IREN Rinnovabili (Gruppo)	Reggio Emilia	Euro	285.721	70,00	Iren Ambiente Holding
Olt Offshore Toscana LNG S.p.A.	Milano	Euro	145.750.700	43,99	Iren Mercato
Società Acque Potabili (Gruppo)	Torino	Euro	3.600.295	30,86	Iren Acqua Gas
Sviluppo Idrico s.r.l.	Torino	Euro	2.000.000	50,00	Iren Acqua Gas

Società collegate

Società	Sede	Valuta	Capitale sociale	% possesso	Società partecipante
A2A Alfa S.r.l.	Milano	Euro	100.000	30,00	Iren Mercato
Acos Energia S.p.A.	Novi Ligure	Euro	150.000	25,00	Iren Mercato
Acos S.p.A.	Novi Ligure	Euro	17.075.864	25,00	Iren Emilia
Acquaenna S.c.p.a.	Enna	Euro	3.000.000	46,00	Iren Acqua Gas
Aguas de San Pedro	S.Pedro Sula (Honduras)	Lempiras	159.900	30,00	Iren Acqua Gas
Aiga S.p.A.	Ventimiglia	Euro	104.000	49,00	Iren Acqua Gas
Amat S.p.A.	Imperia	Euro	5.435.372	48,00	Iren Acqua Gas
Amter S.p.A.	Cogoleto	Euro	404.263	49,00	Mediterranea delle Acque AGA
ASA S.p.A.	Livorno	Euro	28.613.414	40,00	Consorzio GPO
ASTEA	Recanati	Euro	76.115.676	21,32	Iren Emilia
Atena S.p.A.	Vercelli	Euro	8.203.255	40,00	Iren Acqua Gas
Domus Acqua S.r.l.	Domusnovas	Euro	96.000	29,00	Iren Emilia
Fata Morgana S.p.A. (**)	Reggio Calabria	Euro	1.402.381	25,00	Iren Mercato
Fin Gas srl	Milano	Euro	10.000	50,00	Iren Mercato
GICA s.a.	Lugano	CHF	4.000.000	24,99	Iren Mercato
Global Service Parma	Parma	Euro	20.000	30,00	Iren Emilia
Il Tempio S.r.l.	Reggio Emilia	Euro	110.000	45,50	Iren Ambiente Holding
Iniziative Ambientali S.r.l.	Novellara	Euro	100.000	40,00	Iren Acqua Gas
Mestni Plinovodi	Koper (Slovenia)	Euro	15.952.479	49,88	Iren Acqua Gas
Mondo Acqua	Mondovì	Euro	1.100.000	38,50	Iren Acqua Gas
Nord Ovest Servizi	Torino	Euro	7.800.000	10,00	Iren Acqua Gas AMIAT
Piana Ambiente S.p.A. (**)	Gioia Tauro	Euro	1.719.322	25,00	Iren Emilia
Plurigas (**)	Milano	Euro	800.000	30,00	Iren
Rio Riazzone S.p.A.	Reggio Emilia	Euro	103.292	44,00	Iren Ambiente Holding
S.M.A.G. (*)	Genova	Euro	20.000	30,00	Iren Acqua Gas
Salerno Energia Vendite	Salerno	Euro	2.447.526	39,40	GEA Commerciale
Sea Power & Fuel S.r.l.	Genova	Euro	10.000	50,00	Iren Mercato
Sinergie Italiane S.r.l. (***)	Milano	Euro	1.000.000	30,94	Iren Mercato
So. Sel. S.p.A.	Modena	Euro	240.240	24,00	Iren Emilia
Tirana Acque (***)	Genova	Euro	95.000	50,00	Iren Acqua Gas
TRM V. S.p.A.	Torino	Euro	1.000.000	48,80	Iren Ambiente Iren Emilia Iren Energia
Valle Dora Energia Srl	Torino	Euro	537.582	49,00	Iren Energia
VEA Energia e Ambiente (*)	Pietra Santa	Euro	96.000	37,00	Iren Mercato

(*) società classificata tra le attività destinate ad essere cedute

(**) società in liquidazione classificata tra le attività destinate ad essere cedute

(***) società in liquidazione

ELENCO DELLE PARTECIPAZIONI IN ALTRE IMPRESE

Società	Sede	Valuta	Capitale sociale	% possesso	Società partecipante
Acque Potabili Siciliane	Palermo	Euro	5.000.000	56,77 9,83	Società Acque Potabili Mediterranea delle Acque
Astea Energia	Osimo (AN)	Euro	117.640	6,00	Iren Mercato
Atena Patrimonio	Vercelli	Euro	73.829.295	14,65	Iren Emilia
Autostrade Centro Padane	Cremona	Euro	30.000.000	1,46	Iren Emilia
BT ENIA Telecomunicazioni	Parma	Euro	4.226.000	12,01	Iren Emilia
C.R.P.A. S.p.A.	Reggio Emilia	Euro	1.851.350	5,40	Iren Emilia
CIDIU SPA	Collegno (TO)	Euro	4.335.314	4,87	AMIAT
CONSORZIO COMPOST CIC	Bologna	Euro	287.948		AMIAT
Consorzio L.E.A.P.	Piacenza	Euro	1.192.079	0,84	Iren Ambiente Holding
Consorzio Topix	Torino	Euro	1.685.000	0,30	Iren Energia
Cosme Srl	Genova	Euro	320.000	1,00	Iren Acqua Gas
CSP Scrl	Torino	Euro	641.000	6,10	Iren Energia
Energia Italiana S.p.A.	Milano	Euro	26.050.000	11,00	Iren Energia
Environment Park S.p.A.	Torino	Euro	11.406.780	3,39 7,41	Iren Energia AMIAT
RE Innovazione	Reggio Emilia	Euro	882.872	0,87	Iren Ambiente Holding
Rupe S.p.A.	Genova	Euro	3.057.898	0,39	Immobiliare delle Fabbriche
S.D.B. S.p.A.	Torino	Euro	536.000	1,00	Iren Servizi e Innovazione
Stadio Albaro	Genova	Euro	1.230.000	2,00	CAE Amga Energia
T.I.C.A.S.S.	Genova	Euro	98.000	4,08	Iren Acqua Gas
Valfontanabuona Sport S.r.l. (*)	Genova	Euro	45.250	51,00	O.C.Clim S.r.l.

(*) partecipazione destinata alla vendita

DATI DI BILANCIO DELLE PRINCIPALI SOCIETA' CONSOLIDATE INTEGRALMENTE E VALUTATE A PATRIMONIO NETTO

Società consolidate integralmente

Società	Valuta	Totale Attivo	Patrimonio netto	Totale Ricavi	Risultato
Iren Acqua Gas S.p.A.	Euro	1.273.080.319	616.082.326	194.672.812	21.919.095
Iren Ambiente Holding S.p.A.	Euro	16.239.000	9.178.814	176.743	186.798
Iren Ambiente S.p.A.	Euro	518.751.499	232.938.553	165.995.970	61.162
Iren Emilia S.p.A.	Euro	639.494.439	271.049.066	370.949.868	16.908.508
Iren Energia S.p.A.	Euro	2.659.861.200	1.426.382.721	773.337.543	55.206.394
Iren Gestioni Energetiche S.p.A.	Euro	55.825.036	24.081.892	26.411.545	(413.550)
Iren Mercato S.p.A.	Euro	1.288.701.369	123.489.499	2.346.924.484	21.910.031
AEM Torino Distribuzione S.p.A.	Euro	478.405.905	207.697.979	149.722.884	17.834.472
AGA S.p.A.	Euro	19.789.160	6.627.817	-	(278.006)
AMIAT	Euro	246.209.613	84.831.978	195.744.545	11.289.708
AMIAT V. S.p.A.	Euro	52.869.511	30.283.379	6.344	928.146
Bonifica Autocisterne	Euro	1.129.062	569.285	1.203.647	55.304
Consorzio GPO	Euro	21.953.853	21.908.835	-	261.274
Eniatel S.p.A.	Euro	2.190.543	1.387.758	989.517	237.758
GEA Commerciale S.p.A.	Euro	8.553.765	3.927.471	14.292.085	863.490
Genova Reti Gas S.r.l.	Euro	56.320.097	15.108.800	59.331.382	12.099.223
Idrotigullio S.p.A.	Euro	37.982.785	11.673.385	16.923.951	1.980.819
Immobiliare delle Fabbriche S.r.l.	Euro	10.519.210	10.401.994	-	(82.851)
Iren Servizi e Innovazione S.p.A.	Euro	145.060.904	80.498.305	64.503.014	(2.926.264)
Laboratori Iren Acqua Gas S.p.A.	Euro	9.842.920	4.994.773	8.342.657	290.427
Mediterranea delle Acque S.p.A.	Euro	670.887.212	460.047.313	136.176.781	36.163.246
Monte Querce	Euro	728.974	100.000	28.964	-
Nichelino Energia S.r.l.	Euro	23.119.892	9.556.591	3.887.562	648.804
O.C.Clim S.r.l.	Euro	8.601.823	3.379.842	7.747.397	76.161
Tecnoborgo S.p.A.	Euro	32.073.763	22.803.754	18.925.043	2.442.678
TLR V. S.p.A.	Euro	353.467	52.001	-	(39.836)

Società valutate a patrimonio netto

Società a controllo congiunto (joint ventures)

Società	Valuta	Totale Attivo	Patrimonio netto	Totale Ricavi	Risultato
IREN Rinnovabili S.p.A.	Euro	37.668.297	21.819.261	3.470.210	35.814
Olt Offshore Toscana LNG S.p.A.	Euro	996.793.384	69.239.029	50.293.755	(65.243.692)
Società Acque Potabili S.p.A. (*)	Euro	256.086.421	98.221.939	57.768.348	(4.820.245)
Sviluppo Idrico S.p.A.	Euro	17.051.778	12.105.178	32	(944.822)

(*) dati bilancio al 31/12/2013

Società collegate

Società	Valuta	Totale Attivo	Patrimonio netto	Totale Ricavi	Risultato
A2A Alfa S.r.l. (*)	Euro	1.573.130	1.544.476	-	(40.359)
Acos Energia S.p.A. (*)	Euro	17.057.206	3.536.504	27.551.871	1.220.330
Acos S.p.A. (*)	Euro	100.661.873	30.374.576	51.478.835	2.253.606
Acquaenna S.c.p.a. (*)	Euro	62.052.786	2.189.228	19.091.261	(402.598)
Aguas de San Pedro (*)	Lempiras	959.949.838	526.357.426	372.791.782	77.249.073
Aiga S.p.A. (*)	Euro	4.500.652	581.506	2.191.407	(336.061)
Amat S.p.A. (*)	Euro	35.106.418	6.289.435	7.676.304	53.854
Amter S.p.A. (*)	Euro	5.204.532	1.460.722	4.206.942	217.891
ASA S.p.A. (*)	Euro	250.773.965	63.081.557	84.793.004	24.170.850
ASTEVA (*)	Euro	160.309.852	86.119.646	89.710.520	3.311.215
Atena S.p.A. (*)	Euro	76.875.466	13.940.099	83.686.335	2.090.212
Domus Acqua S.r.l. (*)	Euro	1.068.640	239.623	375.937	4.195
Fin Gas srl (*)	Euro	12.017.948	12.012.873	-	(10.436.151)
GICA s.a. (*)	CHF	324.276	(4.050.926)	233	(73.388)
Global Service Parma	Euro	8.806.628	20.000	5.439.713	-
Il Tempio S.r.l. (*)	Euro	3.741.269	332.241	357.519	106.032
Iniziative Ambientali S.r.l.	Euro	6.739.135	1.239.480	-	(47.559)
Mestni Plinovodi (*)	Euro	31.227.142	18.088.905	9.005.907	141.102
Mondo Acqua (**)	Euro	6.250.415	1.190.209	3.959.952	7.951
Nord Ovest Servizi	Euro	17.793.231	17.772.913	209	77.528
Plurigas (in liquidazione) (*)	Euro	74.039.565	42.576.772	53.320.877	651.276
Rio Riazzo S.p.A. (*)	Euro	772.205	502.564	173.733	1.752
S.M.A.G. S.r.l. (*)	Euro	1.835.034	231.262	2.652.286	71.404
Salerno Energia Vendite (*)	Euro	24.011.934	5.498.781	42.533.770	1.767.036
Sea Power & Fuel S.r.l. (*)	Euro	13.982	5.959	-	(710)
Sinergie Italiane (in liquidazione) (*)	Euro	43.347.158	(22.866.523)	308.882.763	2.011.983
So. Sel. S.p.A.	Euro	10.898.662	2.867.287	13.314.557	273.081
Tirana Acque (in liquidazione) (**)	Euro	302.409	(597.124)	-	(6.598)
TRM V. S.p.A. (*)	Euro	497.000.041	121.448.967	26.426.522	(5.106.533)
Valle Dora Energia S.r.l.	Euro	671.612	572.493	104.000	13.634
VEA Energia e Ambiente (*)	Euro	4.272.633	2.212.487	6.542.333	579.584

(*) dati bilancio al 31/12/2013

(**) dati bilancio al 31/12/2012

(**) dati al 30/09/2014

RICONCILIAZIONE PROSPETTI DI BILANCIO IAS/IFRS CON I PROSPETTI DI BILANCIO RICLASSIFICATI (Comunicazione Consob n. 6064293 del 26 luglio 2006)

	SP IAS/IFRS		SP RICLASSIFICATO	migliaia di euro
Attività materiali	2.992.246			
Investimenti immobiliari	14.427			
Attività immateriali	1.234.670			
Avviamento	124.407			
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	235.102			
Altre partecipazioni	17.817			
Totale (A)	4.618.669	Attivo Immobilizzato (A)		4.618.669
Altre attività non correnti	47.006			
Debiti vari e altre passività non correnti	(200.625)			
Totale (B)	(153.619)	Altre attività (Passività) non correnti (B)		(153.619)
Rimanenze	81.659			
Crediti commerciali non correnti	51.232			
Crediti commerciali	977.964			
Crediti per imposte correnti	19.334			
Crediti vari e altre attività correnti	233.434			
Debiti commerciali	(874.723)			
Debiti vari e altre passività correnti	(248.583)			
Debiti per imposte correnti	(1.869)			
Totale (C)	238.448	Capitale circolante netto (C)		238.448
Attività per imposte anticipate	277.678			
Passività per imposte differite	(162.343)			
Totale (D)	115.335	Attività (Passività) per imposte differite (D)		115.335
Benefici ai dipendenti	(148.971)			
Fondi per rischi ed oneri	(319.661)			
Fondi per rischi ed oneri quota corrente	(81.730)			
Totale (E)	(550.362)	Fondi e Benefici ai dipendenti (E)		(550.362)
Attività destinate ad essere cedute	10.762			
Passività correlate ad attività destinate ad essere cedute	-			
Totale (F)	10.762	Attività (Passività) destinate a essere cedute (F)		10.762
		Capitale investito netto (G=A+B+C+D+E+F)		4.279.233
Patrimonio Netto (H)	1.993.549	Patrimonio Netto (H)		1.993.549
Attività finanziarie non correnti	(66.439)			
Passività finanziarie non correnti	2.210.821			
Totale (I)	2.144.382	Indeb. finanziario a medio e lungo termine (I)		2.144.382
Attività finanziarie correnti	(471.301)			
Cassa e altre disponibilità liquide equivalenti	(51.601)			
Passività finanziarie correnti	664.204			
Totale (L)	141.302	Indeb. finanziario a breve termine (L)		141.302
		Indebitamento finanziario netto (M=I+L)		2.285.684
		Mezzi propri e indeb. finanziario netto (H+M)		4.279.233

PROSPETTO IMPOSTE ANTICIPATE E DIFFERITE ESERCIZIO 2014

	differenze			
	iniziale	formazione	riversamento	residuo
<u>Imposte anticipate</u>				
Compenso amministratori sindaci revisori	3.463	1.051	1.090	3.424
Fondi non rilevanti fiscalmente	369.227	197.594	126.066	440.755
Contributi Imponibili	1.138	-	326	812
Differenze di valore delle immobilizzazioni	590.976	37.311	47.091	581.196
Strumenti derivati (IAS 39)	39.453	417	1.751	38.119
Perdite fiscali illimitatamente riportabili	8.531	-	5.112	3.419
Altro	93.823	68.613	28.187	134.249
Totale imponibili/imposte anticipate	1.106.611	304.986	209.623	1.201.974
<u>Imposte differite</u>				
Differenze di valore delle immobilizzazioni	299.602	81.638	18.738	362.502
Contributo c/ impianti	1.260	-	-	1.260
Fondo svalutazione crediti fiscale maggiore civilistico	3.291	-	806	2.485
Adeguamento fondo TFR	7.516	2.472	2.517	7.471
Strumenti derivati (IAS 39)	(1.005)	-	-	(1.005)
Leasing finanziario	3.840	3.447	6.513	774
Altro	338.698	40.746	40.620	338.824
Totale imponibile/imposte differite	653.202	128.303	69.194	712.311
Imposte anticipate (differite) nette	453.409	176.683	140.429	489.663

migliaia di euro

imposte a c/eco	imposte a PN	imposte		totale
		IRES	IRAP	
(63)	-	820	69	889
(18.913)	2.864	108.891	5.712	114.603
(203)	-	173	24	197
(18.659)	-	107.081	8.446	115.527
28	1.508	10.290	-	10.290
(14)	-	-	-	-
(4.594)	-	34.651	1.522	36.173
(42.418)	4.372	261.906	15.773	277.679
(7.425)	-	66.908	8.478	75.386
(69)	-	179	28	207
(430)	-	576	-	576
(153)	(346)	512	-	512
276	-	-	-	-
-	-	373	34	407
(20.207)	-	74.495	10.760	85.255
(28.008)	(346)	143.043	19.300	162.343
(14.410)	4.718	118.863	(3.527)	115.336

PROSPETTO IMPOSTE ANTICIPATE E DIFFERITE ESERCIZIO 2013

	differenze			
	iniziale	formazione	riversamento	residuo
<u>Imposte anticipate</u>				
Compenso amministratori sindaci revisori	3.545	2.034	2.116	3.463
Fondi non rilevanti fiscalmente	301.833	187.350	119.956	369.227
Contributi Imponibili	1.360	-	222	1.138
Differenze di valore delle immobilizzazioni	188.529	437.927	35.480	590.976
Strumenti derivati (IAS 39)	63.202	-	23.749	39.453
Perdite fiscali illimitatamente riportabili	9.044	4.771	5.284	8.531
Altro	90.293	31.948	28.418	93.823
Totale imponibili/imposte anticipate	657.806	664.030	215.225	1.106.611
<u>Imposte differite</u>				
Differenze di valore delle immobilizzazioni	311.235	53.254	64.887	299.602
Contributo c/ impianti	1.260	-	-	1.260
Fondo svalutazione crediti fiscale maggiore civilistico	3.264	118	91	3.291
Adeguamento fondo TFR	6.844	903	231	7.516
Strumenti derivati (IAS 39)	-	-	1.005	(1.005)
Leasing finanziario	3.565	309	34	3.840
Altro	78.404	281.981	21.687	338.698
Totale imponibile/imposte differite	404.572	336.565	87.935	653.202
Imposte anticipate (differite) nette	253.234	327.465	127.290	453.409

migliaia di euro

imposte a c/eco	imposte a PN	imposte		totale
		IRES	IRAP	
5	-	828	75	903
6.880	1.014	119.422	6.317	125.739
(132)	-	324	38	362
3.965	-	124.767	9.089	133.856
(162)	(10.302)	10.270	-	10.270
(1.104)	-	1.084	-	1.084
736	-	32.699	1.002	33.701
10.188	(9.288)	289.394	16.521	305.915
(5.397)	-	65.811	8.871	74.682
-	-	248	27	275
15	-	1.142	-	1.142
164	(118)	1.198	-	1.198
-	(276)	-	-	-
(2)	-	1.179	124	1.303
281	-	84.328	10.270	94.598
(4.939)	(394)	153.906	19.292	173.198
15.127	(8.894)	135.488	(2.771)	132.717

DETTAGLIO RAPPORTI CON PARTI CORRELATE

	migliaia di euro				
	Crediti Commerciali	Crediti Finanziari e Disponibilità liquide	Crediti di altra natura	Debiti Commerciali	Debiti Finanziari
SOCI PARTI CORRELATE					
Comune Genova	5.710	-	885	7.642	439
Comune Parma	14.535	-	-	1.763	-
Comune Piacenza	1.830	-	-	1.868	7
Comune Reggio Emilia	3.103	-	-	3.933	-
Comune Torino	152.649	50.952	84	3.510	-
Finanziaria Sviluppo Utilities	62	-	-	-	-
Gruppo Intesa Sanpaolo	-	3.327	-	-	156.064
JOINT VENTURES					
OLT Offshore LNG	1.382	433.000	-	-	-
Sviluppo Idrico	4	2.418	-	-	-
Società Acque Potabili	15.918	-	-	2.123	-
Iren Rinnovabili S.p.A.	372	33.182	-	921	5.378
SOCIETA' COLLEGATE					
Acos Energia S.p.A.	3.170	246	-	8	-
Acos S.p.A.	23	-	-	-	-
Acquaenna S.c.p.a.	3.513	302	-	384	-
Agua de San Pedro S.A.	-	454	-	-	-
Aiga S.p.A.	174	466	-	-	-
Amat S.p.A.	95	-	-	1	-
Amter S.p.A.	2.560	-	-	281	-
ASA S.p.A.	6.559	4.083	-	1.731	-
ASTEA	1	533	-	-	-
Atena S.p.A.	117	92	-	16	-
Domus Acqua S.r.l.	38	-	-	-	-
Global Service Parma	2.595	-	-	2.522	-
Il Tempio S.r.l.	-	312	-	-	-
Mondo Acqua	196	-	-	-	-
Nord Ovest Servizi	-	970	-	-	-
Piana Ambiente S.p.A.	62	-	-	-	-
Plurigas in liquidazione S.p.A.	44	-	-	-	-
S.M.A.G. srl	102	-	-	979	-
Salerno Energia Vendite	2.854	-	-	-	-
Sea Power & Fuel S.r.l.	2	-	-	-	-
Sinergie Italiane S.r.l.	64	-	11.041	4.483	-
So. Sel. S.p.A.	6	-	-	2.490	-
TRM V.	5.194	-	-	8.482	-
Valle Dora Energia Srl	33	-	-	151	87
VEA Energia e Ambiente	10	-	-	-	-
ALTRE PARTI CORRELATE					
Agac Infrastrutture	-	-	-	-	-
Parma Infrastrutture	14.176	-	-	373	-
Piacenza Infrastrutture	6	-	-	571	-
Fondo Pensionistico Pegaso	-	-	-	-	-
TOTALE	237.159	530.337	12.010	44.232	161.975

migliaia di euro

	Debiti di altra natura	Ricavi e proventi	Costi e altri oneri	Proventi finanziari	Oneri finanziari
SOCI PARTI CORRELATE					
Comune Genova	-	10.608	3.112	-	-
Comune Parma	-	35.078	1.917	-	-
Comune Piacenza	-	17.450	1.886	-	-
Comune Reggio Emilia	-	30.531	2.133	-	-
Comune Torino	1.822	40.520	4.506	1.223	-
Finanziaria Sviluppo Utilities	-	28	-	-	-
Gruppo Intesa Sanpaolo	-	604	696	2	7.104
JOINT VENTURES					
OLT Offshore LNG	-	392	-	17.143	-
Sviluppo Idrico	-	4	-	-	-
Società Acque Potabili	-	5.644	1.221	-	-
Iren Rinnovabili S.p.A.	113	638	1.075	1.211	-
SOCIETA' COLLEGATE					
Acos Energia S.p.A.	-	11.407	-	-	-
Acos S.p.A.	-	38	-	-	-
Acquaenna S.c.p.a.	-	63	-	13	-
Aguas de San Pedro S.A.	-	-	-	-	-
Aiga S.p.A.	-	16	-	12	-
Amat S.p.A.	-	175	14	-	-
Amter S.p.A.	-	2.647	282	58	-
ASA S.p.A.	-	516	88	-	-
ASTEA	-	230	-	-	-
Atena S.p.A.	-	224	6	92	-
Domus Acqua S.r.l.	-	-	-	-	-
Global Service Parma	-	478	1.979	-	-
Il Tempio S.r.l.	-	-	-	3	-
Mondo Acqua	-	431	-	-	-
Nord Ovest Servizi	-	-	-	-	-
Piana Ambiente S.p.A.	-	-	-	-	-
Plurigas in liquidazione S.p.A.	-	-	2.665	-	-
S.M.A.G. srl	-	85	2.484	-	-
Salerno Energia Vendite	-	15.853	47	-	-
Sea Power & Fuel S.r.l.	-	1	-	-	-
Sinergie Italiane S.r.l.	-	85	77.263	-	-
So. Sel. S.p.A.	-	6	4.730	-	-
TRM V.	-	6.017	13.711	-	-
Valle Dora Energia Srl	-	8	104	-	-
VEA Energia e Ambiente	-	-	-	-	-
ALTRE PARTI CORRELATE					
Agac Infrastrutture	-	-	6.900	-	-
Parma Infrastrutture	-	6.121	2.205	20	-
Piacenza Infrastrutture	-	10	1.973	-	-
Fondo Pensionistico Pegaso	2.827	-	-	-	-
TOTALE	4.762	185.908	130.997	19.777	7.104

CORRISPETTIVI ALLA SOCIETA' DI REVISIONE

Ai sensi dell'art. 149-duodecies del Regolamento di attuazione del D.Lgs. 58/1998, i corrispettivi di competenza dell'esercizio spettanti alla PricewaterhouseCoopers S.p.A. sono così sintetizzabili:

Tipologia di servizi	Soggetto che ha erogato il servizio	Destinatario	migliaia di euro
			Compensi
Revisione contabile	Revisore della Capogruppo	Società Capogruppo	85
Servizi di attestazione	Revisore della Capogruppo	Società Capogruppo	21
Servizi di consulenza fiscale	Revisore della Capogruppo	Società Capogruppo	-
Altri servizi	i) Revisore della Capogruppo	Società Capogruppo	51
	ii) Rete del revisore della Capogruppo	Società Capogruppo	117
Revisione contabile	i) Revisore della Capogruppo	i) Società Controllate	588
	ii) Rete del revisore della Capogruppo	ii) Società Controllate	-
Servizi di attestazione	i) Revisore della Capogruppo	i) Società Controllate	150
	ii) Rete del revisore della Capogruppo	ii) Società Controllate	-
Servizi di consulenza fiscale	i) Revisore della Capogruppo	i) Società Controllate	-
	ii) Rete del revisore della Capogruppo	ii) Società Controllate	-
Altri servizi	i) Revisore della Capogruppo	i) Società Controllate	35
	ii) Rete del revisore della Capogruppo	ii) Società Controllate	-
Totale corrispettivi alla società di revisione			1.047

ATTESTAZIONE DEL BILANCIO CONSOLIDATO AI SENSI DELL'ART. 81-TER DEL REGOLAMENTO CONSOB N. 11971 DEL 14 MAGGIO 1999 E SUCCESSIVE MODIFICHE E INTEGRAZIONI

1. I sottoscritti Massimiliano Bianco, Amministratore Delegato, e Massimo Levrino, Direttore Amministrazione Finanza e Controllo e Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari di Iren S.p.A., attestano, tenuto anche conto di quanto previsto dall'art. 154-bis, commi 3 e 4, del decreto legislativo 24 febbraio 1998, n. 58:
 - l'adeguatezza in relazione alle caratteristiche dell'impresa e
 - l'effettiva applicazione, delle procedure amministrative e contabili per la formazione del bilancio consolidato, nel corso dell'esercizio 2014.
2. Si attesta, inoltre, che:
 - 2.1 il bilancio consolidato:
 - a) è redatto in conformità ai principi contabili internazionali applicabili riconosciuti nella Comunità europea ai sensi del regolamento (CE) n. 1606/2002 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 19 luglio 2002;
 - b) corrisponde alle risultanze dei libri e delle scritture contabili;
 - c) è idoneo a fornire una rappresentazione veritiera e corretta della situazione patrimoniale, economica e finanziaria dell'emittente e dell'insieme delle imprese incluse nel consolidamento.
 - 2.2 la relazione sulla gestione comprende un'analisi attendibile dell'andamento e del risultato della gestione, nonché della situazione dell'emittente e dell'insieme delle imprese incluse nel consolidamento, unitamente alla descrizione dei principali rischi e incertezze cui sono esposti.

13 marzo 2015

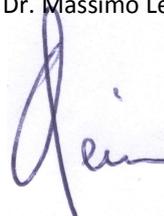
L'Amministratore Delegato

Dr. Massimiliano Bianco



Il Direttore Amministrazione Finanza e
Controllo
e Dirigente Preposto L. 262/05

Dr. Massimo Levrino



RELAZIONE DELLA SOCIETÀ DI REVISIONE AI SENSI DEGLI ARTICOLI 14 E 16 DEL DLGS 27 GENNAIO 2010, N° 39

Agli Azionisti della
Iren SpA

1 Abbiamo svolto la revisione contabile del bilancio consolidato, costituito dalla situazione patrimoniale-finanziaria, dal conto economico, dalle altre componenti di conto economico complessivo, dal prospetto delle variazioni delle voci di patrimonio netto, dal rendiconto finanziario e dalle relative note esplicative della Iren SpA e sue controllate ("Gruppo Iren"), chiuso al 31 dicembre 2014. La responsabilità della redazione del bilancio consolidato in conformità agli International Financial Reporting Standards adottati dall'Unione Europea, nonché ai provvedimenti emanati in attuazione dell'articolo 9 del DLgs n° 38/2005, compete agli amministratori della Iren SpA. È nostra la responsabilità del giudizio professionale espresso sul bilancio consolidato e basato sulla revisione contabile.

2 Il nostro esame è stato condotto secondo i principi e i criteri per la revisione contabile raccomandati dalla Consob. In conformità ai predetti principi e criteri, la revisione è stata pianificata e svolta al fine di acquisire ogni elemento necessario per accertare se il bilancio consolidato sia viziato da errori significativi e se risulti, nel suo complesso, attendibile. Il procedimento di revisione comprende l'esame, sulla base di verifiche a campione, degli elementi probativi a supporto dei saldi e delle informazioni contenuti nel bilancio, nonché la valutazione dell'adeguatezza e della correttezza dei criteri contabili utilizzati e della ragionevolezza delle stime effettuate dagli amministratori. Riteniamo che il lavoro svolto fornisca una ragionevole base per l'espressione del nostro giudizio professionale.

Per il giudizio relativo al bilancio consolidato dell'esercizio precedente, i cui dati sono presentati ai fini comparativi, si fa riferimento alla relazione da noi emessa in data 18 aprile 2014.

3 A nostro giudizio, il bilancio consolidato del Gruppo Iren al 31 dicembre 2014 è conforme agli International Financial Reporting Standards adottati dall'Unione Europea, nonché ai provvedimenti emanati in attuazione dell'articolo 9 del DLgs n° 38/2005; esso pertanto è redatto con chiarezza e rappresenta in modo veritiero e corretto la situazione patrimoniale e finanziaria, il risultato economico ed i flussi di cassa del Gruppo Iren per l'esercizio chiuso a tale data.

PricewaterhouseCoopers SpA

Sede legale e amministrativa: **Milano** 20149 Via Monte Rosa 91 Tel. 0277851 Fax 027785240 Cap. Soc. Euro 6.890.000,00 i.v., C.F. e P.IVA e Reg. Imp. Milano 12979880155 Iscritta al n° 119644 del Registro dei Revisori Legali - Altri Uffici: **Ancona** 60131 Via Sandro Totti 1 Tel. 0712132311 - **Bari** 70122 Via Abate Gimma 72 Tel. 0805640211 - **Bologna** 40126 Via Angelo Finelli 8 Tel. 0516186211 - **Brescia** 25123 Via Borgo Pietro Wuhler 23 Tel. 0303697501 - **Catania** 95129 Corso Italia 302 Tel. 0957532311 - **Firenze** 50121 Viale Gramsci 15 Tel. 0552482811 - **Genova** 16121 Piazza Piccapietra 9 Tel. 01029041 - **Napoli** 80121 Piazza dei Martiri 58 Tel. 08136181 - **Padova** 35138 Via Vicenza 4 Tel. 049873481 - **Palermo** 90141 Via Marchese Ugo 60 Tel. 091349737 - **Parma** 43100 Viale Tanara 20/A Tel. 0521275911 - **Roma** 00154 Largo Fochetti 29 Tel. 06570251 - **Torino** 10122 Corso Palestro 10 Tel. 011556771 - **Trento** 38122 Via Grazioli 73 Tel. 0461237004 - **Treviso** 31100 Viale Felissent 90 Tel. 0422696911 - **Trieste** 34125 Via Cesare Battisti 18 Tel. 0403480781 - **Udine** 33100 Via Poscolle 43 Tel. 043225789 - **Verona** 37135 Via Francia 21/C Tel. 0458263001

www.pwc.com/it

- 4 La responsabilità della redazione della relazione sulla gestione e della relazione sul governo societario e gli assetti proprietari, pubblicata nella sezione Investor Relations del sito internet della Iren SpA, in conformità a quanto previsto dalle norme di legge e dai regolamenti competenti agli amministratori della Iren SpA. È di nostra competenza l'espressione del giudizio sulla coerenza della relazione sulla gestione e delle informazioni di cui al comma 1, lettere c), d), f), l), m) e al comma 2, lettera b) dell'articolo 123-bis del DLgs n° 58/1998, presentate nella relazione sul governo societario e gli assetti proprietari, con il bilancio consolidato, come richiesto dalla legge. A tal fine, abbiamo svolto le procedure indicate dal principio di revisione n° 001 emanato dal Consiglio Nazionale dei Dottori Commercialisti e degli Esperti Contabili e raccomandato dalla Consob. A nostro giudizio, la relazione sulla gestione e le informazioni di cui al comma 1, lettere c), d), f), l), m) e al comma 2, lettera b) dell'articolo 123-bis del DLgs n° 58/1998 presentate nella relazione sul governo societario e gli assetti proprietari sono coerenti con il bilancio consolidato del Gruppo Iren al 31 dicembre 2014.

Torino, 3 aprile 2015

PricewaterhouseCoopers SpA



Piero De Lorenzi
(Revisore legale)



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



**Bilancio Separato
e Note esplicative**
al 31 dicembre 2014

PROSPETTO DELLA SITUAZIONE PATRIMONIALE - FINANZIARIA

	Note	31.12.2014	di cui parti correlate	31.12.2013	Importi in euro di cui parti correlate
ATTIVITA'					
Attività materiali	(1)	1.520.716		1.605.598	
Attività immateriali a vita definita	(2)	5.791.670		1.269.216	
Partecipazioni in imprese controllate, joint venture e collegate	(3)	2.544.508.361		2.507.961.874	
Altre partecipazioni	(4)	-		-	
Attività finanziarie non correnti	(5)	1.728.477.075	1.728.477.075	1.484.945.013	1.483.975.013
Altre attività non correnti	(6)	10.690.037		10.562.858	-
Attività per imposte anticipate	(7)	21.630.158		20.030.159	
Totale attività non correnti		4.312.618.017		4.026.374.718	
Crediti commerciali	(8)	28.330.017	28.001.459	13.992.077	13.896.656
Crediti per imposte correnti	(9)	5.031.602		-	
Crediti vari e altre attività correnti	(10)	41.608.690	35.849.185	39.537.505	29.446.925
Attività finanziarie correnti	(11)	24.060.376	23.879.804	105.615.608	105.506.903
Cassa e altre disponibilità liquide equivalenti	(12)	19.196.933	178.463	31.057.574	1.382.367
Totale attività correnti		118.227.618		190.202.764	
Attività destinate ad essere cedute	(13)	240.000		-	
TOTALE ATTIVITA'		4.431.085.635		4.216.577.482	

	Note	31.12.2014	di cui parti correlate	31.12.2013	Importi in euro di cui parti correlate
PATRIMONIO NETTO					
Capitale sociale		1.276.225.677		1.276.225.677	
Riserve e Utili (Perdite) a nuovo		190.583.731		173.692.360	
Risultato netto del periodo		50.096.527		86.859.395	
TOTALE PATRIMONIO NETTO	(14)	1.516.905.935		1.536.777.432	
PASSIVITA'					
Passività finanziarie non correnti	(15)	2.161.594.617	59.525.336	1.791.845.353	100.092.225
Benefici ai dipendenti	(16)	11.956.331		11.475.246	
Fondi per rischi ed oneri	(17)	10.091.928		10.491.239	
Passività per imposte differite	(18)	2.477.355		4.375.952	
Debiti vari, altre passività non correnti	(19)	13.554.288	8.498.810	16.738.493	8.861.996
Totale passività non correnti		2.199.674.520		1.834.926.283	
Passività finanziarie correnti	(20)	649.033.859	109.128.184	800.227.749	162.869.603
Debiti commerciali	(21)	20.025.425	6.263.475	12.816.169	2.191.308
Debiti vari e altre passività correnti	(22)	43.880.193	19.875.070	24.563.093	16.439.881
Debiti per imposte correnti	(23)	-		7.266.756	
Fondi per rischi ed oneri - quota corrente	(24)	1.565.703		-	
Totale passività correnti		714.505.180		844.873.767	
Passività correlate ad attività destinate ad essere cedute					
TOTALE PASSIVITA'		2.914.179.700		2.679.800.050	
TOTALE PATRIMONIO NETTO E PASSIVITA'		4.431.085.635		4.216.577.482	

PROSPETTO DI CONTO ECONOMICO

		Importi in euro			
	Note	Esercizio 2014	di cui parti correlate	Esercizio 2013	di cui parti correlate
Ricavi					
Ricavi per beni e servizi	(25)	14.145.089	13.954.201	10.445.959	10.445.959
Altri proventi	(26)	4.960.491	3.762.666	3.981.094	2.969.889
Totale ricavi		19.105.580		14.427.053	
Costi operativi					
Costi materie prime sussidiarie di consumo e merci	(27)	(11.266)	(467)	(10.481)	(397)
Prestazioni di servizi e godimento beni di terzi	(28)	(18.497.480)	(6.998.903)	(11.076.228)	(4.296.120)
Oneri diversi di gestione	(29)	(6.696.949)	(125.081)	(3.785.131)	(136.052)
Costi per lavori interni capitalizzati	(30)	584.849		369.815	
Costo del personale <i>- di cui non ricorrenti</i>	(31)	(22.329.437) <i>(1.789.009)</i>	(61.207)	(21.232.449)	(29.829)
Totale costi operativi		(48.739.292)		(35.734.474)	
MARGINE OPERATIVO LORDO		(29.633.712)		(21.307.421)	
Ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni					
Ammortamenti	(32)	(331.462)		(187.367)	
Accantonamenti e svalutazioni	(33)	(2.582.223)		(793.614)	
Totale ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni		(2.913.686)		(980.981)	
RISULTATO OPERATIVO		(32.547.397)		(22.288.402)	
Gestione finanziaria					
Proventi finanziari	(34)	175.417.166	175.149.334	197.388.670	197.102.915
Oneri finanziari		(109.400.746)	(5.744.546)	(99.294.517)	(7.496.494)
Totale gestione finanziaria		66.016.420		98.094.153	
Rettifica di valore di partecipazioni <i>- di cui non ricorrenti</i>	(35)	- -		- -	
Risultato prima delle imposte		33.469.023		75.805.751	
Imposte sul reddito	(36)	16.627.504		11.053.644	
Risultato netto delle attività in continuità		50.096.527		86.859.395	
Risultato netto da attività operative cessate					
Risultato netto del periodo		50.096.527		86.859.395	

PROSPETTO DELLE ALTRE COMPONENTI DI CONTO ECONOMICO COMPLESSIVO

		Importi in euro	
	Note	Esercizio 2014	Esercizio 2013
Utile/(perdita) del periodo - Gruppo e Terzi (A)		50.096.527	86.859.395
Altre componenti di conto economico complessivo che saranno successivamente riclassificate a Conto Economico	(37)		
- quota efficace delle variazioni di fair value della copertura di flussi finanziari		(3.706.716)	20.726.780
- variazioni di fair value delle attività finanziarie disponibili per la vendita		-	-
Effetto fiscale delle altre componenti di conto economico complessivo		1.019.347	(8.220.795)
Totale altre componenti di conto economico complessivo al netto dell'effetto fiscale (B1)		(2.687.369)	12.505.985
Altre componenti di conto economico complessivo che non saranno successivamente riclassificate a Conto Economico			
- utili (perdite) attuariali piani per dipendenti a benefici definiti (IAS19)		(736.627)	(984.051)
Effetto fiscale delle altre componenti di conto economico complessivo		202.574	270.613
Totale altre componenti di conto economico complessivo al netto dell'effetto fiscale (B2)		(534.053)	(713.438)
Totale Utile/(perdita) complessiva (A)+(B1)+(B2)		46.875.105	98.651.942

PROSPETTO DELLE VARIAZIONI DELLE VOCI DI PATRIMONIO NETTO

	Capitale sociale	Riserva sovrap. Emissione azioni	Riserva legale
	migliaia di euro		
31/12/2012	1.276.226	105.102	28.996
Riserva legale			3.516
Dividendi agli azionisti			
Utili portati a nuovo			
Risultato complessivo rilevato nel periodo			
di cui:			
- Risultato netto del periodo			
- Altre componenti di Conto Economico complessivo			
31/12/2013	1.276.226	105.102	32.512
Riserva legale			4.343
Dividendi agli azionisti			
Utili portati a nuovo			
Risultato complessivo rilevato nel periodo			
di cui:			
- Risultato netto del periodo			
- Altre componenti di Conto Economico complessivo			
31/12/2014	1.276.226	105.102	36.855

migliaia di euro

Riserva copertura flussi finanziari	Riserva Available for Sale	Altre riserve e Utile (perdite) accumulate	Totale riserve e Utili (perdite) accumulate	Risultato del periodo	Patrimonio netto
(37.090)	-	61.327	158.335	70.311	1.504.872
			3.516	(3.516)	-
			-	(66.747)	(66.747)
12.506		48 (713)	48 11.793	(48) 86.859	- 98.652
				86.859	-
12.506	-	(713)	11.793		86.859
(24.584)	-	60.662	173.692	86.859	1.536.777
			4.343	(4.343)	-
			-	(66.747)	(66.747)
(2.687)		15.769 (534)	15.769 (3.221)	(15.769) 50.097	- 46.876
				50.097	-
(2.687)	-	(534)	(3.221)		50.097
(27.271)	-	75.897	190.583	50.097	1.516.906

RENDICONTO FINANZIARIO

migliaia di euro

	Esercizio 2014	Esercizio 2013
A. Disponibilità liquide e saldo gestione tesoreria accentrata iniziali	(74.632)	79.628
Flusso finanziario generato dall'attività operativa		
Risultato del periodo	50.097	86.859
Rettifiche per:		
Ammortamenti attività materiali e immateriali	331	187
(Plusvalenze) Minusvalenze e altre variazioni patrimoniali	(1.121)	
Variazione netta TFR e altri benefici ai dipendenti	(256)	(99)
Variazione netta fondo rischi e altri oneri	1.167	(9.180)
Variazione imposte anticipate e differite	(2.277)	1.199
Variazione altre attività/passività non correnti	(3.311)	8.001
Dividendi ricevuti	(171.444)	(130.575)
Svalutazioni (Rivalutazioni) nette di attività immobilizzate	-	-
B. Cash flow operativo prima delle variazioni di CCN	(126.814)	(43.608)
Variazione crediti commerciali	(14.338)	2.021
Variazione crediti tributari e altre attività correnti	(7.101)	8.161
Variazione debiti commerciali	7.206	(7.328)
Variazione debiti tributari e altre passività correnti	12.050	(5.767)
C. Flusso finanziario derivante da variazioni di CCN	(2.183)	(2.913)
D. Cash flow operativo (B+C)	(128.997)	(46.521)
Flusso finanziario da (per) attività di investimento		
Investimenti in attività materiali e immateriali	(4.769)	(934)
Investimenti in attività finanziarie	(35.665)	(97.720)
Realizzo investimenti	-	-
Dividendi ricevuti	171.444	130.575
E. Totale flusso finanziario da attività di investimento	131.010	31.921
F. Free cash flow (D+E)	2.013	(14.600)
Flusso finanziario da attività di finanziamento		
Erogazione di dividendi	(66.747)	(66.747)
Nuovi mutui e finanziamenti a lungo termine	750.000	468.000
Rimborsi di mutui e finanziamenti a lungo termine	(835.331)	(272.697)
Variazione crediti finanziari (*)	(175.478)	(20.760)
Variazione debiti finanziari	362.909	(247.456)
G. Totale flusso finanziario da attività di finanziamento	35.354	(139.660)
H. Flusso monetario del periodo (F+G)	37.367	(154.260)
I. Disponibilità liquide e saldo gestione tesoreria accentrata finali (A+H)	(37.265)	(74.632)
L. Saldo gestione tesoreria accentrata a breve verso società controllate (*)	56.462	105.690
M. Disponibilità liquide finali (I+L)	19.197	31.058

NOTE ESPLICATIVE

PREMESSA

Iren S.p.A., è una società di diritto italiano, multiutility quotata alla Borsa Italiana, nata il 1° luglio 2010 dall'unione tra IRIDE ed ENIÀ.

Iren S.p.A., tramite le società controllate, opera nei seguenti settori di attività:

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

Iren S.p.A. è strutturata sul modello di una holding industriale con sede direzionale a Reggio Emilia, in via Nubi di Magellano n. 30, sedi operative a Genova, Parma, Piacenza e Torino, e società responsabili delle singole linee di business.

I. CONTENUTO E FORMA DEL BILANCIO

Il presente bilancio rappresenta il bilancio separato della Capogruppo Iren S.p.A. (bilancio d'esercizio) ed è stato predisposto nel rispetto dei Principi Contabili Internazionali ("IFRS") emessi dall'International Accounting Standards Board ("IASB") e omologati dall'Unione Europea, nonché dei provvedimenti emanati in attuazione dell'art. 9 del D. Lgs. n. 38/2005. Per IFRS si intendono anche tutti i principi contabili internazionali rivisti ("IAS"), tutte le interpretazioni dell'International Financial Reporting Interpretations Committee ("IFRIC"), precedentemente denominato Standing Interpretations Committee ("SIC").

Nella predisposizione del presente bilancio, sono stati applicati gli stessi principi contabili adottati nella redazione del Bilancio al 31 dicembre 2013, con le eccezioni evidenziate nei paragrafi "Principi contabili, emendamenti ed interpretazioni efficaci dal 1° gennaio 2014".

Il bilancio separato al 31 dicembre 2014 è costituito dalla Situazione Patrimoniale-Finanziaria, dal Conto Economico, dal Prospetto delle altre componenti di conto economico complessivo, dal Prospetto delle variazioni di Patrimonio Netto, dal Rendiconto finanziario e dalle Note esplicative.

Si specifica che per la Situazione Patrimoniale-Finanziaria la classificazione delle attività e passività è effettuata secondo il criterio "corrente/non corrente" con specifica separazione delle attività e passività cessate o destinate a essere cedute. Le attività correnti, che includono disponibilità liquide e mezzi equivalenti, sono quelle destinate a essere realizzate, cedute o consumate nel normale ciclo operativo della società o nei dodici mesi successivi alla chiusura dell'esercizio; le passività correnti sono quelle per le quali è prevista l'estinzione nel normale ciclo operativo della società o nei dodici mesi successivi alla chiusura dell'esercizio.

Il Conto Economico è classificato in base alla natura dei costi. In aggiunta al Risultato Operativo, il prospetto di Conto Economico evidenzia il Margine Operativo Lordo ottenuto sottraendo al totale ricavi il totale dei costi operativi.

Il rendiconto finanziario è presentato utilizzando il metodo indiretto. La configurazione di liquidità analizzata nel rendiconto finanziario include le disponibilità di cassa e di conto corrente bancario e il saldo della gestione della tesoreria accentrata a breve delle controllate.

Il bilancio è redatto sulla base del principio del costo storico, fatta eccezione per alcuni strumenti finanziari valutati al *fair value*. Il bilancio è inoltre redatto sul presupposto della continuità aziendale. La

società, infatti, ha valutato che non sussistono significative incertezze (come definite dal paragrafo 25 del Principio IAS 1) sulla continuità aziendale.

Il presente bilancio è espresso in euro, moneta funzionale della società. I dati inclusi nelle note esplicative, ove non diversamente specificato, sono espressi in migliaia di euro.

Si precisa, infine, che, con riferimento alla Delibera Consob n. 15519 del 27 luglio 2006 in merito agli schemi di bilancio, sono state inserite specifiche colonne supplementari al Conto Economico e alla Situazione Patrimoniale-Finanziaria che evidenziano i rapporti significativi con parti correlate.

II. PRINCIPI CONTABILI E CRITERI DI VALUTAZIONE

Di seguito sono indicati i criteri adottati nella redazione del bilancio d'esercizio al 31 dicembre 2014 di Iren S.p.A.; i suddetti principi contabili non sono cambiati rispetto a quelli adottati al 31 dicembre 2013 ad eccezione di quanto riportato nel paragrafo "Principi contabili, emendamenti ed interpretazioni efficaci dal 1° gennaio 2014".

Attività materiali

- Immobili, impianti e macchinari di proprietà

Gli immobili, impianti e macchinari di proprietà sono iscritti al costo di conferimento o di acquisto o di costruzione interna. Nel costo sono compresi tutti i costi direttamente imputabili necessari a rendere l'attività disponibile per l'uso (comprensivo, quando rilevante ed in presenza di obbligazioni attuali, del valore attuale dei costi stimati per lo smantellamento, per la rimozione dell'attività e per la bonifica del luogo), al netto di sconti commerciali e abbuoni.

Gli oneri finanziari relativi all'acquisto di un'immobilizzazione vengono capitalizzati per la quota imputabile ai beni fino al momento della loro entrata in esercizio.

Qualora parti significative di tali attività materiali abbiano differenti vite utili, tali componenti sono contabilizzate separatamente.

In particolare, secondo tale principio, il valore del terreno e quello dei fabbricati che insistono su di esso vengono separati e solo il fabbricato viene assoggettato ad ammortamento, mentre i valori riferiti ai terreni sono sottoposti ad impairment, come descritto nel successivo paragrafo "Perdita di valore di attività".

I costi di manutenzione aventi natura ordinaria sono addebitati integralmente a conto economico. Gli altri costi aventi natura incrementativa sono attribuiti alle immobilizzazioni cui si riferiscono, secondo quanto previsto dallo IAS 16, ed ammortizzati in relazione alle residue possibilità di utilizzo dei beni a cui si riferiscono. Hanno natura incrementativa le spese che comportino ragionevolmente un aumento dei benefici economici futuri, quali l'aumento della vita utile, l'incremento della capacità produttiva, il miglioramento delle qualità del prodotto, l'adozione di processi di produzione che comportino una sostanziale riduzione dei costi di produzione.

Le immobilizzazioni materiali in corso di costruzione comprendono i costi relativi alla costruzione di impianti sostenuti fino alla data di riferimento. Tali investimenti sono ammortizzati a partire dalla data di entrata in funzione nel ciclo di produzione.

Le immobilizzazioni sono sistematicamente ammortizzate in ogni esercizio a quote costanti sulla base di aliquote economico-tecniche determinate in relazione alle residue possibilità di utilizzo dei beni.

Le aliquote applicate sono riportate nella tabella seguente:

	Aliquota min.	Aliquota max.
Fabbricati	3%	3%
Sistemi ausiliari fabbricati	5%	10%

I contributi pubblici in conto capitale che si riferiscono ad immobilizzazioni materiali sono registrati come ricavi differiti e accreditati al conto economico lungo il periodo di ammortamento dei relativi beni.

- Beni in locazione finanziaria

I beni detenuti per effetto di contratti di leasing finanziario sono inclusi tra le attività materiali contrapponendo nel passivo un debito di pari importo, secondo la metodologia finanziaria, prevista dallo IAS 17 che, riflettendo la sostanza economica delle operazioni, assimila le stesse a contratti di acquisto e di finanziamento. Secondo tale metodologia le immobilizzazioni materiali vengono iscritte in bilancio per il valore capitale al momento della sottoscrizione del contratto di leasing finanziario, rilevando contestualmente il debito verso il locatore, che è rappresentato in bilancio tra i debiti finanziari. Il debito viene progressivamente ridotto sulla base del piano di rimborso delle quote capitale. Nel conto economico vengono rilevati gli interessi sul debito sulla base del piano di ammortamento oltre agli ammortamenti del bene sulla base della prevista vita utile.

Per contro secondo la metodologia finanziaria i beni ceduti in leasing finanziario sono esclusi dalle immobilizzazioni materiali. Nell'attivo della Situazione Patrimoniale-Finanziaria è iscritto il relativo credito finanziario il cui valore si riduce periodicamente al momento dell'incasso delle rispettive quote capitale. Nel conto economico vengono rilevati gli interessi attivi sul credito sulla base del piano di ammortamento.

Investimenti immobiliari

Gli investimenti immobiliari sono valutati inizialmente al costo d'acquisto o di costruzione. Il costo comprende il prezzo di acquisto e tutte le spese direttamente attribuibili. I costi accessori all'operazione sono contabilizzati tra i costi dell'immobile quando ne viene contabilizzato l'acquisto. Nella valutazione successiva gli investimenti immobiliari sono valutati al costo.

Le spese sostenute successivamente all'acquisto o all'ultimazione di un immobile destinato ad investimento immobiliare sono imputate al costo iniziale del bene se è probabile che, grazie a tali spese, l'impresa otterrà futuri benefici economici superiori a quelli stimati in precedenza. In caso contrario questi costi sono imputati a conto economico.

Gli investimenti immobiliari sono sistematicamente ammortizzati in ogni esercizio a quote costanti sulla base di aliquote ritenute rappresentative della residua possibilità di utilizzazione dell'immobilizzazione stessa.

Attività immateriali

Le attività immateriali sono iscritte nell'attivo della Situazione Patrimoniale-Finanziaria quando è probabile che l'uso dell'attività genererà benefici economici futuri e quando il costo dell'attività può essere determinato in modo attendibile. Esse sono iscritte al valore di conferimento, al costo di acquisizione o di produzione inclusivo degli eventuali oneri accessori.

Le attività immateriali a durata definita sono ammortizzate sistematicamente in funzione della loro prevista utilità futura, in modo che il valore netto alla chiusura del periodo corrisponda alla loro residua utilità o all'importo recuperabile secondo i piani aziendali di svolgimento dell'attività produttiva. L'ammortamento inizia quando l'attività è disponibile per l'uso.

I costi di sviluppo sono oggetto di capitalizzazione solo se sia dimostrabile:

- la possibilità tecnica di completare l'attività immateriale in modo da essere disponibile per l'uso o per la vendita;
- l'intenzione di completare l'attività immateriale per usarla o venderla;

- la capacità ad usare o vendere l'attività immateriale;
- la capacità di valutare attendibilmente il costo attribuibile all'attività immateriale durante il suo sviluppo;
- la disponibilità di risorse tecniche, finanziarie e di altro tipo adeguate per completare lo sviluppo e per l'utilizzo o la vendita dell'attività immateriale;
- in quale modo l'attività immateriale genererà probabili benefici economici futuri.

In mancanza di uno soltanto dei requisiti indicati i costi in questione sono interamente imputati al periodo del loro sostenimento.

L'ammortamento dei diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzazione opere dell'ingegno è calcolato a quote costanti in cinque anni.

L'ammortamento inizia quando l'attività è disponibile all'utilizzo, ossia quando è nella posizione e nella condizione necessaria affinché sia in grado di operare nella maniera prevista dalla direzione aziendale. L'ammortamento cessa alla data più remota tra quella in cui l'attività è classificata come posseduta per la vendita (o inclusa in un gruppo in dismissione classificato come posseduto per la vendita), in conformità all' IFRS 5, e quella in cui l'attività viene eliminata contabilmente.

Le immobilizzazioni in corso ed acconti sono relativi a costi, interni e esterni, connessi a immobilizzazioni immateriali per i quali non è stata ancora acquisita la titolarità del diritto e non risulta avviato il processo di utilizzazione economica. Tali investimenti vengono ammortizzati a partire dalla data di entrata in funzione nel ciclo di produzione.

Le immobilizzazioni in corso, in base allo IAS 36, ad ogni data di bilancio oppure ogniqualvolta vi siano indicazioni che l'attività immateriale ha subito una perdita di valore, vengono sottoposte ad impairment test al fine di verificare la corrispondenza tra valore contabile e valore recuperabile.

Avviamento

L'avviamento è inizialmente iscritto al costo e rappresenta l'eccedenza del costo d'acquisto e del valore delle eventuali quote di minoranza possedute rispetto al *fair value* netto riferito ai valori identificabili delle attività e delle passività attuali e potenziali afferenti al complesso acquisito. Se dopo tale rideterminazione, i valori correnti delle attività e passività attuali e potenziali eccedono il costo dell'acquisizione, l'eccedenza viene iscritta immediatamente a conto economico.

L'eventuale avviamento derivante dall'acquisizione di una società collegata è incluso nel valore contabile della partecipazione.

In sede di prima adozione degli IFRS, il Gruppo ha scelto di non applicare l'IFRS 3 – Aggregazioni di imprese in modo retroattivo alle acquisizioni di aziende avvenute antecedentemente il 1° gennaio 2004; di conseguenza, l'avviamento generato su acquisizioni antecedenti la data di transizione agli IFRS è stato mantenuto al precedente valore determinato secondo i principi contabili italiani, previa verifica e rilevazione di eventuali perdite di valore.

L'avviamento viene allocato ad una o più unità generatrici di flussi finanziari (cash generating unit) e non viene ammortizzato, ma annualmente, o più frequentemente se specifici eventi o modificate circostanze indicano la possibilità di aver subito una perdita di valore, viene sottoposto a impairment test, come evidenziato nel paragrafo "Perdita di valore di attività".

Attività non correnti possedute per la vendita

Un'attività non corrente (o un gruppo in dismissione composto da attività e passività) viene classificata come posseduta per la vendita se il suo valore contabile sarà recuperato principalmente con un'operazione di vendita anziché tramite il suo utilizzo continuato. Immediatamente prima della classificazione iniziale dell'attività (o gruppo in dismissione) come posseduta per la vendita, i valori contabili dell'attività sono valutati in conformità ai principi contabili del Gruppo. Successivamente, l'attività (o gruppo in dismissione) viene valutata al minore tra il suo valore contabile e il fair value al netto dei costi di vendita. La perdita di valore di un gruppo in dismissione viene allocata in primo luogo all'avviamento, quindi alle restanti attività e passività in misura proporzionale, ad eccezione di rimanenze, attività finanziarie, attività per imposte differite, benefici per dipendenti, investimenti immobiliari e attività biologiche, che continuano ad essere valutate in conformità ai principi contabili del Gruppo. Le perdite di valore per la classificazione iniziale di un'attività come posseduta per la vendita e le differenze

di valutazione successive sono rilevate a conto economico. Le variazioni di valore positive sono rilevate solo fino a concorrenza di eventuali perdite di valore accumulate.

Perdita di valore di attività

Gli IAS/IFRS richiedono di valutare l'esistenza di perdite di valore delle attività in presenza di indicatori specifici che facciano ritenere che tale problematica possa sussistere. Viene effettuata una verifica di perdita di valore (impairment test), che consiste nella stima del valore recuperabile dell'attività e nel confronto con il relativo valore netto contabile.

Il valore recuperabile è definito come il maggiore tra il prezzo netto di vendita (qualora esista un mercato attivo) e il valore d'uso del bene. Quest'ultimo è definito sulla base dell'attualizzazione dei flussi di cassa attesi dall'utilizzo del bene o da un'aggregazione di beni (le cosiddette cash generating unit), al lordo delle imposte, applicando un tasso di sconto, ante imposte, che riflette le valutazioni correnti di mercato del valore temporale del denaro e dei rischi specifici dell'attività. Se il valore recuperabile è inferiore al valore contabile viene iscritta una perdita di valore. Se in esercizi successivi la perdita viene meno o si riduce, il valore contabile dell'attività o dell'unità generatrice di flussi finanziari è incrementato sino alla stima del nuovo valore recuperabile. Quest'ultimo non può eccedere il valore che sarebbe stato determinato se non fosse stata rilevata in precedenza alcuna perdita per riduzione di valore. Il ripristino di una perdita di valore è iscritto immediatamente a conto economico.

Per attività non soggette ad ammortamento (avviamento, altre attività immateriali a vita utile indefinita) e per le immobilizzazioni immateriali non ancora disponibili per l'utilizzo, l'impairment test è effettuato con frequenza annuale indipendentemente dalla presenza di specifici indicatori.

Strumenti finanziari

- Partecipazioni in imprese controllate e collegate

Le partecipazioni in imprese controllate e collegate sono valutate al costo. Nel caso in cui si verificano perdite durevoli di valore si procede alla svalutazione del valore della partecipazione. L'effetto di tale svalutazione è rilevato a conto economico.

- Altre partecipazioni

Le partecipazioni in altre imprese, classificate come disponibili per la vendita (AFS), sono valutate al fair value. Gli utili e le perdite derivanti dalle variazioni nel fair value sono imputati direttamente nelle altre componenti di conto economico complessivo fino al momento in cui esse sono cedute o abbiano subito una perdita di valore; in tal caso, la perdita complessiva viene stornata dalle altre componenti di conto economico complessivo e rilevata nel conto economico per un importo pari alla differenza tra il costo di acquisizione ed il fair value corrente. Quando il fair value non può essere attendibilmente determinato, le partecipazioni sono valutate al costo, rettificato per perdite durevoli di valore, il cui effetto è rilevato nel conto economico.

Il rischio derivante da eventuali perdite eccedenti il valore di carico della partecipazione è rilevato in un apposito fondo nella misura in cui la partecipante è impegnata ad adempiere a obbligazioni legali o implicite nei confronti dell'impresa partecipata o comunque a coprire le sue perdite.

- Attività finanziarie detenute per la negoziazione

Le attività finanziarie detenute per la negoziazione, quando sono rilevate contabilmente per la prima volta, sono valutate al costo di acquisto, in pratica al fair value del corrispettivo dato in cambio; i costi della transazione, in quanto costi accessori, sono inclusi nel costo di acquisto.

Dopo la rilevazione iniziale, sono valutate al fair value, senza deduzione di eventuali costi di transazione che potranno verificarsi al momento della vendita o dell'eliminazione. Le variazioni di fair value sono iscritte direttamente a conto economico.

Se il fair value non può essere determinato in modo attendibile tali attività sono valutate al costo.

- Attività finanziarie disponibili per la vendita

Le attività finanziarie disponibili per la vendita, quando sono rilevate contabilmente per la prima volta, sono valutate al fair value del corrispettivo pagato (costo di acquisto comprensivo dei costi accessori).

Dopo la rilevazione iniziale, sono valutate al fair value, senza deduzione di eventuali costi di transazione che potranno verificarsi al momento della vendita o dell'eliminazione. Le variazioni di fair value sono

iscritte nelle altre componenti di conto economico complessivo e vengono riversate a conto economico solo quando queste attività disponibili per la vendita sono eliminate dal bilancio o abbiano subito una perdita durevole di valore.

Se il fair value degli investimenti in strumenti rappresentativi di capitale non può essere determinato in modo attendibile tali attività sono valutate al costo.

- Strumenti finanziari di copertura

La Società detiene strumenti di copertura adottati in ottica non speculativa esclusivamente con lo scopo di coprire la propria esposizione ai rischi tasso, cambio e commodity.

Coerentemente con quanto stabilito dallo IAS 39, gli strumenti finanziari di copertura sono contabilizzati secondo le modalità stabilite per l'hedge accounting se vengono soddisfatte tutte le seguenti condizioni:

- all'inizio della copertura, o alla cosiddetta "first time adoption" per gli strumenti in essere al 1° gennaio 2005, vi è una documentazione formale della relazione di copertura e degli obiettivi aziendali di gestione del rischio e della strategia per effettuare la copertura;
- si suppone che la copertura sia altamente efficace nell'ottenere la compensazione dei cambiamenti nel fair value (fair value hedge) o nei flussi finanziari (cash flow hedge) attribuibili al rischio coperto;
- per le coperture di flussi finanziari, un'operazione prevista, che è oggetto di copertura, deve essere altamente probabile e deve presentare un'esposizione alle variazioni di flussi finanziari che potrebbe infine incidere sul risultato economico dell'esercizio;
- l'efficacia della copertura può essere attendibilmente valutata, ossia il fair value o i flussi finanziari dell'elemento coperto ed il fair value dello strumento di copertura possono essere attendibilmente valutati;
- la copertura è stata valutata sulla base di un criterio ricorrente ed è considerata altamente efficace per tutta la vita del derivato.

Gli strumenti finanziari di copertura vengono iscritti al fair value determinato coerentemente con quanto previsto dall'IFRS 13. Il fair value viene determinato con modelli di valutazione adeguati per ciascuna tipologia di strumento finanziario utilizzando, ove disponibili, le curve forward di mercato sia regolamentato, sia non regolamentato (intrinsic value); per le opzioni il fair value è integrato dalla componente time value, che è funzione della vita residua dell'opzione e della volatilità del sottostante.

Tenuto conto di quanto precisato nell'IFRS 7, esteso dal nuovo IFRS 13, in merito alla c.d. gerarchia del fair value, si evidenzia che per ogni categoria di strumento finanziario contabilizzato al fair value viene indicata la gerarchia di determinazione del fair value suddivisa tra:

- Livello 1: prezzi quotati (non rettificati) su mercati attivi per attività o passività identiche;
- Livello 2: dati di input diversi dai prezzi quotati di cui al Livello 1 che sono osservabili per l'attività o la passività, sia direttamente (come nel caso dei prezzi), sia indirettamente (ovvero derivati dai prezzi);
- Livello 3: dati di input relativi all'attività o alla passività che non sono basati su dati di mercato osservabili (dati non osservabili).

Gli strumenti finanziari di copertura, ad ogni chiusura di bilancio, vengono sottoposti al test di efficacia al fine di verificare se la copertura abbia o meno i requisiti per essere qualificata come copertura efficace ed essere contabilizzata secondo i principi dell'hedge accounting.

Se i requisiti previsti per l'applicazione dell'hedge accounting sono soddisfatti e:

- si è in presenza di copertura di flussi finanziari (cash flow hedge), le variazioni del fair value dello strumento di copertura sono inserite nelle altre componenti di conto economico complessivo per la quota efficace della copertura (intrinsic value) e sono rilevate a conto economico per la parte time value e per l'eventuale quota inefficace (overhedging);
- si è in presenza di copertura di fair value (fair value hedge), le variazioni del fair value, sia dello strumento di copertura che dello strumento coperto, sono rilevate a conto economico.

Se i requisiti previsti per l'applicazione dell'hedge accounting non sono soddisfatti gli utili o le perdite derivanti dalla valutazione al fair value del solo strumento finanziario di copertura, sono iscritti interamente a conto economico.

- Altre attività e passività finanziarie

Finanziamenti e crediti sono iscritti inizialmente al fair value rettificato degli eventuali costi di transazione direttamente attribuibili, mentre le valutazioni successive vengono effettuate utilizzando il criterio del costo ammortizzato.

I titoli detenuti per essere mantenuti sino alla scadenza sono iscritti in sede di prima rilevazione al costo, incrementato dei costi di transazione sostenuti per l'acquisizione dell'attività finanziaria. Successivamente alla prima rilevazione sono valutati al costo ammortizzato con il metodo dell'interesse effettivo al netto delle perdite di valore.

Ad ogni chiusura di bilancio, oppure allorquando sono evidenziati indicatori di impairment, tutte le attività finanziarie, ad eccezione di quelle FVTPL, sono sottoposte ad impairment test per determinare se vi siano oggettive evidenze (quali violazione degli accordi contrattuali, probabilità di fallimento del debitore, difficoltà finanziarie del debitore,...) che possono far ritenere non interamente recuperabile il valore dell'attività.

- Crediti e Debiti commerciali

I crediti e i debiti commerciali, la cui scadenza rientra nei normali termini commerciali, non sono attualizzati, poiché la componente temporale ha scarsa rilevanza nella loro valorizzazione, e sono iscritti al *fair value* (identificato dal loro valore nominale). Dopo la valutazione iniziale sono iscritti al costo ammortizzato. I crediti commerciali sono al netto del fondo svalutazione crediti che riflette la stima delle perdite su crediti.

- Disponibilità liquide

Le disponibilità liquide sono costituite dai valori in cassa, dai depositi a vista e da investimenti finanziari a breve termine (scadenza a tre mesi o meno dalla data di acquisto) e ad alta liquidità che sono prontamente convertibili in valori di cassa noti e che sono soggetti ad un rischio irrilevante di variazione del loro valore.

I depositi e i mezzi equivalenti, dopo la valutazione iniziale al costo inclusi gli oneri accessori, sono valutati al fair value.

Il denaro e i valori bollati in cassa sono valutati al valore nominale.

Patrimonio netto

Il capitale sociale, inclusivo delle diverse categorie di azioni, viene esposto al suo valore nominale ridotto dei crediti verso soci per decimi da versare.

Il costo di acquisto delle azioni proprie viene portato a riduzione del patrimonio netto.

I costi direttamente attribuibili ad operazioni sul capitale della capogruppo, per nuove sottoscrizioni, sono contabilizzati a riduzione del patrimonio netto.

I dividendi sono iscritti tra le passività al momento in cui vengono approvati dall'assemblea degli azionisti.

Benefici ai dipendenti

A decorrere dal 1° gennaio 2012 è stata applicata, in via anticipata, la modifica al principio contabile internazionale IAS 19 "Benefici ai dipendenti" omologato in data 6 giugno 2012. Tale modifica è applicabile a partire dal 1° gennaio 2013, tuttavia ne è stata consentita l'applicazione su base volontaria per le relazioni finanziarie annuali al 31 dicembre 2012. Le modifiche prese in considerazione nell'emendamento in oggetto possono classificarsi in tre grandi categorie: rilevazione ed esposizione in bilancio; informazioni integrative (disclosures) e ulteriori modifiche.

La prima categoria di modifiche interessa i piani a benefici definiti. In particolare viene abbandonato il metodo del corridoio nella rilevazione degli utili e delle perdite attuariali (già non applicato presso il Gruppo Iren) e viene introdotto l'obbligo di rilevare le componenti connesse alle "rivalutazioni" (ad es. gli utili e le perdite attuariali) immediatamente nel Prospetto delle altre componenti di Conto Economico complessivo.

Per quanto riguarda la presentazione in bilancio, le variazioni della passività relativa all'obbligazione che sorge in relazione a un piano a benefici definiti sono disaggregate in tre componenti:

- 1) operativa (service cost), costi del personale;
- 2) finanziaria (finance cost), interessi attivi/passivi netti;
- 3) valutativa (remeasurement cost), utili/perdite attuariali.

In merito all'informativa integrativa, viene proposta l'informativa relativa alle caratteristiche dei piani e dei relativi importi iscritti in bilancio, al rischio derivante dai piani e comprendente una analisi di sensitività delle fluttuazioni nel rischio demografico.

I benefici successivi al rapporto di lavoro sono definiti sulla base di programmi che in funzione delle loro caratteristiche sono distinti in programmi "a contributi definiti" e programmi "a benefici definiti".

Nei programmi a "contributi definiti" l'obbligazione dell'impresa, limitata al versamento dei contributi allo Stato ovvero ad un patrimonio o ad un'entità giuridicamente distinta (c.d. fondo), è determinata sulla base dei contributi dovuti. Per Iren rientrano in questa categoria il Trattamento di Fine Rapporto maturato a partire dal 1° gennaio 2007 che viene versato al fondo INPS e la parte versata alla previdenza integrativa.

La passività relativa ai programmi a "benefici definiti", al netto delle eventuali attività al servizio del piano, è determinata sulla base di ipotesi attuariali. Per Iren rientrano in questa categoria il Trattamento di Fine Rapporto maturato fino al 31 dicembre 2006 (o alla data di scelta da parte del dipendente nel caso di destinazione a fondi complementari), le agevolazioni tariffarie fornite al personale dipendente ed ex-dipendente, le mensilità aggiuntive (art. 47 CCNL), il premio fedeltà erogato al personale dipendente al raggiungimento di una determinata anzianità di servizio e il fondo Premungas, che è un trattamento pensionistico integrativo che permette al dipendente di raggiungere l'ultima retribuzione percepita al momento della cessazione del rapporto di lavoro.

Per ciascun dipendente viene calcolato il valore attuale della passività con il metodo di proiezione unitaria del credito. L'ammontare della passività viene calcolato stimando l'ammontare da pagare al momento della risoluzione del rapporto di lavoro, prendendo in considerazione ipotesi economiche, finanziarie e demografiche; tale valore viene imputato pro-rata temporis sulla base del periodo di lavoro già maturato.

Per il trattamento di fine rapporto maturato al 31 dicembre 2006 (o alla data di scelta da parte del dipendente nel caso di destinazione a fondi complementari), non viene invece applicato il pro-rata temporis, poiché alla data del bilancio i benefici possono essere considerati maturati interamente.

Le variabili demografiche, economiche e finanziarie assunte sono annualmente validate da un attuario indipendente.

Gli utili e le perdite derivanti dall'effettuazione del calcolo attuariale per quanto concerne i benefici successivi al rapporto di lavoro sono immediatamente rilevati nel Conto economico complessivo, cioè nell'other comprehensive income, con l'eccezione del premio di fedeltà per cui sono rilevati interamente a Conto economico.

Fondi per rischi e oneri

I fondi per rischi e oneri sono accantonati per coprire passività di ammontare o scadenza incerti che devono essere rilevati in bilancio quando ricorrono le seguenti contestuali condizioni:

- l'impresa ha un'obbligazione attuale (legale o implicita), ossia in corso alla data di riferimento del bilancio, quale risultato di un evento passato;
- è probabile che per adempiere all'obbligazione si renderà necessario un impiego di risorse economiche;
- può essere effettuata una stima attendibile dell'importo necessario all'adempimento dell'obbligazione.

I rischi per i quali il manifestarsi di una passività è soltanto potenziale sono indicati nelle note al bilancio senza procedere allo stanziamento di un fondo.

In caso di eventi solamente remoti e cioè di eventi che hanno scarsissime possibilità di verificarsi non viene contabilizzato alcun fondo, né vengono fornite informazioni aggiuntive od integrative.

Gli accantonamenti sono iscritti al valore rappresentativo della migliore stima dell'ammontare che l'impresa pagherebbe per estinguere l'obbligazione, ovvero per trasferirla a terzi alla data di chiusura dell'esercizio. Se l'effetto di attualizzazione del valore del denaro è significativo, gli accantonamenti sono determinati attualizzando i flussi finanziari futuri attesi ad un tasso di sconto ante imposte che riflette la valutazione corrente del mercato del costo del denaro in relazione al tempo.

Quando viene effettuata l'attualizzazione, l'incremento dell'accantonamento dovuto al trascorrere del tempo è rilevato come onere finanziario.

I fondi post mortem sono attualizzati sulla base della curva dei tassi governativi alla data di bilancio. Si attualizzano, anno per anno, i flussi di cassa indicati nella perizia redatta da un esperto indipendente.

Ricavi

I ricavi sono valutati al fair value del corrispettivo ricevuto o spettante, tenendo conto di eventuali sconti commerciali e riduzioni legate alla quantità.

I ricavi dalla vendita di beni sono rilevati quando:

- l'impresa ha trasferito all'acquirente i rischi significativi e i benefici connessi alla proprietà del bene;
- l'impresa perde i diritti di proprietà nonché l'effettivo controllo sulla merce venduta da parte del venditore;
- il valore dei ricavi può essere determinato in modo attendibile;
- è probabile che l'impresa venditrice potrà fruire dei benefici economici derivanti dall'operazione;
- il valore dei costi connessi all'operazione può essere determinato in modo attendibile.

Quando sussiste un'incertezza sulla possibilità di incassare i crediti derivanti da un ricavo già contabilizzato, il valore non recuperabile viene rilevato come costo anziché come rettifica del ricavo già imputato.

I ricavi dalla prestazione di servizi sono rilevati quando:

- l'ammontare dei ricavi può essere determinato in modo attendibile;
- è probabile che l'impresa venditrice potrà fruire dei benefici economici derivanti dall'operazione;
- lo stadio di completamento dell'operazione alla data di chiusura del bilancio d'esercizio può essere determinato attendibilmente;
- il valore dei costi connessi all'operazione può essere determinato in modo attendibile.

Contributi in conto impianti e contributi in conto esercizio

I contributi in conto impianti vengono iscritti, quando gli stessi divengono esigibili, come ricavo differito e imputato come provento al conto economico sistematicamente durante la vita utile del bene a cui si riferiscono. Il ricavo differito relativo ai contributi stessi trova riscontro nella Situazione Patrimoniale-Finanziaria tra le altre passività, con opportuna separazione tra la parte corrente e quella non corrente.

I contributi in conto esercizio sono imputati a conto economico nel momento in cui sono soddisfatte le condizioni di iscrizione, ovvero quando si ha la certezza del riconoscimento degli stessi in contropartita dei costi a fronte dei quali i contributi sono erogati.

Altri proventi

Gli altri proventi includono tutte le fattispecie di ricavi non inclusi nelle tipologie precedenti e non aventi natura finanziaria e sono rilevati secondo le modalità sopra indicate per i ricavi delle vendite di beni e prestazione di servizi.

Costi per l'acquisizione di beni e servizi

I costi sono valutati al fair value dell'ammontare pagato o da pagare. I costi per l'acquisizione di beni e servizi sono iscritti quando il loro ammontare può essere determinato in maniera attendibile. I costi per acquisto di beni sono riconosciuti al momento della consegna, che in base ai contratti in essere identifica il momento del passaggio dei rischi e benefici connessi. I costi per servizi sono iscritti per competenza in base al momento di ricevimento degli stessi.

Proventi ed oneri finanziari

I ricavi che derivano dall'utilizzo, da parte di terzi, di beni dell'impresa che generano interessi e dividendi sono rilevati quando:

- è probabile che l'impresa venditrice potrà fruire dei benefici economici derivanti dall'operazione;
- l'ammontare dei ricavi può essere determinato in modo attendibile.

I ricavi devono essere rilevati applicando i seguenti criteri:

- gli interessi devono essere rilevati con un criterio temporale che consideri il rendimento effettivo del bene;
- i ricavi per dividendi da partecipazioni sono contabilizzati nel momento in cui sorge il diritto all'incasso, che normalmente corrisponde alla delibera assembleare di distribuzione dei dividendi.

Quando sussiste un'incertezza sulla possibilità di incassare i crediti derivanti da un ricavo già contabilizzato, il valore non recuperabile deve essere rilevato come costo anziché come rettifica del ricavo già imputato.

Gli oneri finanziari sono rilevati come costo nell'esercizio nel quale essi sono sostenuti; quelli che sono direttamente imputabili all'acquisizione, costruzione, produzione di un impianto sono capitalizzati dal momento che:

- è probabile che comporteranno dei benefici economici futuri per l'impresa;
- sono attendibilmente determinati.

Imposte sul reddito

Le imposte sul reddito includono tutte le imposte calcolate sul reddito imponibile delle società.

Le imposte correnti e differite vengono rilevate come proventi o come oneri e sono incluse nell'utile o nella perdita dell'esercizio, a meno che le imposte derivino da un'operazione o un fatto rilevato, nello stesso esercizio o in un altro, direttamente nel patrimonio netto.

Le imposte correnti del periodo sono determinate sulla base di una realistica previsione dell'onere d'imposta di pertinenza del periodo determinato in applicazione della vigente normativa fiscale o sostanzialmente approvata. Le imposte differite sono calcolate in base alle differenze temporanee che emergono tra la base imponibile di una attività o passività e il valore contabile nel bilancio consolidato.

Un'attività per imposte anticipate viene contabilizzata quando il suo recupero è probabile.

Le imposte differite e anticipate sono state calcolate considerando l'aliquota fiscale prevista per l'esercizio in cui le differenze si riverseranno.

Il Gruppo ha esercitato l'opzione, ai sensi dell'art. 118 del nuovo Tuir, per il Consolidato fiscale di Gruppo che comporta il trasferimento da parte delle società consolidate delle proprie posizioni debitorie/creditorie IRES verso la Consolidante Iren S.p.A.. Quest'ultima determina l'IRES su una base imponibile corrispondente alla somma algebrica degli imponibili positivi e negativi delle singole società che partecipano al consolidato.

A fronte del reddito imponibile conseguito e trasferito alla società consolidante, la consolidata si obbliga a riconoscere alla società consolidante "conguagli per imposte" pari alle imposte dovute sul reddito trasferito al netto dei crediti per IRES trasferiti.

Attività operative cessate

Un'attività operativa cessata è un componente del gruppo che è stato dismesso e rappresenta un importante ramo autonomo di attività o area geografica di attività. Un'attività viene classificata come cessata al momento della cessione o quando classificata come attività posseduta per la vendita: quando un'attività viene classificata come cessata, il conto economico viene rideterminato come se l'operazione fosse cessata a partire dall'inizio del periodo comparativo.

Criteri di conversione delle poste in valuta estera

La valuta funzionale e di presentazione adottata dalla Società è l'Euro. In presenza di transazioni in valuta estera, le stesse sono inizialmente rilevate al tasso di cambio in essere alla data dell'operazione. Le attività e le passività in valuta, ad eccezione delle immobilizzazioni, sono iscritte al cambio di riferimento alla data di chiusura del periodo e i relativi utili e perdite su cambi sono imputati a conto economico. L'eventuale utile netto che dovesse emergere viene accantonato in un'apposita riserva non distribuibile fino alla data di realizzo.

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

In data 13 maggio 2011 lo IASB ha pubblicato il cosiddetto ‘Pacchetto di Consolidamento’, che comprende i principi e gli emendamenti di seguito elencati, omologati dalla Commissione Europea il 29 dicembre 2012:

IFRS 10 – Bilancio consolidato

IFRS 11 – Accordi a controllo congiunto

IFRS 12 – Informativa sulle partecipazioni in altre entità

Revised IAS 27 – Bilancio separato

Revised IAS 28 – Partecipazioni in società collegate e joint ventures

- Il principio IFRS 10 “Bilancio Consolidato” sostituisce il SIC-12 “Consolidamento – Società a destinazione specifica (società veicolo)” e parti dello IAS 27 – Bilancio consolidato e separato. Il nuovo principio muove dai principi esistenti, individuando nel concetto di controllo il fattore determinante ai fini del consolidamento di una società nel bilancio consolidato della controllante. Il controllo si manifesta se e solo se l’investitore ha contemporaneamente: a) il potere di dirigere le attività rilevanti della partecipata, attraverso diritti di voto e/o accordi contrattuali; b) l’esposizione ai futuri rendimenti della partecipata (dividendi, benefici di natura fiscale,...); c) la capacità di utilizzare il potere sulla società partecipata per influire sui rendimenti della stessa.
- Il principio IFRS 11 “Accordi a controllo congiunto” sostituisce lo IAS 31 “Partecipazioni in Joint Venture” ed il SIC-13 “Imprese a controllo congiunto – Conferimenti in natura da parte dei partecipanti al controllo”. Il nuovo principio stabilisce che, in un accordo di compartecipazione due o più parti detengono il controllo in via congiunta se le decisioni riguardanti le attività rilevanti richiedono il consenso unanime delle parti. L’IFRS 11 individua due tipologie distinte di accordi:
 - una Joint venture (JV) è un accordo nel quale le parti vantano diritti sulle attività nette dell’accordo. Le joint ventures sono valutate con il metodo del patrimonio netto, così come previsto dallo IAS 28 “Partecipazioni in imprese collegate e joint ventures”;
 - una Joint Operation (JO) è un accordo in base al quale i soci non si limitano esclusivamente a partecipare al risultato netto della società, ma esercitano diritti sulle sue attività e hanno obbligazioni per le sue passività. In questo caso si procede al consolidamento integrale delle attività/ricavi su cui il socio esercita tali diritti e delle passività/costi di cui il socio si assume gli obblighi.
- Il principio IFRS 12 “Informazioni aggiuntive su partecipazioni in altre imprese” è un nuovo e completo principio sulle informazioni aggiuntive da fornire su ogni tipologia di partecipazione, ivi incluse quelle su imprese controllate, gli accordi a controllo congiunto, collegate, società a destinazione specifica ed altre società veicolo non consolidate.
- Contestualmente all’introduzione del principio IFRS 10 “Bilancio consolidato” è stato pubblicato lo IAS 27 Revised “Bilancio separato”, che conserva il ruolo di principio generale di riferimento in tema di bilancio separato. Il presente principio si applica nella valutazione delle partecipazioni in imprese controllate, collegate e joint ventures nel bilancio separato della controllante. Le joint ventures, così come le partecipazioni in imprese controllate e collegate, possono essere rilevate nel bilancio separato sia al costo che in base all’IFRS 9 “Strumenti finanziari” (e allo IAS 39 “Strumenti finanziari: rilevazione e valutazione”). Quando una società controllante, in accordo con quanto stabilito dall’IFRS 10 “Bilancio consolidato”, sceglie di non predisporre il bilancio consolidato, nel bilancio separato deve fornire informazioni circa le partecipazioni in imprese controllate, collegate e joint ventures, le sedi principali (e la sede legale se differente) delle loro attività, la percentuale di possesso nelle singole società partecipate e l’informativa riguardante il metodo utilizzato per la loro rilevazione in bilancio.
- A seguito dell’emanazione del principio IFRS 11, lo IAS 28 “Partecipazioni in imprese collegate” è stato emendato per comprendere nel suo ambito di applicazione, dalla data di efficacia del principio, anche le partecipazioni in imprese a controllo congiunto. Lo IAS 28 Revised “Partecipazioni in imprese collegate e joint ventures” stabilisce infatti che, se un’entità esercita controllo in via congiunta o influenza notevole su un altro soggetto, deve rilevare nel bilancio consolidato la propria partecipazione utilizzando il metodo del Patrimonio netto.

Di seguito si riportano gli ulteriori nuovi Principi e Interpretazioni recepiti dalla UE e in vigore a partire dal 1° gennaio 2014:

- In data 16 dicembre 2011 lo IASB ha emesso alcuni emendamenti allo IAS 32 “Strumenti Finanziari: esposizione nel bilancio”, per chiarire l’applicazione di alcuni criteri per la compensazione delle attività e delle passività finanziarie presenti nello IAS 32.
- La modifica dello IAS 36 “Riduzione di valore delle attività”, emessa in data 29 maggio 2013, riguarda i requisiti di informativa previsti in sede di impairment di attività nei casi in cui il valore recuperabile sia determinato sulla base del fair value al netto dei costi di dismissione. L’emendamento in oggetto rimuove i requisiti di informativa in merito al valore recuperabile dell’attività nel caso in cui la CGU (cash generating unit) includa un goodwill o attività immateriali a vita utile indefinita, ma non si sia manifestata una perdita durevole di valore dell’attività stessa. Viene inoltre richiesta informativa riguardante il valore recuperabile di una attività o di una CGU e circa la modalità di calcolo del fair value al netto dei costi di dismissione quando si sia manifestata una perdita durevole di valore dell’attività.
- In data 27 giugno 2013 lo IASB ha pubblicato un emendamento dello IAS 39 “Strumenti finanziari: rilevazione e valutazione” che riguarda la contabilizzazione degli strumenti derivati di copertura in caso di novazione della controparte. Prima dell’introduzione di questa modifica, in caso di novazione degli strumenti derivati designati di copertura, lo IAS 39 richiedeva l’interruzione dell’applicazione della contabilizzazione ai sensi del cash flow hedge assumendo che la novazione comportava la conclusione e l’estinzione dello strumento di copertura preesistente.
- In data 20 maggio 2013 ha emesso l’IFRIC 21 “Tributi”. Questa interpretazione dello IAS 37 “Accantonamenti, passività e attività potenziali”, omologata il 13 giugno 2014, riguarda la contabilizzazione dei tributi che non rientrano nell’ambito di applicazione dello IAS 12 “Imposte sul reddito”. Lo IAS 37 “Accantonamenti, passività e attività potenziali” stabilisce i criteri relativi al riconoscimento di una passività, uno dei quali è rappresentato dalla presenza di una obbligazione presente per l’entità quale risultato di un evento passato. L’interpretazione in esame chiarisce che l’obbligazione che fa sorgere la passività per il tributo da pagare è l’attività descritta nella legislazione dell’attività stessa da cui scaturisce il pagamento del tributo.

PRINCIPI CONTABILI, EMENDAMENTI ED INTERPRETAZIONI NON ANCORA APPLICABILI E NON ADOTTATI IN VIA ANTICIPATA DALLA SOCIETA’

Alla data del presente bilancio gli organi competenti dell’Unione Europea non hanno ancora concluso il processo di omologazione dei seguenti principi contabili.

- 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 deve rilevare le perdite attese sulle proprie attività finanziarie, dove per “perdita” si intende il valore attuale di tutti i futuri mancati incassi, e fornire adeguate informazioni in merito ai criteri di stima utilizzati;
 - le 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° febbraio 2015, riguardano la semplificazione del trattamento contabile delle contribuzioni ai piani a benefici definiti da parte dei dipendenti o di terzi in casi specifici.
- Il 12 dicembre 2013 lo IASB ha emesso un insieme di modifiche agli IFRS (*Annual Improvements to IFRSs – 2010-2012 Cycle* e *Annual Improvements to IFRSs - 2011-2013 Cycle*). 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*.
- 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 incontra 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.
- In 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 2017.
- In 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.
- In data 11 settembre 2014 lo IASB ha emesso un emendamento allo IAS28 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).
- 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*.

Utilizzo di valori stimati

Nell'ambito della redazione del bilancio in conformità agli IFRS le stime e le relative assunzioni si basano sulle esperienze pregresse e su altri fattori considerati ragionevoli nella fattispecie e sono state adottate per definire il valore contabile delle attività e delle passività a cui si riferiscono. Le stime sono state utilizzate per valutare le attività materiali e immateriali sottoposte ad *impairment*, oltre che per rilevare accantonamenti per rischi su crediti, per obsolescenza di magazzino, per gli ammortamenti e per le svalutazioni di attività, benefici ai dipendenti, per la determinazione del *fair value* degli strumenti derivati e delle attività finanziarie disponibili per la vendita, imposte e altri accantonamenti ai fondi rischi. Tali stime e ipotesi sono riviste regolarmente. Le eventuali variazioni derivanti dalla revisione delle stime contabili sono rilevate nel periodo in cui la revisione viene effettuata qualora la stessa interessi solo quel periodo. Nel caso in cui la revisione interessi periodi sia correnti sia futuri, la variazione è rilevata nel periodo in cui la revisione viene effettuata e nei relativi periodi futuri.

III. GESTIONE DEI RISCHI FINANZIARI DI IREN S.p.A.

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.

Di seguito si riporta una sintesi della modalità di gestione dei rischi per quanto riguarda la gestione e il controllo dei rischi derivanti da strumenti finanziari (rischio di liquidità, rischio di cambio, rischio tassi di interesse, rischio di credito).

RISCHIO DI LIQUIDITÀ

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

Nella tabella seguente viene indicato quando è previsto il flusso di cassa in uscita (entro 12 mesi, tra 1 e 5 anni e oltre i 5 anni). I flussi indicati sono flussi di cassa nominali futuri non scontati, determinati con riferimento alle residue scadenze contrattuali, sia per la quota in conto capitale sia per la quota in conto interessi; sono altresì indicati i flussi nominali non scontati inerenti i contratti derivati su tassi di interesse.

Dati al 31/12/2014	Valore contabile	Flussi finanziari contrattuali	migliaia di euro		
			entro i 12 mesi	1-5 anni	Oltre 5 anni
Debiti per mutui e bond (*)	2.324.742	(2.809.423)	(282.704)	(1.159.854)	(1.366.865)
Coperture rischio tasso (**)	38.718	(38.410)	(11.117)	(24.917)	(2.375)

(*) Il valore contabile dei "Debiti per mutui e bond" comprende il valore nominale dei mutui e bond (sia per la quota corrente che per la quota non corrente).

(**) Il valore contabile delle "Coperture rischio tasso" comprende il fair value dei contratti di copertura (sia quelli attivi che quelli passivi).

I flussi finanziari previsti per l'estinzione delle altre passività finanziarie, diverse da quelle verso istituti di credito, non si discostano significativamente dal valore contabile riportato in bilancio.

Per un dettaglio sulle politiche di gestione del rischio di liquidità si rimanda a quanto riportato nelle Note Illustrative del bilancio consolidato inserite nel presente documento di bilancio.

RISCHIO DI TASSO DI INTERESSE

Al fine di consentire una completa comprensione dei rischi di variazione dei tassi di interesse è stata condotta un'analisi di sensitività degli oneri finanziari netti al variare dei tassi di interesse. Tale analisi è stata effettuata, sulla base di presupposti di ragionevolezza, secondo le seguenti modalità:

- una variazione in aumento ed in diminuzione di 100 basis points dei tassi di interesse euribor rilevati nel corso dell'esercizio è stata applicata all'indebitamento finanziario netto;
- in caso sia esistente una relazione di copertura lo shock sui tassi è stato applicato congiuntamente alla posizione debitoria ed al relativo strumento derivato di copertura con un effetto netto a conto economico estremamente contenuto;
- con riferimento ai contratti derivati di copertura esistenti alla data di chiusura dell'esercizio è stata applicata una traslazione in aumento ed in diminuzione di 100 basis points delle curve forward dei tassi di interesse impiegate per la determinazione dei fair value dei contratti stessi.

Nella seguente tabella sono riportati i risultati dell'analisi di sensitività anzi illustrata svolta con riferimento alla data del 31 dicembre 2014.

	Oneri finanziari		Riserva Cash Flow Hedge	
	aumento di 100 bps	diminuzione di 100 bps	aumento di 100 bps	diminuzione di 100 bps
	migliaia di euro			
Sensività dei flussi finanziari (netta)				
Indebitamento finanziario netto (comprensivo dei contratti di copertura)	4.590	(4.288)	-	-
Variazione del fair value				
Contratti di copertura (solo componenti valutative)	(42)	42	14.027	(14.899)
Totale impatto da analisi di sensitività	4.548	(4.246)	14.027	(14.899)

FAIR VALUE

Il fair value è determinato in misura pari alla sommatoria dei flussi finanziari futuri attesi connessi all'attività o passività comprensivi della relativa componente di onere o provento finanziario attualizzati con riferimento alla data di chiusura del bilancio. Il valore attuale dei flussi futuri è stato determinato applicando la curva dei tassi *forward* alla data di chiusura dell'esercizio.

Al fine di fornire un'informativa quanto più possibile esaustiva è stato esposto anche il valore comparativo relativo al precedente esercizio.

Nella tabella seguente, per ogni classe di attività e passività indicate a bilancio è indicato, oltre al valore contabile, il relativo fair value.

Descrizione attività / passività	31/12/2014		31/12/2013	
	Valore contabile	Fair Value	Valore contabile	Fair Value
	migliaia di euro			
Crediti finanziari non correnti vs correlate	1.728.477	1.829.623	1.479.764	1.484.147
Derivati di copertura - Attività a lungo	-	-	-	-
Obbligazioni esigibili oltre 12 mesi (*)	(815.095)	(903.692)	-	-
Debiti finanziari non correnti verso istituti di credito	(1.307.781)	(1.362.254)	-1.756.586	-1.729.572
Derivati di copertura - Passività a lungo	(38.718)	(38.718)	-35.259	-35.259
Mutui quota corrente	(201.866)	(243.631)	-655.331	-699.496
Totale	(634.983)	(718.672)	-967.412	-980.180

(*) il fair value del Put Bond al 31.12.2014 è pari a 196.106 migliaia di euro (188.929 migliaia di euro al 31.12.2013)

Scala gerarchica del fair value

La tabella seguente illustra gli strumenti finanziari contabilizzati al fair value in base alla tecnica di valutazione utilizzata. I diversi livelli sono stati definiti come illustrato di seguito:

- Livello 1: prezzi quotati (non rettificati) su mercati attivi per attività o passività identiche;
- Livello 2: dati di input diversi dai prezzi quotati di cui al Livello 1 che sono osservabili per l'attività o la passività, sia direttamente (come nel caso dei prezzi), sia indirettamente (ovvero derivati dai prezzi);
- Livello 3: dati di input relativi all'attività o alla passività che non sono basati su dati di mercato osservabili (dati non osservabili).

	migliaia di euro			
31/12/2014	Livello 1	Livello 2	Livello 3	Totale
Attività finanziarie disponibili per la vendita				-
Attività finanziarie designate al fair value rilevato a conto economico				-
Investimenti finanziari detenuti per finalità di trading				-
Attività finanziarie derivate		-		-
Totale attività	-	-	-	-
Passività finanziarie derivate		(38.718)		(38.718)
Totale complessivo	-	(38.718)	-	(38.718)

	migliaia di euro			
31/12/2013	Livello 1	Livello 2	Livello 3	Totale
Attività finanziarie disponibili per la vendita				-
Attività finanziarie designate al fair value rilevato a conto economico				-
Investimenti finanziari detenuti per finalità di trading				-
Attività finanziarie derivate		-		-
Totale attività	-	-	-	-
Passività finanziarie derivate		(35.259)		(35.259)
Totale complessivo	-	(35.259)	-	(35.259)

Tutti gli strumenti finanziari di copertura di Iren S.p.A. hanno *fair value* classificabile di livello 2, cioè misurato sulla base di tecniche di valutazione che prendono a riferimento parametri osservabili sul mercato (es. tassi di interesse, prezzi commodities), diversi dalle quotazioni dello strumento finanziario, o comunque che non richiedono un significativo aggiustamento basato su dati non osservabili sul mercato. Si segnala inoltre che non ci sono stati trasferimenti tra i diversi Livelli della scala gerarchica del *fair value*.

RISCHIO DI CREDITO

Iren S.p.A. non è particolarmente soggetta a rischio di credito, in quanto effettua prevalentemente prestazioni professionali a favore delle Società di Primo Livello e controllate, secondo le esigenze da queste manifestate, sulla base di contratti di services stipulati fra le parti.

Per un dettaglio sulle politiche di gestione del rischio di credito si rimanda a quanto riportato nelle Note Illustrative del bilancio consolidato inserite nel presente documento di bilancio.

Gestione del capitale

Le politiche di gestione del capitale del Consiglio di Amministrazione prevedono il mantenimento di un livello elevato di capitale proprio al fine di mantenere un rapporto di fiducia con gli investitori, i creditori ed il mercato, consentendo altresì lo sviluppo futuro dell'attività.

Il Consiglio di Amministrazione monitora il rendimento del capitale ed il livello di dividendi da distribuire ai detentori di azioni ordinarie e ha l'obiettivo di mantenere un equilibrio tra l'ottenimento di maggiori rendimenti tramite il ricorso ad indebitamento e i vantaggi e la sicurezza offerti da una solida situazione patrimoniale.

IV. INFORMATIVA SUI RAPPORTI CON PARTI CORRELATE

Il Consiglio di Amministrazione di IREN, in data 3 dicembre 2013 e con il parere favorevole del Comitato Controllo e Rischi, ha adottato una nuova versione del “Regolamento Interno in materia di operazioni con parti correlate” (di seguito anche “Regolamento OPC”), (già approvato in data 30 novembre 2010 ed emendato in data 6 febbraio 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 IREN 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 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.

Rapporti con soci parti correlate

Iren S.p.A. fornisce una serie di servizi a favore di Finanziaria Sviluppo Utilities S.r.l., veicolo societario attraverso il quale i Comuni di Genova e Torino detengono la partecipazione in Iren S.p.A., nei settori Legale, Amministrazione, Finanza, Fiscale, sulla base di specifici contratti che prevedono una adeguata remunerazione delle prestazioni.

Rapporti con altri soci parti correlate

Gli Amministratori di Iren, in base al “Regolamento Interno in materia di operazioni con parti correlate”, hanno qualificato il Gruppo Intesa San Paolo come parte correlata.

La Società ha rapporti di natura finanziaria con il Gruppo Intesa San Paolo, che riguardano principalmente diverse forme di finanziamento quali mutui, linee di credito e conti correnti. Inoltre è stato affidato a Banca IMI S.p.A. l’incarico di advisor finanziario in un’operazione straordinaria.

Rapporti con società controllate

Services Intercompany - Per sfruttare al meglio le sinergie organizzative emergenti dalla fusione fra IRIDE ed Enia, la configurazione di Iren è stata disegnata sul modello di una Holding, dotata di strutture di staff adeguate a sostenere l’attività di coordinamento del Gruppo, e ad affrontare le più rilevanti problematiche di interesse generale. Pertanto Iren è in grado di fornire prestazioni professionali a favore delle Società di Primo Livello e controllate, secondo le esigenze da queste manifestate, sulla base di contratti di services stipulati fra le parti.

Tutte le attività suddette sono regolate da appositi contratti di servizio improntati a condizioni di mercato.

Gestione finanziaria - Al fine di ottimizzare la struttura e le condizioni di accesso al finanziamento esterno sono state adottate soluzioni organizzative orientate ad una gestione finanziaria accentrata a livello di Gruppo, gestione svolta direttamente da Iren S.p.A..

In tale prospettiva, i finanziamenti sono assunti nei confronti del sistema creditizio in capo ad Iren, con destinazione successiva dei fondi alle Società del Gruppo a sostegno degli investimenti realizzati dalle medesime Società, sulla base di contratti di finanziamento intercompany.

E’ stata approvata la regolamentazione dei rapporti finanziari fra la Capogruppo e le Società di Primo Livello, concernenti sia la gestione accentrata (cash pooling) delle risorse disponibili all’interno del Gruppo per il funzionamento quotidiano (circolante), sia la gestione delle risorse destinate a sostenere gli investimenti a medio/lungo termine. Le condizioni dei contratti intercompany, stipulati sulla base di tale regolamentazione, sono state definite sulla base delle condizioni alle quali la Capogruppo si approvvigiona sul mercato finanziario.

Consolidato fiscale - A partire dall'esercizio 2010 la società Iren S.p.A., ha optato per il regime fiscale del Consolidato domestico di cui agli artt. 117 e seguenti del nuovo TUIR. Detto regime consiste nella determinazione dell'IRES sulla base imponibile di Gruppo corrispondente alla somma algebrica degli imponibili positivi e negativi delle singole società che partecipano al consolidato opportunamente rettificato per le variazioni di consolidamento.

Tutti i rapporti, economici e giuridici, tra le parti sono stati disciplinati da apposito contratto interaziendale tra le società coinvolte e la consolidante Iren S.p.A..

Il nuovo perimetro di consolidamento fiscale, oltre alla consolidante Iren S.p.A., include quindi, senza soluzione di continuità, le seguenti società: AEM Torino Distribuzione, IREN Servizi e Innovazione, IREN Acqua Gas, IREN Mercato, IREN Energia, IREN Gestioni Energetiche, AGA, Mediterranea delle Acque, Immobiliare delle Fabbriche, Nichelino Energia, Eniatel, Tecnoborgo, IREN Ambiente, IREN Ambiente Holding, IREN Emilia, Genova Reti Gas, IREN Rinnovabili, Green Source, Enìa Solaris, Varsi Fotovoltaico, Millenaria Fotovoltaico, Agriren e TLR V .

In particolare, nel suddetto contratto vengono contemplate le modalità di trasferimento del reddito IRES, la remunerazione che ne consegue, nonché gli effetti di eventuali interruzioni del suddetto regime o del mancato rinnovo dello stesso.

La Legge 24 dicembre 2007, n. 244 (Finanziaria 2008), con effetto dal periodo d'imposta 2008, ha radicalmente modificato la disciplina della tassazione di gruppo, sopprimendo tutte le rettifiche di consolidamento previste dall'art. 122 TUIR, abrogando la disciplina relativa ai trasferimenti infragruppo di cui all'art. 123 TUIR e introducendo la possibilità, a determinate condizioni, di portare in deduzione del reddito del consolidato le eccedenze di interessi passivi eventualmente maturate in capo alle società partecipanti per effetto delle nuove disposizioni sulla deducibilità degli interessi passivi di cui all'art. 96 del TUIR.

Per effetto delle modifiche normative il Regolamento in vigore, in conformità a quanto previsto dall'art. 22 dello stesso, è stato redatto salvaguardando i principi sopra enunciati.

A seguito dell'opzione per il consolidato fiscale domestico, a fronte del reddito imponibile conseguito e trasferito alla società consolidante, la consolidata si obbliga a riconoscere alla società consolidante "conguagli per imposte" pari alle imposte dovute sul reddito trasferito al netto dei crediti per IRES trasferiti.

Nel Regolamento vengono inoltre evidenziati gli altri obblighi dei contraenti tra cui quello relativo agli invii di flussi informativi da parte delle consolidate affinché la Consolidante riesca a determinare il Reddito complessivo di gruppo ai fini IRES.

In appositi paragrafi vengono indicate le conseguenze relative all'interruzione anticipata del consolidato, al mancato rinnovo ed alle responsabilità delle parti in caso di errori a loro imputabili ai sensi dell'articolo 127 comma 2 del TUIR.

Con riferimento alle società del gruppo che operano nei settori della produzione, commercializzazione, trasporto o distribuzione del gas naturale o dell'energia elettrica, anche da fonti rinnovabili, si precisa che le stesse (ancora per il 2014, in quanto dal 2015 è stata ritenuta incostituzionale dalla sentenza dell'11 febbraio 2015 della Corte Costituzionale) sono soggette all'addizionale IRES del 6,5%. Detta addizionale deve essere liquidata in modo autonomo da dette società anche se partecipanti al consolidato fiscale.

Opzione per l'IVA di Gruppo - Da un punto di vista procedurale, per l'esercizio 2014, la liquidazione dell'IVA di Gruppo ha comportato il trasferimento in capo alla controllante IREN S.p.A. di tutti gli obblighi relativi alle liquidazioni ed ai versamenti periodici IVA.

Le società che hanno partecipato alla procedura di liquidazione sono, oltre alla capogruppo IREN S.p.A., le seguenti: IREN Energia S.p.A., IREN Servizi e Innovazione S.p.A., IREN Acqua Gas S.p.A., IREN Mercato S.p.A., AEM Torino Distribuzione S.p.A., IREN Gestioni Energetiche S.p.A. (già CAE AMGA Energia S.p.A.), AES Torino S.p.A. (solo per il primo semestre in quanto dal 1° luglio 2014, a seguito della scissione del ramo teleriscaldamento a favore di Iren Energia, non è più parte del gruppo IREN), Genova Reti Gas S.r.l., IREN Ambiente S.p.A., Iren Emilia S.p.A., ENIA Solaris S.p.A., Idrotigullio S.p.A., Mediterranea delle Acque S.p.A. e Nichelino Energia S.r.l., IREN Rinnovabili S.p.A. e TLR Veicolo S.p.A..

Rapporti con gli amministratori

Da ultimo e per ciò che concerne gli amministratori si segnala che non vi sono rapporti, oltre alle cariche ricoperte nelle società del Gruppo. Per le informazioni relative ai compensi si rimanda alla Relazione sulla remunerazione pubblicata ai sensi dell'art. 123-ter del TUF.

V. FATTI DI RILIEVO AVVENUTI DOPO LA CHIUSURA DELL'ESERCIZIO

Interventi di Razionalizzazione organizzativa

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

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

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

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

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

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

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

Finanziamenti Bancari

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

VI. ALTRE INFORMAZIONI

COMUNICAZIONE CONSOB N. DEM/6064293 del 28 luglio 2006

Eventi e operazioni significative non ricorrenti

Nell'esercizio 2014 non si sono verificati eventi e operazioni significative non ricorrenti.

Posizioni o transazioni derivanti da operazioni atipiche e/o inusuali

Si precisa che nel corso del 2014 la società non ha posto in essere operazioni atipiche e/o inusuali, così come definite dalla Comunicazione stessa, secondo la quale le operazioni atipiche e/o inusuali sono quelle operazioni che per significatività/rilevanza, natura delle controparti, oggetto della transazione, modalità di determinazione del prezzo di trasferimento e tempistica dell'accadimento (prossimità alla chiusura dell'esercizio) possono dare luogo a dubbi in ordine: alla correttezza/completezza delle informazioni in bilancio, al conflitto di interessi, alla salvaguardia del patrimonio aziendale, alla tutela degli azionisti di minoranza.

AZIONI PROPRIE

Al 31 dicembre 2014 la società non deteneva azioni proprie.

PUBBLICAZIONE DEL BILANCIO

Il bilancio è stato autorizzato alla pubblicazione dal Consiglio di Amministrazione di Iren nella riunione del 13 marzo 2015. Il Consiglio di Amministrazione ha autorizzato il Presidente, l'Amministratore Delegato ed il Direttore Generale ad apportare al bilancio quelle modifiche che risultassero necessarie od opportune per il perfezionamento della forma nel periodo di tempo intercorrente fino alla data di approvazione da parte dell'Assemblea degli Azionisti.

L'Assemblea degli Azionisti che sarà convocata per l'approvazione del bilancio separato della Capogruppo ha la facoltà di richiedere modifiche al suddetto bilancio separato.

COMPENSI PERCEPITI DA AMMINISTRATORI, SINDACI E DIRIGENTI CON RESPONSABILITÀ STRATEGICHE

Per le informazioni concernenti i compensi di Amministratori, Sindaci e Dirigenti con responsabilità strategiche si rimanda all'apposita Relazione sulla remunerazione pubblicata ai sensi dell'art. 123 – ter del TUF.

VII. INFORMAZIONI SULLA SITUAZIONE PATRIMONIALE - FINANZIARIA

Le tabelle che seguono, ove non diversamente indicato, riportano i dati in migliaia di euro.

ATTIVO

ATTIVITA' NON CORRENTI

NOTA 1_ATTIVITA' MATERIALI

La composizione e la variazione della voce attività materiali viene riportata nella tabella seguente:

	31/12/2013	Incrementi	Ammorta- menti	Dismissioni e altre variazioni	migliaia di euro 31/12/2014
Terreni	278	-	-	-	278
Fabbricati	1.327	-	(85)	-	1.242
Totale	1.605	-		-	1.520

Si ricorda inoltre che non vi sono garanzie d'importo rilevante su cespiti.

NOTA 2_ATTIVITA' IMMATERIALI A VITA DEFINITA

La composizione e la variazione della voce attività immateriali viene riportata nella tabella seguente:

	31/12/2013	Incrementi	Ammorta- menti	Dismissioni e altre variazioni	migliaia di euro 31/12/2014
Diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzazione opere dell'ingegno	367	720	(247)	-	840
Immobilizzazioni in corso	902	4.049		-	4.951
Totale	1.269	4.769	(247)	-	5.791

Diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzo delle opere dell'ingegno

La voce si riferisce principalmente a costi sostenuti nell'esercizio per l'acquisto di un software gestionale. Tale cespite viene ammortizzato in cinque anni.

Immobilizzazioni immateriali in corso

Si tratta di costi sostenuti nel corso dell'esercizio per implementazioni di nuovi software.

NOTA 3_PARTECIPAZIONI IN IMPRESE CONTROLLATE JOINT VENTURE E COLLEGATE

Partecipazioni in imprese controllate

L'elenco delle partecipazioni in imprese controllate al 31 dicembre 2013 è riportato in allegato.

Il totale della voce è composto come riportato nelle seguenti tabelle:

	31/12/2013	Incrementi	Decrementi	31/12/2014
IREN Acqua Gas S.p.A.	581.158			581.158
IREN Ambiente S.p.A.	88.044	147.209		235.253
IREN Ambiente Holding S.p.A.	9.145			9.145
IREN Emilia S.p.A.	341.512		-79.209	262.303
IREN Energia S.p.A.	1.314.398			1.314.398
IREN Mercato S.p.A.	142.065			142.065
Tecnoborgo S.p.A.	186			186
Totale	2.476.508	147.209	-79.209	2.544.508

L'incremento del valore della partecipazione in Iren Ambiente S.p.A. è dovuto:

- alla scissione del ramo raccolta rifiuti dalla controllata Iren Emilia a Iren Ambiente che ha comportato un incremento di Patrimonio netto per Iren Ambiente (79.209 migliaia di euro) e una riduzione di pari importo del patrimonio netto per Iren Emilia;
- al conferimento della partecipazione detenuta da Iren S.p.A. in TRM V a Iren Ambiente S.p.A. (68.000 migliaia di euro).

La riduzione del valore della partecipazione in Iren Emilia S.p.A. è dovuta alla scissione del ramo raccolta rifiuti dalla controllata Iren Emilia a Iren Ambiente.

Si precisa inoltre che le partecipazioni in AMIAT V S.p.A. (0,001 %) e TLR V S.p.A. (0,001%), non riportate in tabella data l'esiguità del relativo valore, sono controllate indirettamente da Iren S.p.A., attraverso le società di primo livello Iren Emilia ed Iren Energia.

La partecipazione in Tecnoborgo è controllata indirettamente per effetto delle quote detenute da Iren Ambiente.

Partecipazioni in imprese collegate

L'elenco delle partecipazioni in imprese collegate al 31 dicembre 2014 è riportato in allegato.

Le variazioni intervenute nel corso dell'esercizio sono riportate nella seguente tabella:

	31/12/2013	Incrementi	Decrementi	Riclassifiche	31/12/2014
Plurigas S.p.A.	240	-		-240	0
TRM V S.p.A.	31.214	35.665	-66.879		0
Totale	31.454	35.665	-66.879	-240	0

Relativamente alla partecipazione in Plurigas si segnala che in data 27 marzo 2013 l'Assemblea dei Soci ha deliberato la messa in liquidazione della società e che dal quarto trimestre 2014 la società non è più

operativa. Pertanto la partecipazione è stata riclassificata tra le attività destinate a cessare. Gli Amministratori di Iren ritengono che al termine della procedura di liquidazione Iren incasserà un importo sostanzialmente pari al pro quota del patrimonio netto della società, significativamente maggiore al valore di carico al 31 dicembre 2014.

L'incremento della partecipazione in TRM V S.p.A. si riferisce all'esercizio dell'opzione di acquisto da F2i Ambiente S.p.A. di una quota pari al 24% della società. Nel mese di settembre del 2014 la partecipazione è stata conferita alla controllata Iren Ambiente S.p.A. ad un valore di 68.000 migliaia di euro realizzando una plusvalenza di 1.121 migliaia di euro.

NOTA 4_ ALTRE PARTECIPAZIONI

Tale voce si riferisce a partecipazioni in società sulle quali Iren S.p.A. non esercita né controllo né influenza notevole. Tali partecipazioni sono state mantenute al costo sostenuto rettificato da eventuali perdite durevoli di valore in quanto non è stato possibile determinare in modo attendibile il loro fair value.

Al 31 dicembre 2014 non sono presenti partecipazioni in altre imprese.

NOTA 5_ ATTIVITA' FINANZIARIE NON CORRENTI

Crediti finanziari non correnti

Il totale della voce, variato rispetto al 31 dicembre 2013 a seguito del nuovo contratto per la gestione accentrata della tesoreria che prevede l'imputazione dei crediti per cash-pooling nella voce "crediti finanziari non correnti", ammonta complessivamente a 1.728.477 migliaia di euro (1.484.945 migliaia di euro al 31 dicembre 2013).

In sintesi il nuovo contratto prevede che il finanziamento sia concesso da Iren nei confronti delle società controllate a copertura del complessivo fabbisogno finanziario, derivante dalle esigenze correnti e di sviluppo future, come previsto dal Budget e dai Piani Industriali.

	migliaia di euro	
	31/12/2014	31/12/2013
Verso controllate e joint venture	462.349	577.443
Per gestione accentrata tesoreria e per cash-pooling	1.265.158	906.532
Verso altre società del gruppo	970	970
Totale	1.728.477	1.484.945

I crediti finanziari verso controllate e joint venture si riferiscono a crediti:

- verso Iren Mercato per 433.000 migliaia di euro (363.000 migliaia di euro al 31 dicembre 2013),
- verso Enia Solaris per 18.000 migliaia di euro (20.000 migliaia di euro al 31 dicembre 2013),
- verso Idrotigullio per 6.349 migliaia di euro (6.508 migliaia di euro al 31 dicembre 2013),
- verso Iren Rinnovabili per 5.000 migliaia di euro (invariato rispetto al 31 dicembre 2013).

Al 31 dicembre 2013 erano presenti inoltre crediti verso Iren Ambiente per 178.435 migliaia di euro, verso Greensource per 4.500 migliaia di euro.

I crediti finanziari verso altre società del gruppo si riferiscono a un finanziamento infruttifero in conto capitale verso la società Nord Ovest Servizi.

NOTA 6_ALTRE ATTIVITA' NON CORRENTI

Sono pari a 10.690 migliaia di euro (10.563 migliaia di euro al 31 dicembre 2013) e sono costituiti da crediti tributari per rimborso Ires a seguito deduzione Irap riferito agli anni 2007/2011 per 10.475 migliaia di euro (10.321 migliaia di euro al 31 dicembre 2013) e da crediti verso il personale per la quota non corrente dei finanziamenti concessi a dipendenti per 216 migliaia di euro (242 migliaia di euro al 31 dicembre 2013).

NOTA 7_ATTIVITÀ PER IMPOSTE ANTICIPATE

Ammontano a 21.630 migliaia di euro (20.030 migliaia di euro al 31 dicembre 2013) e si riferiscono ad imposte differite attive derivanti da componenti di reddito fiscalmente deducibili nei futuri esercizi.

Per ulteriori informazioni si rinvia alla nota del conto economico "Imposte sul reddito", nota 36.

ATTIVITÀ CORRENTI

NOTA 8_CREDITI COMMERCIALI

Il dettaglio è evidenziato nella tabella seguente:

	migliaia di euro	
	31/12/2014	31/12/2013
Verso clienti	209	35
Verso controllate e joint venture	27.701	13.595
Verso collegate	238	271
Verso soci parti correlate	62	31
Verso altre società del gruppo	120	60
Totale	28.330	13.992

Crediti verso clienti

Sono relativi principalmente a crediti per rimborsi spese. Ammontano a 209 migliaia di euro (35 migliaia di euro al 31 dicembre 2013).

Crediti verso imprese controllate e joint venture

I crediti verso controllate e joint venture si riferiscono a normali operazioni commerciali, intrattenute a condizioni di mercato.

Il dettaglio dei crediti commerciali verso società controllate e joint venture è riportato in allegato nei rapporti con parti correlate.

Crediti verso imprese collegate

La voce si riferisce prevalentemente ai compensi reversibili per le cariche ricoperte da dipendenti di Iren nelle società collegate nonché al riaddebito costi assicurativi sostenuti dalla Capogruppo.

Il dettaglio dei crediti verso società collegate è riportato in allegato nei rapporti con parti correlate.

Crediti verso soci parti correlate

I crediti verso soci parti correlate presentano un saldo di 62 migliaia di euro (31 migliaia di euro al 31 dicembre 2013) e si riferiscono a crediti per attività svolte a favore di FSU.

Crediti verso altre società del Gruppo

Ammontano a 120 migliaia di euro (60 migliaia di euro al 31 dicembre 2013) e riguardano crediti verso Tirreno Power per compensi reversibili per le cariche ricoperte da dipendenti di Iren in tale società.

NOTA 9_CREDITI PER IMPOSTE CORRENTI

Ammontano a 5.032 migliaia di euro (non presenti al 31 dicembre 2013) e si riferiscono a crediti per anticipi IRES.

NOTA 10_CREDITI VARI E ALTRE ATTIVITA' CORRENTI

Il dettaglio è evidenziato nella tabella seguente:

	migliaia di euro	
	31/12/2014	31/12/2013
Crediti verso il personale	36	134
Crediti verso controllate per IVA di Gruppo	12.742	10.749
Crediti verso controllate per consolidato fiscale	23.107	18.698
Crediti verso Erario per IVA	0	5.223
Crediti verso altri	1.259	758
Crediti di natura tributaria	112	1.473
Risconti attivi	4.353	2.503
Totale	41.609	39.538

I crediti verso il personale sono costituiti da crediti per finanziamenti concessi a dipendenti, anticipi su pensioni, stipendi e trasferte.

Il Gruppo ha esercitato l'opzione, ai sensi dell'art. 118 del nuovo Tuir, per il Consolidato fiscale di Gruppo che comporta il trasferimento da parte delle società consolidate delle proprie posizioni debitorie/creditorie IRES verso la Consolidante Iren S.p.A..

NOTA 11_ATTIVITA' FINANZIARIE CORRENTI

La scadenza di tutti i crediti finanziari iscritti in questa voce non supera i 12 mesi. Il valore contabile di tali crediti approssima il loro fair value in quanto l'impatto dell'attualizzazione risulta trascurabile.

I crediti finanziari correnti riguardano:

Crediti finanziari verso controllate, joint venture e collegate

Il totale della voce, che dal 31 dicembre 2012, non espone più i crediti per cash-pooling riclassificati nella voce "crediti finanziari non correnti", è suddiviso come riportato nella tabella seguente:

	migliaia di euro	
	31/12/2014	31/12/2013
Per fatture emesse	0	195
Per fatture da emettere	23.642	21.574
Per finanziamenti concessi	409	236
Per gestione accentrata tesoreria e per cash-pooling	0	13.502
Per dividendi da ricevere	0	70.000
Totale	24.051	105.507

La voce relativa ai finanziamenti concessi ammonta a 409 migliaia di euro e si riferisce per 238 migliaia di euro (236 migliaia di euro al 31 dicembre 2013) alla quota a breve del mutuo erogato a favore della controllata Idrotigullio e per 171 migliaia di euro ad un credito verso la banca BRE relativo ad un rimborso di interessi su finanziamento.

Crediti finanziari verso altri

Ammontano a 10 migliaia di euro (109 migliaia di euro al 31 dicembre 2013) e si riferiscono principalmente a risconti attivi di natura finanziaria.

NOTA 12_CASSA E ALTRE DISPONIBILITA' LIQUIDE EQUIVALENTI

La voce cassa e altre disponibilità liquide equivalenti risulta essere così costituita:

	migliaia di euro	
	31/12/2014	31/12/2013
Depositi bancari e postali	18.965	30.794
Denaro e valori in cassa	232	264
Totale	19.197	31.058

Le altre disponibilità liquide equivalenti rappresentano impieghi finanziari a breve termine e ad alta liquidità che sono prontamente convertibili in valori di cassa noti e soggetti ad un irrilevante rischio di variazione.

NOTA 13_ATTIVITÀ DESTINATE A ESSERE CEDUTE

Sono pari a 240 migliaia di euro e si riferiscono alla partecipazione in Plurigas in liquidazione. La partecipazione è stata classificata tra le attività destinate ad essere cedute in quanto nel corso del 2014 si è conclusa l'operatività della società. Al 31 dicembre 2013 la partecipazione era classificata tra le partecipazioni in collegate.

PASSIVO

NOTA 14_PATRIMONIO NETTO

Il patrimonio netto risulta essere così composto:

	migliaia di euro	
	31/12/2014	31/12/2013
Capitale sociale	1.276.226	1.276.226
Riserve e Utili (Perdite) a nuovo	190.584	173.692
Risultato netto del periodo	50.096	86.859
Totale	1.516.906	1.536.777

Capitale sociale

Il capitale sociale ammonta a 1.276.225.677 euro (invariato rispetto al 31 dicembre 2013), interamente versati e si compone di 1.181.725.677 azioni ordinarie del valore nominale di 1 euro ciascuna e di 94.500.000 azioni di risparmio senza diritto di voto del valore nominale di 1 euro ciascuna.

Azioni di risparmio

Le 94.500.000 Azioni di Risparmio Iren, in possesso della Finanziaria Città di Torino, non sono quotate, sono prive di diritto di voto e, salvo il diverso ordine di priorità nella ripartizione dell'attivo netto residuo in caso di scioglimento della società, hanno la stessa disciplina delle azioni ordinarie.

Infine, in caso di cessione le azioni di risparmio saranno convertite automaticamente, alla pari, in azioni ordinarie.

Riserve

Il dettaglio della voce è riportato nella tabella seguente:

	migliaia di euro	
	31/12/2014	31/12/2013
Riserva sovrapprezzo azioni	105.102	105.102
Riserva legale	36.855	32.512
Riserva copertura flussi finanziari	(27.272)	(24.584)
Altre riserve e Utile (perdite) accumulate	75.899	60.662
Totale	190.584	173.692

Riserva coperture di flussi finanziari

Con l'adozione dello IAS 39 la variazione del fair value dei contratti derivati designati come strumenti di copertura efficaci viene contabilizzata in bilancio con contropartita direttamente a patrimonio netto nella riserva di copertura di flussi finanziari. Tali contratti sono stati stipulati per coprire l'esposizione al rischio di oscillazione dei tassi di interesse dei mutui a tasso variabile.

Altre riserve e Utile (perdite) accumulate

Sono composte principalmente dall'avanzo generato dalla fusione per incorporazione di AMGA in AEM Torino e successivamente di Eni in Iride e da utili e perdite portati a nuovo. Nel corso dell'esercizio 2012 si erano ridotte per la perdita portata a nuovo dell'esercizio 2011. Nel corso dell'esercizio 2014 non sono intervenute variazioni di rilievo. Per maggiori dettagli si rimanda al prospetto delle variazioni delle voci di patrimonio netto.

Dividendi

L'Assemblea Ordinaria di Iren S.p.A. ha deliberato il 18 giugno 2014 la distribuzione di un dividendo pari a 0,0523 euro per azione. Il dividendo complessivo pari a 66.747 migliaia di euro è stato messo in pagamento a partire dal giorno 26 giugno 2014.

PASSIVITA' NON CORRENTI

NOTA 15_PASSIVITA' FINANZIARIE NON CORRENTI

Ammontano complessivamente a 2.161.595 migliaia di euro (1.791.845 migliaia di euro al 31 dicembre 2013) e sono composte da:

Obbligazioni

Ammontano a 815.095 migliaia di euro (367.640 migliaia di euro al 31 dicembre 2013) e sono posizioni relative relative:

- Per 156.621 migliaia di euro (157.354 migliaia di euro al 31 dicembre 2013) a due prestiti obbligazionari non convertibili (puttable bonds), emessi nel 2008, con scadenza 2021. Il prestito obbligazionario, della durata complessiva di 13 anni, prevede che, dopo il terzo anno e successivamente ogni due anni, in caso di mancato esercizio da parte delle banche dell'opzione di rimborso alla pari, venga avviato un meccanismo di asta competitiva, per la determinazione di un credit spread per i successivi 2 anni, da applicare ad un tasso fisso già definito. La procedura per la seconda asta è già stata completata a settembre 2013, con la definizione del credit spread per i successivi 2 anni. Sulla base della dinamica dei tassi, si ritiene nulla la probabilità di esercizio dell'opzione di rimborso alla pari alla teorica scadenza di settembre 2015. L'importo si riferisce al valore a costo ammortizzato, in ossequio ai principi IAS;
- Per 658.474 migliaia di euro (210.286 migliaia di euro al 31 dicembre 2013) ad emissioni di Private Placement e Public Bond. Private Placement: a) per complessivi 260 milioni, durata 7 anni, con emissione principale ad ottobre 2013 (intermediata da Mediobanca per 125 milioni) e due successive riaperture a novembre 2013 (intermediata da BNP per 85 milioni) e marzo 2014 (intermediata da BNP per 50 milioni); b) per 100 milioni, durata 5 anni, con emissione a febbraio 2014 (intermediata da Morgan Stanley). Public Bond: a luglio 2014 è stato completato sul mercato Eurobond il collocamento di un'emissione obbligazionaria inaugurale in formato Public Placement per 300 milioni di euro e durata 7 anni (Joint Bookrunner Banca IMI, BNP Paribas, Mediobanca, Morgan Stanley, Unicredit). I prestiti obbligazionari sono stati sottoscritti da investitori istituzionali italiani ed esteri e sono quotati alla Borsa Irlandese. L'importo contabile si riferisce al valore a costo ammortizzato, in ossequio ai principi IAS.

Debiti finanziari non correnti verso istituti di credito

I finanziamenti a medio lungo termine riguardano esclusivamente la quota a lungo dei mutui concessi dagli istituti finanziari ed ammontano a 1.307.781 migliaia di euro (1.388.946 migliaia di euro al 31 dicembre 2013).

I finanziamenti a medio lungo termine possono essere analizzati per regime di tasso (con le rispettive indicazioni di tasso minimo e massimo applicati) e per scadenza, come illustrato nella tabella che segue:

	migliaia di euro		
	a tasso fisso	a tasso variabile	TOTALE
tasso min/max	3,997% - 5,449%	0,262% - 2,972%	
periodo di scadenza	2016-2027	2016-2028	
2016	88.556	60.574	149.130
2017	109.869	44.679	154.548
2018	62.129	281.085	343.214
2019	58.845	81.085	139.930
successivi	429.678	91.281	520.959
Totale debiti 31/12/2014	749.077	558.704	1.307.781
Totale debiti 31/12/2013	824.332	564.614	1.388.946

I finanziamenti sono tutti denominati in euro.

Le movimentazioni dei finanziamenti a medio lungo termine avvenute nel corso dell'esercizio sono qui di seguito riepilogate:

	migliaia di euro				
	31/12/2013				31/12/2014
	Totale debiti	Incrementi	Riduzioni	Rettifica costo ammortizzato	Totale debiti
- a tasso fisso	824.332	-	(75.427)	172	749.077
- a tasso variabile	564.614	300.000	(306.439)	529	558.704
TOTALE	1.388.946	300.000	(381.866)	701	1.307.781

Il totale dei debiti a medio lungo termine al 31 dicembre 2014 risulta in riduzione rispetto al 31 dicembre 2013, per effetto delle seguenti variazioni:

- incrementi per complessivi 300 milioni di euro, a fronte di erogazione di nuovi finanziamenti a medio-lungo termine: Unicredit 75 mil. a luglio e 50 mil. a dicembre, Mediobanca 75 mil. a novembre, a seguito della rinegoziazione di una linea rimborsata anticipatamente, così come con Banca Regionale Europea 100 mil. a dicembre;
- riduzione per complessivi 381.866 migliaia di euro, sia a fronte di rimborsi anticipati per rinegoziazione di finanziamenti con allineamento a condizioni di mercato (Mediobanca 40 mil., BRE 100 mil., Cassa depositi e Prestiti 50 mil.), sia per la riclassificazione a breve termine delle quote dei finanziamenti in scadenza entro i prossimi 12 mesi;
- variazioni di costo ammortizzato per la contabilizzazione ai fini IAS dei finanziamenti.

Altre passività finanziarie

Ammontano a 38.719 migliaia di euro (35.259 migliaia di euro al 31 dicembre 2013) e si riferiscono al fair value dei contratti derivati stipulati da Iren per coprire l'esposizione al rischio di tasso di oscillazione dei tassi di interesse dei mutui a tasso variabile (per il commento si rinvia al paragrafo "Gestione dei rischi finanziari di IREN S.p.A.").

NOTA 16_BENEFICI AI DIPENDENTI

Nel corso dell'esercizio 2014 hanno avuto la seguente movimentazione:

	migliaia di euro
Valore al 31/12/2013	11.475
Obbligazioni maturate per l'attività prestata nel periodo	41
Oneri finanziari	314
Erogazioni dell'esercizio rilasci e prelievi	-
(Utili)/Perdite attuariali	755
Altre variazioni	-
Valore al 31/12/2014	11.956

Le passività per benefici a dipendenti sono costituite da:

Trattamento di fine rapporto (TFR)

Nel corso dell'esercizio 2014 ha avuto la seguente movimentazione:

	migliaia di euro
Valore al 31/12/2013	4.843
Obbligazioni maturate per l'attività prestata nel periodo	-
Oneri finanziari	118
Erogazioni dell'esercizio rilasci e prelievi	-
(Utili)/Perdite attuariali	501
Altre variazioni	-
Valore al 31/12/2014	5.208

Altri benefici

Nel seguito viene presentata la composizione e la movimentazione dell'esercizio per i piani a benefici definiti diversi dal TFR analizzato in precedenza.

Mensilità aggiuntive (premio anzianità)

Il premio anzianità è stato costituito a fronte delle mensilità aggiuntive maturate in occasione del raggiungimento dell'anzianità di servizio necessaria per il minimo pensionabile, nei confronti dei dipendenti in forza alla fine del periodo.

La movimentazione dell'esercizio è riportata nella seguente tabella:

	migliaia di euro
Valore al 31/12/2013	371
Obbligazioni maturate per l'attività prestata nel periodo	15
Oneri finanziari	9
Erogazioni dell'esercizio rilasci e prelievi	-
(Utili)/Perdite attuariali	70
Altre variazioni	-
Valore al 31/12/2014	407

Premio fedeltà

Per i dipendenti che abbiano maturato 25, 30 o 35 anni di servizio, è prevista la corresponsione di un premio di fedeltà pari ad una mensilità della retribuzione quale definita dal Contratto Collettivo Nazionale

di Lavoro in atto al momento del raggiungimento dell'anzianità anzidetta. La movimentazione dell'esercizio è riportata nella seguente tabella:

	migliaia di euro
Valore al 31/12/2013	240
Obbligazioni maturate per l'attività prestata nel periodo	10
Oneri finanziari	6
Erogazioni dell'esercizio rilasci e prelievi	- 30
(Utili)/Perdite attuariali	19
Altre variazioni	-
Valore al 31/12/2014	245

Fondo agevolazioni tariffarie

La Società garantisce ai propri dipendenti, assunti prima del luglio 1996 con contratto elettrico, uno sconto sull'energia elettrica, mentre ai dipendenti assunti con contratto ambiente garantisce una indennità carbone o di riscaldamento. Questi benefici sono riconosciuti, per tutti coloro che ne hanno diritto, oltre che ai dipendenti in servizio, anche ai pensionati e il beneficio dello sconto energia è anche reversibile a favore del coniuge.

La movimentazione dell'esercizio è riportata nella seguente tabella:

	migliaia di euro
Valore al 31/12/2013	5.150
Obbligazioni maturate per l'attività prestata nel periodo	16
Oneri finanziari	160
Erogazioni dell'esercizio rilasci e prelievi	- 210
(Utili)/Perdite attuariali	102
Altre variazioni	-
Valore al 31/12/2014	5.218

Fondo Premungas

Il fondo Premungas è un trattamento pensionistico integrativo che permette al dipendente di raggiungere l'ultima retribuzione percepita al momento della cessazione del rapporto di lavoro; il beneficio viene riconosciuto ai dipendenti assunti con contratto Ferdergasacqua fino al 28 febbraio 1978.

La movimentazione dell'esercizio è riportata nella seguente tabella:

	migliaia di euro
Valore al 31/12/2013	871
Obbligazioni maturate per l'attività prestata nel periodo	-
Oneri finanziari	21
Erogazioni dell'esercizio rilasci e prelievi	- 77
(Utili)/Perdite attuariali	63
Altre variazioni	-
Valore al 31/12/2014	878

Ipotesi attuariali

La valutazione delle passività esposte in precedenza è effettuata da attuari indipendenti.

Si sottolinea che la passività relativa ai programmi a benefici definiti, è determinata sulla base di ipotesi attuariali ed è rilevata per competenza coerentemente alle prestazioni di lavoro necessarie per l'ottenimento dei benefici.

Allo scopo di definire l'ammontare del valore attuale delle obbligazioni si è proceduto alla stima delle future prestazioni che, sulla base di ipotesi evolutive connesse sia allo sviluppo numerico della collettività, sia allo sviluppo retributivo, saranno erogate a favore di ciascun dipendente nel caso di prosecuzione dell'attività lavorativa, pensionamento, decesso, dimissioni o richiesta di anticipazione.

Per la determinazione dell'ammontare dello sconto energia sono state considerate proiezioni attuariali dei probabili sconti sui consumi di energia elettrica che saranno erogati a favore degli attuali pensionati e dei loro coniugi superstiti, nonché degli attuali dipendenti (ed eventuali coniugi superstiti) dopo la cessazione del rapporto di lavoro.

Ai fini della scelta del tasso di sconto adottato nelle valutazioni previste dallo IAS 19, sono stati considerati i seguenti elementi:

- mercato dei titoli di riferimento;
- data di riferimento delle valutazioni;
- durata media prevista delle passività in esame.

La durata media residua delle passività è stata ottenuta come media ponderata delle durate medie residue delle passività relative a tutti i benefici e a tutte le Società del Gruppo.

Le ipotesi di natura economico-finanziaria adottate per le elaborazioni sono le seguenti:

Tasso annuo di attualizzazione	0,72% - 1,49%
Tasso annuo di inflazione	0,60% - 2,00%
Tasso annuo di incremento del costo dell'energia elettrica	0,60% - 2,00%
Tasso annuo incremento TFR	2,40% - 3,00%

In ottemperanza a quanto previsto dallo IAS19 vengono fornite le seguenti informazioni aggiuntive:

- analisi di sensitività per ciascuna ipotesi attuariale rilevante alla fine dell'esercizio, mostrando gli effetti che ci sarebbero stati a seguito delle variazioni delle ipotesi attuariale ragionevolmente possibili a tale data, in termini assoluti;
- indicazione del contributo per l'esercizio successivo;
- indicazione della durata media finanziaria dell'obbligazione per i piani a beneficio definito.

Di seguito si riportano tali informazioni.

	Variazione passività al variare del tasso di attualizzazione		Service cost 2014	Duration del piano
	+0,25%	-0,25%		
TFR	(116)	121	-	9,8
Mensilità Aggiuntive	(10)	10	15	11,2
Premio Fedeltà	-	-	10	7
Agevolazioni tariffarie	(34)	172	16	13,2
Premungas	(18)	19	-	9

NOTA 17_FONDI PER RISCHI ED ONERI

Il dettaglio e la movimentazione sono esposti nella seguente tabella:

	31/12/2013	Incrementi	Decrementi	31/12/2014	Quota corrente
Fondo CIG/CIGS	6.709	-	(2.953)	3.756	-
Fondo Oneri Esodo Personale	-	1.759		1.759	385
Altri fondi	3.782	2.720	(358)	6.144	1.181
Totale	10.491	4.479	(3.311)	11.659	1.566

L'incremento dei fondi per rischi ed oneri si riferisce agli oneri legati all'esodo di una parte del personale dipendente e trae origine dalle risultanze di un accordo fra il Gruppo Iren e le Organizzazioni Sindacali che prevede l'accompagnamento incentivato alla pensione anticipata di una parte dei dipendenti occupati, in fase di concretizzazione mediante adesioni su base volontaria tra i lavoratori del Gruppo potenzialmente interessati. L'operazione si iscrive in un più ampio quadro di riequilibrio professionale e demografico del personale del Gruppo Iren, a fronte di un piano di inserimento di giovani.

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

Lo stanziamento nel presente bilancio è iscritto a conto economico tra i costi del personale (alla voce "altri costi del personale"). Esso rappresenta la corresponsione a favore dei dipendenti interessati al Piano, tramite INPS, di una prestazione di importo pari al trattamento di pensione che spetterebbe in base alle regole vigenti (c.d. isopensione) con versamento all'INPS della contribuzione fino al raggiungimento dei requisiti minimi per il pensionamento (in conformità alla citata legge 92/2012), ed una somma, per ognuno degli interessati, a titolo di una tantum a titolo di incentivazione.

I decrementi sono dovuti principalmente a cartelle esattoriali per contributi per C.I.G.-C.I.G.S. pagate nel corso del 2014.

NOTA 18_PASSIVITA' PER IMPOSTE DIFFERITE

Le passività per imposte differite, pari a 2.477 migliaia di euro (4.376 migliaia di euro al 31 dicembre 2013), sono dovute alle differenze temporanee tra il valore contabile e quello fiscale di attività e passività iscritte in bilancio.

Si segnala inoltre che le imposte differite sono state calcolate applicando le aliquote previste nel momento in cui le differenze temporanee si riverseranno.

Per ulteriori informazioni si rimanda alla nota del conto economico "Imposte sul reddito", nota 36.

NOTA 19_DEBITI VARI – ALTRE PASSIVITA' NON CORRENTI

Tale voce ammonta a 13.554 migliaia di euro (16.738 migliaia di euro al 31 dicembre 2013) e si riferisce a debiti verso le società rientranti nella procedura del consolidato fiscale a titolo di rimborso IRES per istanza IRAP anni 2007 – 2011 per 8.499 migliaia di euro (8.862 migliaia di euro al 31 dicembre 2013) e a debiti verso Equitalia e verso INPS per contributi CIG, CIGS e mobilità per 5.055 migliaia di euro (7.876 migliaia di euro al 31 dicembre 2013).

PASSIVITA' CORRENTI

NOTA 20_PASSIVITA' FINANZIARIE CORRENTI

La scadenza di tutti i debiti finanziari iscritti in questa voce non supera i 12 mesi. Il valore contabile di tali debiti approssima il loro fair value in quanto l'impatto dell'attualizzazione risulta trascurabile.

Le passività finanziarie a breve termine sono così suddivise:

	migliaia di euro	
	31/12/2014	31/12/2013
Debiti finanziari verso istituti di credito	592.473	680.988
Debiti finanziari verso controllate	56.464	119.227
Debiti finanziari verso joint venture	-	-
Debiti finanziari verso soci parti correlate	-	-
Debiti finanziari verso collegate	87	3
Altri debiti finanziari	10	10
Totale	649.034	800.228

Debiti finanziari verso istituti di credito

I debiti verso istituti di credito a breve termine sono così suddivisi:

	migliaia di euro	
	31/12/2014	31/12/2013
Mutui - quota a breve	201.866	655.331
Altri debiti verso banche a breve	378.858	21.344
Ratei e risconti passivi finanziari	11.749	4.313
Totale	592.473	680.988

Debiti finanziari verso controllate

I debiti verso controllate a breve termine sono così suddivisi:

	migliaia di euro	
	31/12/2014	31/12/2013
Per fatture da ricevere	2	35
Per cash-pooling	56.462	119.192
Totale	56.464	119.227

Debiti finanziari verso collegate

Ammontano a 87 migliaia di euro (3 migliaia di euro al 31 dicembre 2013) e riguardano debiti verso la società Valle Dora Energia.

Debiti finanziari verso altri

Ammontano a 10 migliaia di euro (10 migliaia di euro al 31 dicembre 2013) e riguardano debiti verso Monte Titoli.

NOTA 21_DEBITI COMMERCIALI

La scadenza di tutti i debiti commerciali non supera i 12 mesi. Il valore contabile di tali debiti approssima il loro fair value in quanto l'impatto dell'attualizzazione risulta trascurabile.

	migliaia di euro	
	31/12/2014	31/12/2013
Debiti verso fornitori	13.429	10.511
Debiti verso società controllate	6.262	2.190
Debiti verso società collegate	1	1
Debiti verso soci parti correlate	0	-
Debiti verso altre società del Gruppo	333	114
Totale	20.025	12.816

NOTA 22_DEBITI VARI E ALTRE PASSIVITA' CORRENTI

La scadenza di tutti i debiti iscritti in questa voce non supera i 12 mesi. Il valore contabile di tali debiti approssima il loro fair value in quanto l'impatto dell'attualizzazione risulta trascurabile.

	migliaia di euro	
	31/12/2014	31/12/2013
Debiti verso istituti di previdenza e di sicurezza sociale	6.411	2.037
Debiti verso controllate per consolidato fiscale	14.144	875
Debiti verso controllate per IVA di gruppo	5.781	15.565
Debiti IVA	6.841	-
Debiti IRPEF	984	976
Debiti verso il personale	4.108	3.549
Altri debiti	5.611	1.562
Totale	43.880	24.564

I debiti verso istituti di previdenza sono rappresentati principalmente dalla rateizzazione dei debiti per CIG e CIGS.

Il Gruppo ha esercitato l'opzione, ai sensi dell'art. 118 del nuovo Tuir, per il Consolidato fiscale di Gruppo che comporta il trasferimento da parte delle società consolidate delle proprie posizioni debitorie/creditorie IRES verso la Consolidante Iren S.p.A..

NOTA 23_DEBITI PER IMPOSTE CORRENTI

Non presenti al 31 dicembre 2014. Al 31 dicembre 2013 erano pari a 7.267 migliaia di euro e si riferivano a debiti tributari per IRES.

NOTA 24_FONDO RISCHI – QUOTA CORRENTE

La voce ammonta a 1.566 migliaia di euro (non presenti al 31 dicembre 2013). Per maggiori dettagli si rimanda alla nota 17 Fondi per rischi ed oneri.

POSIZIONE FINANZIARIA

L'indebitamento finanziario netto, calcolato come differenza tra i debiti finanziari a breve, medio e lungo termine e le attività finanziarie a breve, medio e lungo termine, è composto come riportato nella tabella seguente:

	migliaia di euro	
	31/12/2014	31/12/2013
Attività finanziarie a medio e lungo termine	(1.728.477)	(1.484.945)
Indebitamento finanziario a medio e lungo termine	2.161.595	1.791.845
Indebitamento finanziario netto a medio e lungo termine	433.118	306.900
Attività finanziarie a breve termine	(43.257)	(136.674)
Indebitamento finanziario a breve termine	649.034	800.228
Indebitamento finanziario netto a breve termine	605.777	663.554
Indebitamento finanziario netto	1.038.895	970.454

Dettaglio Posizione Finanziaria Netta verso parti correlate

Le attività finanziarie a medio lungo termine pari a 1.728.477 migliaia di euro sono relative a finanziamenti e rapporti di tesoreria accentrata e cash-pooling verso le società controllate per 1.704.507 migliaia di euro e a finanziamenti verso jointventure e società collegate per 23.970 migliaia di euro.

L'indebitamento finanziario a lungo termine per 100.092 migliaia di euro si riferisce a rapporti verso il Gruppo Intesa Sanpaolo ed è relativo a finanziamenti concessi.

Le attività finanziarie a breve termine sono relative per 23.075 migliaia di euro a fatture da emettere verso controllate e per 534 migliaia di euro a crediti verso joint venture per fatture da emettere.

Le passività finanziarie a breve termine per 200.198 migliaia di euro si riferiscono a debiti finanziari verso le società controllate per interessi passivi su movimenti finanziari e per rapporti di tesoreria accentrata e cash-pooling e a debiti verso il Gruppo Intesa Sanpaolo per finanziamenti.

Per un maggiore dettaglio si rimanda alle tabelle in allegato sui rapporti con parti correlate.

Si riporta di seguito la posizione finanziaria netta secondo la struttura proposta dalla raccomandazione CESR del 10 luglio 2005 che non include le attività finanziarie a lungo termine.

	migliaia di euro	
	31/12/2014	31/12/2013
A. Cassa	(19.197)	(31.058)
B. Altre disponibilità liquide (dettagli)		-
C. Titoli detenuti per la negoziazione		-
D. Liquidità (A) + (B) + (C)	(19.197)	(31.058)
E. Crediti finanziari correnti	(24.060)	(105.616)
F. Debiti bancari correnti	390.608	25.657
G. Parte corrente dell'indebitamento non corrente	201.866	655.331
H. Altri debiti finanziari correnti	56.560	119.240
I. Indebitamento finanziario corrente (F) + (G) + (H)	649.034	800.228
J. Indebitamento finanziario corrente netto (I) + (E) + (D)	605.777	663.554
K. Debiti bancari non correnti	1.307.781	1.388.946
L. Obbligazioni emesse	815.095	367.640
M. Altri debiti non correnti	38.719	35.259
N. Indebitamento finanziario non corrente (K) + (L) + (M)	2.161.595	1.791.845
O. Indebitamento finanziario netto (J) + (N)	2.767.372	2.455.399

VIII. INFORMAZIONI SUL CONTO ECONOMICO

Le tabelle che seguono, ove non diversamente indicato, riportano i dati in migliaia di euro.

RICAVI

NOTA 25_RICAVI PER BENI E SERVIZI

Sono costituiti da ricavi per prestazioni di servizi e sono composti come indicato nella tabella seguente:

	migliaia di euro	
	Esercizio 2014	Esercizio 2013
Servizi a controllate e collegate	13.926	10.418
Servizi a soci parti correlate e altre società	219	28
Totale	14.145	10.446

I ricavi per prestazioni di servizio a soci parti correlate riguardano prestazioni a favore di FSU per 28 migliaia di euro (invariato rispetto al 31 dicembre 2014) e ricavi verso società terze per 191 migliaia di euro.

I ricavi per prestazioni di servizi a controllate e partecipate si riferiscono alle prestazioni di servizi amministrativi e tecnici forniti sulla base di un apposito contratto. Per maggiori dettagli si rimanda alle tabelle riportate negli allegati sui rapporti con parti correlate.

NOTA 26_ALTRI PROVENTI

Gli altri proventi riguardano:

	migliaia di euro	
	Esercizio 2014	Esercizio 2013
Ricavi esercizi precedenti	587	943
Plusvalenze su dismissioni patrimoniali	0	-
Rimborsi vari	4.373	3.038
Totale	4.960	3.981

I ricavi da esercizi precedenti derivano principalmente dalla consuntivazione definitiva di partite pregresse in riferimento a stime effettuate nei precedenti esercizi e a rettifiche di fatturazioni relative ad anni precedenti.

I rimborsi diversi si riferiscono ai compensi reversibili per amministratori, dipendenti di Iren, in società del gruppo e al riaddebito dei costi relativi al personale distaccato presso società controllate.

COSTI

NOTA 27_COSTI MATERIE PRIME, SUSSIDIARIE, DI CONSUMO E MERCI

Ammontano a 11 migliaia di euro (10 migliaia di euro nell'esercizio 2013) e si riferiscono principalmente ad acquisti di materiale di cancelleria.

NOTA 28_PRESTAZIONI DI SERVIZI E GODIMENTO BENI DI TERZI

I costi per prestazioni di servizi sono dettagliati nella tabella seguente:

	migliaia di euro	
	Esercizio 2014	Esercizio 2013
Prestazioni professionali	4.105	2.611
Compensi e rimborsi spese ai sindaci	128	135
Servizi da controllate e società del Gruppo	6.316	3.483
Assicurazioni	419	300
Trasferte del personale, formazione, mensa	639	717
Spese bancarie e postali	1.723	1.865
Spese di pubblicità e rappresentanza	200	248
Forniture di energia elettrica da Iren Mercato	49	12
Altri costi per servizi	4.181	1.013
Totale	17.760	10.384

I costi per godimento beni di terzi ammontano a 738 migliaia di euro (692 migliaia di euro nell'esercizio 2013) e comprendono noleggi di automezzi e affitti vari.

NOTA 29_ONERI DIVERSI DI GESTIONE

Gli oneri diversi di gestione sono dettagliati nella tabella seguente:

	migliaia di euro	
	Esercizio 2014	Esercizio 2013
Quote associative	1.015	938
Imposte e tasse	631	626
Erogazioni liberali	1.550	1.510
Costi relativi ad esercizi precedenti	2.954	558
Imposte e tasse relative ad esercizi precedenti	0	5
Altri oneri diversi di gestione	547	148
Totale	6.697	3.785

Le erogazioni liberali riguardano principalmente i contributi corrisposti al Teatro Regio di Torino e al Teatro Carlo Felice di Genova.

I costi relativi ad esercizi precedenti riguardano principalmente differenze su stime.

NOTA 30_COSTI PER LAVORI INTERNI CAPITALIZZATI

I costi per lavori interni capitalizzati ammontano a 585 migliaia di euro (370 migliaia di euro nell'esercizio 2013).

NOTA 31_COSTO PER IL PERSONALE

I costi per il personale sono così dettagliati:

	migliaia di euro	
	Esercizio 2014	Esercizio 2013
Salari e stipendi	14.307	14.466
Oneri previdenziali e assistenziali	4.544	4.257
Oneri per programmi a benefici definiti - Altri piani a benefici definiti	42	40
Altri costi del personale	4.566	1.766
Compensi agli amministratori	660	704
Totale	24.119	21.233

Negli altri costi del personale è compreso l'importo relativo allo stanziamento del fondo per oneri legati all'incentivo all'esodo. Gli altri costi del personale comprendono inoltre i contributi ai circoli aziendali ai fini assistenziali e ricreativi, il contributo al Fondo Assistenza Sanitaria Integrativa, l'assicurazione infortuni extra-lavoro, la quota TFR e i contributi a carico del datore di lavoro destinati ai fondi pensione integrativi.

Il numero medio dei dipendenti ed il numero all'inizio ed alla fine del periodo sono riportati nella seguente tabella:

	31/12/2014	31/12/2013	Media dell'esercizio
Dirigenti	20	20	20
Quadri	54	53	53
Impiegati	180	188	183
Totale	254	261	256

NOTA 32_AMMORTAMENTI

Gli ammortamenti per immobilizzazioni materiali ammontano a 85 migliaia di euro (invariati rispetto all'esercizio 2013) e si riferiscono all'ammortamento dei fabbricati di proprietà della società. Gli ammortamenti per immobilizzazioni immateriali ammontano a 247 migliaia di euro (102 migliaia di euro nell'esercizio 2013).

NOTA 33_ACCANTONAMENTI E SVALUTAZIONI

Gli accantonamenti ammontano a 2.582 migliaia di euro (794 migliaia di euro nell'esercizio 2013), riferiti al fondo rischi (732 migliaia di euro nell'esercizio 2013). Il dettaglio della consistenza e della movimentazione dei fondi rischi è riportato nel commento della voce "Fondi per rischi e oneri" della Situazione Patrimoniale-finanziaria.

NOTA 34_GESTIONE FINANZIARIA

Proventi finanziari

Il dettaglio dei proventi finanziari è riportato nella tabella seguente:

	migliaia di euro	
	Esercizio 2014	Esercizio 2013
Proventi da partecipazioni	102.566	131.562
Interessi attivi bancari	106	49
Interessi attivi verso società del Gruppo	72.583	65.541
Interessi attivi per contratti derivati di copertura rischio tasso	13	35
Utili attuariali nella valutazione dei benefici ai dipendenti	0	-
Variazione fair value contratti derivati	0	15
Variazione fair value partecipazioni	-	-
Altri proventi finanziari	149	187
Totale	175.417	197.389

Per ulteriori informazioni si rimanda alla nota 3 Partecipazioni in imprese controllate, joint venture e collegate.

Oneri finanziari

Il dettaglio degli oneri finanziari è riportato nella tabella seguente:

	migliaia di euro	
	Esercizio 2014	Esercizio 2013
Interessi passivi verso il sistema bancario per mutui	92.186	76.656
Interessi passivi verso il sistema bancario per aperture di credito	2.162	4.431
Interessi passivi per contratti derivati di copertura rischio tasso	13.806	17.615
Interessi verso controllate	97	156
Oneri finanziari verso soci parti correlate	-	-
Benefici ai dipendenti	313	331
Oneri finanziari per attualizzazione fondo rischi	-	-
Oneri finanziari su contratti derivati	28	-
Perdita attuariale nella valutazione benefici ai dipendenti	19	17
Altri oneri finanziari	789	89
Totale	109.400	99.295

Il dettaglio degli oneri finanziari per benefici ai dipendenti è riportato nella nota di commento "Benefici ai dipendenti" della Situazione Patrimoniale-finanziaria.

NOTA 36_IMPOSTE SUL REDDITO

Le imposte sul reddito ammontano a 16.628 migliaia di euro (11.054 migliaia di euro nell'esercizio 2013) e sono composte come riportato di seguito:

- imposte correnti, positive per 14.159 migliaia di euro (15.016 migliaia di euro nell'esercizio 2013);
- imposte anticipate e differite nette positive per 2.148 migliaia di euro (negative per 1.796 migliaia di euro nell'esercizio 2013);
- imposte esercizi precedenti positive per 321 migliaia di euro (negative per 2.166 migliaia di euro nell'esercizio 2013), relative ad imposte correnti.

La Finanziaria 2008 ha modificato all'art. 96 del TUIR la disciplina degli interessi passivi prevedendo che gli stessi siano deducibili nel limite del 30% del Reddito Operativo Lordo (ROL), con possibilità di riporto agli esercizi successivi delle eventuali eccedenze di interessi passivi in deducibili e, in caso di adesione alla tassazione di gruppo, con facoltà di compensazione di tali eccedenze con eventuali eccedenze di ROL maturate da altre società del gruppo.

Con riferimento ad Iren S.p.A., la nuova disciplina di cui all'art. 96 del TUIR ha comportato, per il 2014, la formazione di eccedenze di interessi passivi in deducibili per 36.549 migliaia di euro che, tuttavia, grazie all'adesione di Iren alla tassazione di gruppo ed in forza degli accordi di tassazione consolidata in essere, la società ha potuto compensare integralmente con le eccedenze di ROL maturate a livello di Gruppo, con un conseguente beneficio, in termini di minori imposte IRES, per 10.051 migliaia di euro.

Va precisato che, in forza degli accordi di tassazione consolidata, nessuna remunerazione è dovuta dalle società con eccedenze di interessi passivi in deducibili alle società del gruppo che hanno ceduto le eccedenze di ROL.

Il seguente prospetto mostra la riconciliazione tra l'aliquota ordinaria e l'aliquota effettiva IRES. La riconciliazione tra l'aliquota ordinaria e l'aliquota effettiva IRAP non risulta significativa.

Nello schema sono inserite solo le imposte correnti e non quelle differite. Pertanto le variazioni apportate all'imposta teorica riguardano sia le variazioni temporanee che definitive.

Prospetto IRES

	<u>Esercizio 2014</u>	<u>Esercizio 2013</u>
A Risultato prima delle imposte	33.469	75.806
B Onere fiscale teorico (aliquota 27,5%)	9.204	20.847
C Differenze temporanee tassabili in esercizi successivi	-	-
D Differenze temporanee deducibili in esercizi successivi	5.909	2.394
<i>Compenso revisori e amministratori</i>	137	164
<i>Ammortamenti, minusvalenze e plusvalenze</i>	85	23
<i>Acc. Fondi e interessi passivi</i>	5.687	2.208
<i>Altro</i>		
E Rigiro differenze temporanee da esercizi precedenti	4.482	(74.238)
<i>Dividendi non incassati nell'esercizio</i>		(66.549)
<i>Utilizzo fondi</i>	(3.500)	(10.090)
<i>Compenso revisori amministratori</i>	(154)	(586)
<i>Altro</i>	8.136	2.987
F Differenze che non si riverseranno negli esercizi successivi	(95.347)	(58.567)
<i>Quota non imponibile dei dividendi (95%) incassati al 31/12</i>	(97.438)	(58.567)
<i>sopravvenienze attive passive</i>	-	-
<i>Altre</i>	2.090	
G Imponibile fiscale (A+C+D+E+F)	(51.488)	(54.605)
H Imposte correnti sull'esercizio	(14.159)	(15.016)
I Aliquota	-42%	-20%

Nel corso dell'esercizio in chiusura, IREN SPA ha definito mediante l'istituto dell'accertamento con adesione, in contraddittorio con la Direzione Provinciale dell'Agenzia delle Entrate di Reggio Emilia, relativamente alle annualità d'imposta 2009-2011 i rilievi in materia di IRES ed IVA derivanti dal Processo Verbale di Costatazione notificato alla Società in data 24 luglio 2014. In particolare, i principali rilievi emersi nel Processo Verbale di Costatazione riguardano:

- relativamente all'IRES, indebita deduzione in unica soluzione di costi di consulenze per formazione, per operazioni di riorganizzazione aziendale, per il sistema informativo iscritti in Conto Economico, considerati, invece, dall'Ufficio accertatore oneri pluriennali. Al riguardo, per completezza si precisa

che il rilievo non pone in discussione la legittimità della deduzione dei costi di consulenza iscritti in conto economico, ma unicamente la modalità di ripartizione fiscale in più esercizi di detti oneri.

- relativamente all'IVA, indebita detrazione IVA per rideterminazione pro-rata di detraibilità IVA derivante dalla procedura di ripartizione dei costi promiscui ex art. 36 DPR 63/72. In merito, si specifica che il rilievo dell'ufficio accertatore trae origine da una differente interpretazione del disposto normativo e non da errori o omissioni delle società.

Recupero degli aiuti di stato

Con riferimento alla questione del recupero degli aiuti di stato, ampiamente illustrata nelle note del bilancio al 31 dicembre 2013 ed esercizi precedenti, non vi sono aggiornamenti nell'esercizio 2014.

NOTA 37_ ALTRE COMPONENTI DI CONTO ECONOMICO COMPLESSIVO

La voce si riferisce:

- alla variazione negativa dei derivati stipulati come copertura sulla variazione dei tassi di interesse per 3.707 migliaia di euro (positiva per 20.727 migliaia di euro al 31 dicembre 2013);
- alle perdite attuariali relative ai piani per benefici ai dipendenti successivi al rapporto di lavoro per 737 migliaia di euro (984 migliaia di euro al 31 dicembre 2013);
- al complessivo effetto fiscale positivo per 1.222 migliaia di euro (negativo per 7.950 migliaia di euro al 31 dicembre 2013).

IX. GARANZIE E PASSIVITA' POTENZIALI

L'ammontare delle garanzie personali prestate è pari a 440.653 migliaia di euro (514.660 migliaia di euro al 31 dicembre 2013) da suddividersi in:

- 36.376 migliaia di euro di garanzie fidejussorie bancarie ed assicurative prestate a Enti vari. Tra queste, si evidenziano in particolare garanzie prestate a favore di:

- Comune di Torino per 27.476 migliaia di euro come garanzia definitiva procedura di gara
- AMIAT/TRM;
- REAM Sgr S.p.A. per 2.318 migliaia di euro a garanzia dei futuri canoni di locazione degli immobili conferiti al fondo immobiliare denominato Fondo Core Multiutilities;
- FCT Holding per 2.000 migliaia di euro come garanzia definitiva procedura di gara AMIAT/TRM;
- Agenzia delle Entrate per 1.390 migliaia di euro a garanzia rimborsi annuali iva

- 349.106 migliaia di euro di garanzie prestate per conto di Società controllate, principalmente a garanzia di affidamenti bancari e per l'operatività delle stesse (in prevalenza contratti commerciali/Parent Company Guarantee per conto Iren Mercato Spa).

- 55.171 migliaia di euro di garanzie prestate per conto di Società collegate, relativi principalmente alla società collegata Sinergie Italiane.

Si segnala che gli importi più rilevanti, relativi alle garanzie prestate per conto di società collegate, attengono alla società collegata Sinergie Italiane (in particolare riguardano garanzie per affidamenti bancari e patronage per complessivi 34.333 migliaia di euro alla data del 31.12.2014 contro i 57.167 migliaia di euro al 31.12.2013). I liquidatori hanno condotto a termine i principali contratti di approvvigionamento e dal 1° ottobre 2012 l'attività operativa della società + quindi unicamente costituita dall'acquisto di gas a lungo termine dal fornitore russo Gazprom e dalla vendita dello stesso ai soci o loro controllate, tra i quali Iren Mercato. Di conseguenza si è realizzato il progressivo rientro dell'esposizione finanziaria della società con la conseguente riduzione degli obblighi di garanzia dei soci. Di rilievo anche i 3.834 migliaia di euro prestati a garanzia mutuo Mestni.

Si segnala infine che Iren S.p.A., in qualità di socio di AES S.p.A., ha sottoscritto un contratto di opzione put a supporto di un finanziamento bancario stipulato da AES S.p.A.

Il fair value di tale strumento risulta essere prossimo a zero poiché gli eventi che ne regolano l'esercizio risultano essere altamente improbabili.

X. ALLEGATI AL BILANCIO SEPARATO

ELENCO DELLE PARTECIPAZIONI

PROSPETTO DI PATRIMONIO NETTO CON INFORMAZIONI AGGIUNTIVE

PROSPETTO DI RILEVAZIONE DELLE IMPOSTE ANTICIPATE E DIFFERITE

RAPPORTI CON PARTI CORRELATE ANNO 2014

RICONCILIAZIONE PROSPETTI DI BILANCIO IAS/IFRS CON I PROSPETTI DI BILANCIO RICLASSIFICATI

CORRISPETTIVI ALLA SOCIETA' DI REVISIONE

ELENCO DELLE PARTECIPAZIONI

Società	Sede	Valuta	Capitale sociale	% possesso
CONTROLLATE				
Iren Acqua Gas S.p.A.	Genova	Euro	386.963.511	100,00
Iren Ambiente Holding S.p.A.	Piacenza	Euro	1.000.000	100,00
Iren Ambiente S.p.A.	Piacenza	Euro	63.622.002	100,00
Iren Emilia S.p.A.	Reggio Emilia	Euro	196.832.103	100,00
Iren Energia S.p.A.	Torino	Euro	918.767.148	100,00
Iren Mercato S.p.A.	Genova	Euro	61.356.220	100,00
Tecnoborgo S.p.A.	Piacenza	Euro	10.379.640	0,50
TLR V. S.p.A.	Torino	EUR	120.000	0,001
AMIAT V S.p.A.	Torino	Euro	1.000.000	0,0008
COLLEGATE				
Plurigas (**)	Milano	Euro	800.000	30,00

(**) società in liquidazione classificata tra le attività destinate ad essere cedute

PROSPETTO DI PATRIMONIO NETTO CON INFORMAZIONI AGGIUNTIVE

Natura/Descrizione	Importi in euro		
	31/12/2014	31/12/2013	31/12/2012
CAPITALE	1.276.225.677	1.276.225.677	1.276.225.677
RISERVA DI CAPITALE			
Riserva da sovrapprezzo azioni (1)	105.102.206	105.102.206	105.102.206
Avanzo di fusione	56.792.947	56.792.947	56.792.947
RISERVA DI UTILI			
Riserva legale	36.854.896	32.511.926	28.996.367
Altre riserve:			
Riserva straordinaria	20.107.045	4.337.223	4.288.198
Riserva di conferimento	-	-	-
Riserva Fair Value	-	-	-
Altre riserve libere in sospensione d'imposta	1.402.976	1.402.976	1.402.976
Riserva hedging	(27.271.529)	(24.584.160)	(37.090.146)
Riserva attuariale IAS 19	(2.404.810)	(1.870.758)	(1.157.319)
Utili/perdite portati a nuovo	-	-	-
TOTALE	1.466.809.408	1.449.918.037	1.434.560.906
Quota non distribuibile	1.418.182.779	1.413.839.809	1.410.324.250
Residua quota distribuibile	48.626.629	36.078.228	24.236.656

(1) Distribuibile ai soci dopo che la riserva legale ha raggiunto un quinto del capitale sociale

LEGENDA:

- A: per aumento di capitale
- B: per copertura perdite
- C: per distribuzione ai soci

31/12/2011 Rideterminato	Possibilità di utilizzo	Quota disponibile	Importi in euro	
			Riepilogo delle utilizzazioni fatte nei tre precedenti esercizi	
			Per copertura perdite	Per altre ragioni
1.276.225.677	B	1.276.225.677		
105.102.206	A, B	105.102.206		
56.792.947	A, B, C	56.792.947		
28.996.367	B	36.854.896		
13.324.099	A, B, C	20.107.045		9.035.902
7.555.032	A, B, C	-		7.555.032
-	A, B	-		
94.952.422	A, B, C	1.402.976	93.549.446	
(25.910.916)		(27.271.529)		
250.789		(2.404.810)		
(36.506.746)	A, B, C	-		
1.520.781.877		1.466.809.408		
1.410.575.039		1.418.182.779		
110.206.838		48.626.629		

PROSPETTO IMPOSTE ANTICIPATE E DIFFERITE

	2014			
	differenze			
	iniziale	formazione	riversamento	residuo
<u>Imposte anticipate</u>				
Compenso amministratori	73	94	64	103
Compenso revisori	91	91	91	91
Fondo rischi IRES IRAP	1.431	1.980	98	3.313
Fondo rischi IRES	7.122	1.789	2.954	5.957
Fondi personale	4.195	95	287	4.003
Fondo personale	2.056	396	33	2.419
Ammortamenti eccedenti	221	85	-	306
Altro	23.948	4	-	23.952
Strumenti derivati	31.788	-	-	31.788
Fondo TFR	1.941	620	72	2.489
Costi pluriennali	-	228	-	228
Totale imponibili/imposte anticipate	72.866	5.382	3.599	74.649
<u>Imposte differite</u>				
Ammortamenti eccedenti IRES	506	-	-	506
Ammortamenti eccedenti IRAP	467	-	-	467
Fondo svalutazione crediti	44	-	-	44
Dividendi non incassati	3.500	-	3.500	-
Plusvalenze cessione cespiti IRES	9.379	-	3.404	5.975
Adeguamento fondo TFR	464	-	-	464
Ammortamento pregresso terreni/fabbricati	760	-	-	760
Strumenti derivati	887	-	-	887
Fondo rischi	37	-	-	37
Totale imponibile/imposte differite	16.044	-	6.904	9.140
<u>PERDITE FISCALI</u>				
Imposte anticipate (differite) nette	56.822	5.382	(3.305)	65.510

migliaia di euro

2014				
imposte				
imposte a CE	imposte a PN	IRES	IRAP	totale
8	-	28	-	28
-	-	25	-	25
608	-	1.213	212	1.425
(320)	-	1.638	-	1.638
(3)	19	96	-	96
(15)	45	1.670	-	1.670
23	-	84	-	84
1	-	6.074	81	6.155
-	1.019	9.761	-	9.761
13	138	685	-	685
63	-	63	-	63
-	-	-	-	-
378	1.221	21.337	293	21.630
-	-	139	-	139
-	-	-	22	22
-	-	12	-	12
(963)	-	-	-	-
(936)	-	1.643	-	1.643
-	-	128	-	128
-	-	209	37	246
-	-	276	-	276
-	-	10	2	12
-	-	-	-	-
(1.899)	-	2.417	60	2.477
-	-	-	-	-
-	-	-	-	-
-	-	-	-	-
2.277	1.221	18.920	233	19.153

PROSPETTO IMPOSTE ANTICIPATE E DIFFERITE

	2013			
	differenze			
	iniziale	formazione	riversamento	residuo
<u>Imposte anticipate</u>				
Compenso amministratori	607	73	607	73
Compenso revisori	485	91	485	91
Fondo rischi IRES IRAP	1.431			1.431
Fondo rischi IRES	16.335	694	9.907	7.122
Fondi personale	4.584	48	437	4.195
Fondo personale	1.119	937	-	2.056
Ammortamenti eccedenti	199	22	-	221
Altro	22.973	975	-	23.948
Strumenti derivati	52.515	-	20.727	31.788
Fondo TFR	1.554	387	-	1.941
Totale imponibili/imposte anticipate	101.802	3.227	32.163	72.866
<u>Imposte differite</u>				
Ammortamenti eccedenti IRES	506	-	-	506
Ammortamenti eccedenti IRAP	467	-	-	467
Fondo svalutazione crediti	44	-	-	44
Dividendi non incassati	3.905	3.500	3.905	3.500
Plusvalenze cessione cespiti IRES	12.366	-	2.987	9.379
Adeguamento fondo TFR	615	-	151	464
Ammortamento pregresso terreni/fabbricati	760	-	-	760
Strumenti derivati	887	-	-	887
Fondo rischi	37	-	-	37
Totale imponibile/imposte differite	19.587	3.500	7.044	16.044
<u>PERDITE FISCALI</u>				
Imposte anticipate (differite) nette	82.215	(273)	25.120	56.822

migliaia di euro

2013				
imposte				
imposte a c/eco	imposte a PN	IRES	IRAP	totale
(147)	-	20	-	20
(109)	-	25	-	25
355	-	695	122	817
(2.534)	-	1.958	-	1.958
(20)	33	80	-	80
(264)	402	1.639	-	1.639
6	-	61	-	61
268	-	6.073	81	6.154
-	8.742	8.742	-	8.742
(160)	266	534	-	534
-	-	-	-	-
(2.604)	9.443	19.828	203	20.031
-	-	139	-	139
-	-	-	22	22
-	-	12	-	12
(111)	-	963	-	963
(822)	-	2.579	-	2.579
(42)	-	128	-	128
-	-	209	37	246
(10)	-	276	-	276
-	-	10	2	12
-	-	-	-	-
(985)	-	4.316	60	4.376
-	-	-	-	-
-	-	-	-	-
-	-	-	-	-
(1.619)	9.443	15.512	143	15.655

DETTAGLIO RAPPORTI CON PARTI CORRELATE

	migliaia di euro				
	Crediti Commerciali	Crediti Finanziari e Disponibilità liquide	Crediti di altra natura	Debiti Commerciali	Debiti Finanziari
Comune Genova	-	-	-	-	-
Comune Parma	-	-	-	1	-
Finanziaria Sviluppo Utilities	62	-	-	-	-
Gruppo Intesa Sanpaolo	-	179	-	-	112.103
Aem To Distribuzione SpA	563	62.358	2.467	12	-
AGA	11	-	-	-	-
AMIAT	4	-	-	-	-
AMIAT Veicolo	762	-	-	-	-
Bonifica Autocisterne	3	-	-	-	-
Consorzio GPO	2	-	-	-	-
EniaTel	7	-	-	-	-
Genova Reti Gas	865	-	2.120	-	-
Idrotigullio	113	6.620	-	-	-
Immobiliare delle Fabbriche	6	-	-	-	-
Iren Acqua Gas	3.632	265.527	1.813	858	-
Iren Ambiente	864	-	-	3	-
Iren Ambiente Holding	19	-	-	-	-
Iren Emilia	6.605	138.624	6.937	1.292	4.851
Iren Energia	9.402	801.439	5.573	1.981	-
Iren Gestioni Energetiche	104	-	95	23	-
Iren Mercato	1.990	443.398	10.256	796	1.149
Iren Servizi e Innovazione	999	-	-	1.265	50.464
Laboratori Idrici Acqua Gas	80	-	-	-	-
Mediterranea delle acque	1.260	-	6.429	32	-
Nichelino Energia	40	9.886	21	-	-
O.C.Clim	5	-	-	-	-
Tecnoborgo	109	-	138	-	-
TLR Veicolo S.p.A.	67	-	-	-	-
Acquedotto Monferrato	5	-	-	-	-
Acquedotto Savona	15	-	-	-	-
Acque Potabili Crotona	5	-	-	-	-
ENiA Solaris	1	18.405	-	-	-
Greensource	-	17	-	-	-
Iren Rinnovabili S.p.A.	42	5.113	-	-	-
Società Acque Potabili	116	-	-	-	-
Sviluppo Idrico	4	-	-	-	-
Varsi Fotovoltaico	-	-	-	-	-
Acos	9	-	-	-	-
Acquaenna	12	-	-	-	-
Amter	72	-	-	-	-
ASA	21	-	-	-	-
Atena	2	-	-	-	-
Domus Acqua	37	-	-	-	-
Nord Ovest Servizi	-	970	-	-	-
Piana Ambiente	62	-	-	-	-
Plurigas	-	-	-	-	-
Sea Power & Fuel	1	-	-	-	-
So. Sel.	4	-	-	1	-
TRM Veicolo	13	-	-	-	-
Valle Dora Energia Srl	6	-	-	-	87
Totale	28.001	1.752.536	35.849	6.264	168.654

migliaia di euro

	Debiti di altra natura	Ricavi e proventi	Costi e altri oneri	Proventi finanziari	Oneri finanziari
Comune Genova					
Comune Parma	-	-	1		-
Finanziaria Sviluppo Utilities	-	28	-		-
Gruppo Intesa Sanpaolo	-	-	378		5.648
Aem To Distribuzione SpA	878	103	12	4.061	-
AGA	106	11	-		-
AMIAT	-	15	-	-	-
AMIAT Veicolo	-	362	-	-	-
Bonifica Autocisterne	-	-	-	-	-
Consorzio GPO	-	2	-	-	-
EniaTel	63	5	-	-	-
Genova Reti Gas	2.040	360	-	-	-
Idrotigullio	107	35	-	67	-
Immobiliare delle Fabbriche	-	6	-	-	-
Iren Acqua Gas	1.886	2.545	1.004	25.447	-
Iren Ambiente	2.225	371	-	9.709	-
Iren Ambiente Holding	64	11	-	-	-
Iren Emilia	3.456	5.980	1.476	16.589	39
Iren Energia	13.708	5.087	2.104	87.436	-
Iren Gestioni Energetiche	126	31	23	-	-
Iren Mercato	632	1.568	548	27.368	37
Iren Servizi e Innovazione	1.312	417	1.599	-	21
Laboratori Idrici Acqua Gas	-	14	-	-	-
Mediterranea delle acque	1.406	341	33	-	-
Nichelino Energia	164	22	-	340	-
O.C.Clim	-	5	-	-	-
Tecnoborgo	87	16	-	7	-
TLR Veicolo S.p.A.	1	46	-	-	-
Acquedotto Monferrato	-	5	-	-	-
Acquedotto Savona	-	5	-	-	-
Acque Potabili Crotona	-	5	-	-	-
ENiA Solaris	61	-	-	792	-
Greensource	-	-	-	113	-
Iren Rinnovabili S.p.A.	29	27	-	220	-
Società Acque Potabili	-	39	-	-	-
Sviluppo Idrico	-	4	-	-	-
Varsi Fotovoltaico	23	-	-	-	-
Acos	-	9	-	-	-
Acquaenna	-	10	-	-	-
Amter	-	5	-	-	-
ASA	-	17	-	-	-
Atena	-	2	5	-	-
Domus Acqua	-	-	-	-	-
Nord Ovest Servizi	-	-	-	-	-
Piana Ambiente	-	-	-	-	-
Plurigas	-	-	-	3.000	-
Sea Power & Fuel	-	1	-	-	-
So. Sel.	-	4	3	-	-
TRM Veicolo	-	197	-	-	-
Valle Dora Energia Srl	-	6	-	-	-
Totale	28.374	17.717	7.186	175.149	5.745

RICONCILIAZIONE PROSPETTI DI BILANCIO IAS/IFRS CON I PROSPETTI DI BILANCIO RICLASSIFICATI (Comunicazione Consob n. 6064293 del 26 luglio 2006)

migliaia di euro

SP IAS/IFRS		SP RICLASSIFICATO	
Attività materiali	1.521		
Attività immateriali	5.792		
Partecipazioni in imprese controllate, joint venture e collegate	2.544.508		
Altre partecipazioni	-		
Totale (A)	2.551.821	Attivo Immobilizzato (A)	2.551.821
Altre attività non correnti	10.690		
Altre passività non correnti	(13.554)		
Totale (B)	(2.864)	Altre attività (Passività) non correnti (B)	(2.864)
Crediti commerciali	28.330		
Crediti per imposte correnti	5.032		
Crediti vari e altre attività correnti	41.609		
Debiti commerciali	(20.025)		
Debiti vari e altre passività correnti	(43.880)		
Debiti per imposte correnti	-		
Totale (C)	11.066	Capitale circolante netto (C)	11.066
Attività per imposte anticipate	21.630		
Passività per imposte differite	(2.477)		
Totale (D)	19.153	Attività (Passività) per imposte differite (D)	19.153
Benefici ai dipendenti	(11.956)		
Fondi per rischi ed oneri	(10.092)		
Fondi per rischi ed oneri - quota corrente	(1.566)		
Totale (E)	(23.614)	Fondi Rischi e Benefici ai dipendenti (E)	(23.614)
		Capitale investito netto (G=A+B+C+D+E)	2.555.562
Patrimonio Netto (F)	1.516.906	Patrimonio Netto (F)	1.516.906
Attività finanziarie non correnti	(1.728.477)		
Passività finanziarie non correnti	2.161.595		
Totale (G)	433.118	Indeb. finanziario a medio e lungo termine (G)	433.118
Attività finanziarie correnti	(24.060)		
Cassa e altre disponibilità liquide equivalenti	(19.197)		
Passività finanziarie correnti	649.034		
Totale (H)	605.777	Indeb. finanziario a breve termine (H)	605.777
		Indebitamento finanziario netto (I=G+H)	1.038.895
		Mezzi propri e indeb. finanziario netto (F+I)	2.555.801

CORRISPETTIVI ALLA SOCIETA' DI REVISIONE

Ai sensi dell'art. 149-duodecies del Regolamento di attuazione del D.Lgs. 58/1998, i corrispettivi di competenza dell'esercizio spettanti alla PricewaterhouseCoopers S.p.A. sono così sintetizzabili:

			migliaia di euro
Tipologia di servizi	Soggetto che ha erogato il servizio	Destinatario	Compensi
Revisione contabile	Revisore della Capogruppo	Società Capogruppo	85
Servizi di attestazione (1)	Revisore della Capogruppo	Società Capogruppo	21
Servizi di consulenza fiscale	Revisore della Capogruppo	Società Capogruppo	-
Altri servizi (2)	i) Revisore della Capogruppo	Società Capogruppo	51
	ii) Rete del revisore della Capogruppo	Società Capogruppo	117
Revisione contabile	i) Revisore della Capogruppo	i) Società Controllate	
	ii) Rete del revisore della Capogruppo	ii) Società Controllate	
Servizi di attestazione	i) Revisore della Capogruppo	i) Società Controllate	
	ii) Rete del revisore della Capogruppo	ii) Società Controllate	
Servizi di consulenza fiscale	i) Revisore della Capogruppo	i) Società Controllate	
	ii) Rete del revisore della Capogruppo	ii) Società Controllate	
Altri servizi	i) Revisore della Capogruppo	i) Società Controllate	
	ii) Rete del revisore della Capogruppo	ii) Società Controllate	
Totale corrispettivi alla società di revisione			274

(1) I servizi di attestazione riguardano le limitate procedure di revisione semestrale e la verifica e attestazione del bilancio unbundling.

(2) Gli altri servizi riguardano la verifica delle traduzioni dei bilanci, le attività di assistenza relative alla legge 262/05, le attività di assistenza metodologica per l'assessment di alcuni aspetti dei controlli generali IT nonché l'attività svolta in occasione dell'emissione del Private Placement.

ATTESTAZIONE DEL BILANCIO D'ESERCIZIO AI SENSI DELL'ART. 81-TER DEL REGOLAMENTO CONSOB N. 11971 DEL 14 MAGGIO 1999 E SUCCESSIVE MODIFICHE E INTEGRAZIONI

1. I sottoscritti Massimiliano Bianco, Amministratore Delegato, e Massimo Levrino, Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari e Direttore Amministrazione Finanza e Controllo, di Iren S.p.A., attestano, tenuto anche conto di quanto previsto dall'art. 154-bis, commi 3 e 4, del decreto legislativo 24 febbraio 1998, n. 58:
 - l'adeguatezza in relazione alle caratteristiche dell'impresa e
 - l'effettiva applicazione, delle procedure amministrative e contabili per la formazione del bilancio d'esercizio, nel corso dell'esercizio 2014
2. Si attesta, inoltre, che:
 - 2.1 il bilancio d'esercizio:
 - a) è redatto in conformità ai principi contabili internazionali applicabili riconosciuti nella Comunità europea ai sensi del regolamento (CE) n. 1606/2002 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 19 luglio 2002;
 - b) corrisponde alle risultanze dei libri e delle scritture contabili;
 - c) è idoneo a fornire una rappresentazione veritiera e corretta della situazione patrimoniale, economica e finanziaria dell'emittente e dell'insieme delle imprese incluse nel consolidamento.
 - 2.2 la relazione sulla gestione comprende un'analisi attendibile dell'andamento e del risultato della gestione, nonché della situazione dell'emittente e dell'insieme delle imprese incluse nel consolidamento, unitamente alla descrizione dei principali rischi e incertezze cui sono esposti.

13 marzo 2015

L'Amministratore Delegato

Dr. Massimiliano Bianco



Il Direttore Amministrazione
Finanza e Controllo
e Dirigente Preposto L. 262/05

Dr. Massimo Levrino



**RELAZIONE DELLA SOCIETÀ DI REVISIONE AI SENSI DEGLI ARTICOLI 14 E 16 DEL
DLGS 27 GENNAIO 2010, N° 39**

Agli Azionisti della
Iren SpA

- 1 Abbiamo svolto la revisione contabile del bilancio separato, costituito dalla situazione patrimoniale-finanziaria, dal conto economico, dalle altre componenti di conto economico complessivo, dal prospetto delle variazioni delle voci di patrimonio netto, dal rendiconto finanziario e dalle relative note esplicative della Iren SpA, chiuso al 31 dicembre 2014. La responsabilità della redazione del bilancio in conformità agli International Financial Reporting Standards adottati dall'Unione Europea, nonché ai provvedimenti emanati in attuazione dell'articolo 9 del DLgs n° 38/2005, compete agli amministratori della Iren SpA. È nostra la responsabilità del giudizio professionale espresso sul bilancio e basato sulla revisione contabile.
- 2 Il nostro esame è stato condotto secondo i principi e i criteri per la revisione contabile raccomandati dalla Consob. In conformità ai predetti principi e criteri, la revisione è stata pianificata e svolta al fine di acquisire ogni elemento necessario per accertare se il bilancio separato sia viziato da errori significativi e se risulti, nel suo complesso, attendibile. Il procedimento di revisione comprende l'esame, sulla base di verifiche a campione, degli elementi probativi a supporto dei saldi e delle informazioni contenuti nel bilancio, nonché la valutazione dell'adeguatezza e della correttezza dei criteri contabili utilizzati e della ragionevolezza delle stime effettuate dagli amministratori. Riteniamo che il lavoro svolto fornisca una ragionevole base per l'espressione del nostro giudizio professionale.

Per il giudizio relativo al bilancio separato dell'esercizio precedente, i cui dati sono presentati ai fini comparativi, si fa riferimento alla relazione da noi emessa in data 18 aprile 2014.
- 3 A nostro giudizio, il bilancio separato della Iren SpA al 31 dicembre 2014 è conforme agli International Financial Reporting Standards adottati dall'Unione Europea, nonché ai provvedimenti emanati in attuazione dell'articolo 9 del DLgs n° 38/2005; esso pertanto è redatto con chiarezza e rappresenta in modo veritiero e corretto la situazione patrimoniale e finanziaria, il risultato economico ed i flussi di cassa della Iren SpA per l'esercizio chiuso a tale data.

PricewaterhouseCoopers SpA

Sede legale e amministrativa: **Milano** 20149 Via Monte Rosa 91 Tel. 0277851 Fax 027785240 Cap. Soc. Euro 6.890.000,00 i.v., C.F. e P.IVA e Reg. Imp. Milano 12979880155 Iscritta al n° 119644 del Registro dei Revisori Legali - Altri Uffici: **Ancona** 60131 Via Sandro Totti 1 Tel. 0712132311 - **Bari** 70122 Via Abate Gimma 72 Tel. 0805640211 - **Bologna** 40126 Via Angelo Finelli 8 Tel. 0516186211 - **Brescia** 25123 Via Borgo Pietro Wuhler 23 Tel. 0303697501 - **Catania** 95129 Corso Italia 302 Tel. 0957532311 - **Firenze** 50121 Viale Gramsci 15 Tel. 0552482811 - **Genova** 16121 Piazza Piccapietra 9 Tel. 01029041 - **Napoli** 80121 Piazza dei Martiri 58 Tel. 08136181 - **Padova** 35138 Via Vicenza 4 Tel. 049873481 - **Palermo** 90141 Via Marchese Ugo 60 Tel. 091349737 - **Parma** 43100 Viale Tanara 20/A Tel. 0521275911 - **Roma** 00154 Largo Fochetti 29 Tel. 06570251 - **Torino** 10122 Corso Palestro 10 Tel. 011556771 - **Trento** 38122 Via Grazioli 73 Tel. 0461237004 - **Treviso** 31100 Viale Felissent 90 Tel. 0422696911 - **Trieste** 34125 Via Cesare Battisti 18 Tel. 0403480781 - **Udine** 33100 Via Poscolle 43 Tel. 043225789 - **Verona** 37135 Via Francia 21/C Tel. 0458263001

- 4 La responsabilità della redazione della relazione sulla gestione e della relazione sul governo societario e gli assetti proprietari, pubblicata nella sezione Investor Relations del sito internet della Iren SpA, in conformità a quanto previsto dalle norme di legge e dai regolamenti compete agli amministratori della Iren SpA. È di nostra competenza l'espressione del giudizio sulla coerenza della relazione sulla gestione e delle informazioni di cui al comma 1, lettere c), d), f), l), m) e al comma 2, lettera b) dell'articolo 123-bis del DLgs n° 58/1998, presentate nella relazione sul governo societario e gli assetti proprietari, con il bilancio separato, come richiesto dalla legge. A tal fine, abbiamo svolto le procedure indicate dal principio di revisione n° 001 emanato dal Consiglio Nazionale dei Dottori Commercialisti e degli Esperti Contabili e raccomandato dalla Consob. A nostro giudizio, la relazione sulla gestione e le informazioni di cui al comma 1, lettere c), d), f), l), m) e al comma 2, lettera b) dell'articolo 123-bis del DLgs n° 58/1998 presentate nella relazione sul governo societario e gli assetti proprietari sono coerenti con il bilancio separato della Iren SpA al 31 dicembre 2014.

Torino, 3 aprile 2015

PricewaterhouseCoopers SpA



Piero De Lorenzi
(Revisore legale)

RELAZIONE DEL COLLEGIO SINDACALE ALL'ASSEMBLEA DEGLI AZIONISTI (ai sensi dell'art. 153 D.Lgs. 58/1998 e dell'art. 2429 codice civile)

Signori Azionisti,

nel corso dell'esercizio 2014 il Collegio Sindacale ha svolto i propri compiti di vigilanza ai sensi delle disposizioni vigenti, in osservanza dei doveri di cui all'art. 149 del D.Lgs. 24 febbraio 1998, n. 58 e ss. mm. ii. (T.U.F.) e delle disposizioni di cui al D.Lgs. 27 gennaio 2010, n. 39, secondo le norme di comportamento raccomandate dal Consiglio Nazionale dei Dottori Commercialisti e degli Esperti Contabili.

Con la relazione che segue riferisce sui risultati dell'attività svolta, come disposto dall'art. 2429 codice civile, in conformità all'art. 153 T.U.F. ed in osservanza di quanto previsto dalle Comunicazioni Consob in materia di controlli societari e dal Codice di Autodisciplina di Borsa Italiana S.p.A..

L'attività del Collegio Sindacale si è svolta, fra l'altro, mediante:

- la partecipazione all'Assemblea degli Azionisti tenutasi il 18 giugno 2014 e alle n. 19 riunioni del Consiglio di Amministrazione;
- la partecipazione del Presidente del Collegio Sindacale a: (i) n. 7 riunioni del Comitato Controllo e Rischi; (ii) n. 9 riunioni del Comitato Operazioni con Parti Correlate; (iii) n. 14 riunioni del Comitato per la Remunerazione e le nomine; e (iv) n. 1 riunione degli Amministratori Indipendenti;
- la tenuta di n. 16 riunioni di Collegio che hanno comportato, nei casi in cui è stata ritenuta necessaria la presenza degli amministratori esecutivi, degli esponenti della Società di revisione, del Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari e del Responsabile della Funzione di *Internal Audit*, nonché di altri dirigenti della Società responsabili di funzioni rilevanti ai fini dell'attività di controllo del Collegio;
- l'assunzione di informazioni e lo scambio di opinioni con PricewaterhouseCoopers S.p.A., società alla quale è stato conferito l'incarico della revisione legale dei conti e del giudizio sui bilanci per il novennio 2012-2020, con il Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari, con il Comitato Controllo e Rischi e con i Responsabili di diverse funzioni aziendali, tra le quali in particolare l'*Internal Audit*. L'assunzione di informazioni in merito ai sistemi di amministrazione e controllo ed all'andamento generale dell'attività delle Società controllate, ai sensi dell'art. 151 T.U.F., nel corso del 2014 è stata facilitata dalla presenza di un Sindaco della Controllante in ciascuno dei Collegi Sindacali delle Società controllate di Primo Livello.

Il Collegio Sindacale dà inoltre atto delle seguenti modifiche intervenute nella composizione del Consiglio di Amministrazione di IREN S.p.A. nel corso dell'esercizio 2014:

- in data 18 giugno 2014, in sostituzione del Consigliere sig. Roberto Walter Firpo (cooptato dal Consiglio di Amministrazione in data 17 settembre 2013), l'Assemblea dei Soci di IREN S.p.A. ha nominato il dott. Augusto Buscaglia sino alla scadenza dell'attuale organo amministrativo (e, più precisamente, sino all'Assemblea convocata per l'approvazione del bilancio al 31 dicembre 2015). In data 4 luglio 2014, il Consiglio di Amministrazione della Società ha verificato in capo al dott. Buscaglia rispettivamente l'esistenza dei requisiti di indipendenza ai sensi delle disposizioni T.U.F. e l'insussistenza dei requisiti ex art. 3 del Codice di Autodisciplina;
- a far data dal 30 novembre 2014 (incluso), l'ing. Nicola De Sanctis ha rassegnato le dimissioni dalle cariche di Consigliere e di Amministratore Delegato. Il rapporto di lavoro del medesimo quale dirigente di IREN S.p.A. proseguirà fino al 31 dicembre 2015;
- in data 1° dicembre 2014 il Consiglio di Amministrazione di IREN S.p.A., sulla base delle indicazioni del Comitato del Sindacato di cui all'art. 4.1.8 (ii) del vigente Contratto di Sindacato di voto e di Blocco tra FSU e i Soci ex Enia ha cooptato, con il parere favorevole del Collegio Sindacale, quale nuovo Consigliere in sostituzione del dimissionario ing. De Sanctis, il dott. Vito Massimiliano Bianco e lo ha nominato Amministratore Delegato, conferendogli i medesimi poteri attribuiti in precedenza all'ing. De Sanctis.

IREN S.p.A. opera nel suo ruolo di Capogruppo, attraverso le Società di Primo Livello (SPL) sulle quali esercita l'attività di direzione e coordinamento secondo le disposizioni di cui agli artt. 2497 e seguenti codice civile.

Le informazioni che il Collegio fornisce nel corso dell'esposizione che segue trovano in buona parte riscontro nella Note Esplicative del bilancio consolidato.

In merito al contenuto ed al risultato delle attività di vigilanza svolte con le modalità sopra descritte, il Collegio rileva quanto segue, secondo la successione degli argomenti indicati nella comunicazione Consob DEM/1025564 del 6 aprile 2001 e successivi aggiornamenti.

1. *Considerazioni sulle operazioni di maggior rilievo economico, finanziario e patrimoniale*

In relazione alle attività svolte direttamente dalla Capogruppo o dalle SPL, IREN S.p.A. ha riportato nella Relazione sulla gestione del Gruppo le operazioni di maggiore rilievo economico e patrimoniale intervenute nell'esercizio e dopo la sua chiusura. Fra di esse assumono particolare preminenza:

- l'acquisizione, a seguito dell'operazione di scissione parziale non proporzionale di AES Torino S.p.A. a favore di IREN Energia S.p.A. (avente efficacia dal 1° luglio 2014), del ramo d'azienda afferente l'attività di distribuzione di calore da teleriscaldamento nei comuni di Torino, Moncalieri e Nichelino;
- l'esercizio dell'opzione di acquisto da F2i Ambiente S.p.A. di una quota pari al 24% di TRM V S.p.A., società nella quale IREN S.p.A. deteneva già una partecipazione del 25% e che controlla TRM S.p.A., società che ha ricevuto l'affidamento per progettare, costruire e gestire il termovalorizzatore dei rifiuti urbani e assimilati a servizio della zona sud della provincia di Torino;
- il collocamento sul mercato Eurobond di un'emissione obbligazionaria in formato Public Placement per un ammontare pari a euro 300 milioni. Il prestito obbligazionario, quotato alla Borsa Irlandese, ha durata 7 anni ed una cedola annua fissa pari al 3% (tasso di rendimento lordo effettivo a scadenza pari al 3,125%);
- il riconoscimento del Terminale della società OLT Offshore LNG Toscana (di cui il Gruppo IREN detiene una partecipazione pari al 46,79% del capitale sociale) quale infrastruttura essenziale ed indispensabile per la sicurezza del Sistema Nazionale del Gas, a seguito dell'emissione del decreto ministeriale da parte del Ministro dello Sviluppo Economico che ha accettato la rinuncia all'esenzione all'accesso da parte di terzi;
- l'esercizio del diritto di prelazione per l'acquisto da FCT Holding S.r.l. di una quota pari al 31% del capitale sociale di AMIAT S.p.A., società nella quale IREN S.p.A. deteneva già una partecipazione del 49%. Tale operazione ha consentito al Gruppo di acquisire il controllo della società che gestisce i servizi ambientali per il Comune di Torino;
- l'avvio di un piano per favorire risoluzioni consensuali anticipate del rapporto di lavoro del proprio personale, nel quadro di un progetto pluriennale per il riequilibrio demografico e professionale del personale. Al 31 dicembre 2014 hanno manifestato il proprio interesse alla cessazione consensuale del rapporto di lavoro 496 dipendenti con un onere stimato ed accantonato di 36,1 milioni di euro.

2. *Eventuale esistenza di operazioni atipiche o inusuali*

Non sono state effettuate operazioni atipiche o inusuali, sia con terzi che con parti correlate e infragruppo.

3. *Attività di vigilanza sulle operazioni con parti correlate*

Nel corso della seduta del 13 marzo 2015 il Consiglio di Amministrazione di IREN S.p.A. ha approvato la versione aggiornata del "Regolamento interno in materia di operazioni con parti correlate" adottato dalla Società in data 1° gennaio 2011, in conformità alla delibera Consob n. 17221 del 12 marzo 2010 in merito all'adozione delle regole previste dall'art. 2391-bis codice civile.

Le Note Esplicative e gli appositi prospetti allegati al Bilancio separato forniscono un'adeguata illustrazione delle operazioni di questo tipo, indicando l'entità dei rapporti di natura commerciale, finanziaria o di altra natura intercorsi fra IREN S.p.A. ed i vari soggetti. Dalle informazioni ottenute e dalle dichiarazioni fornite emerge come buona parte di tali rapporti attengono a prestazioni fornite alla generalità della clientela (fornitura di gas, acqua, energia elettrica, calore ecc.) e sono regolati da contratti normalmente applicati in tali situazioni. Ove non si tratti di prestazioni di tipo corrente, gli Amministratori dichiarano che i rapporti sono regolati da specifici contratti, le cui condizioni sono fissate sulla base delle normali condizioni praticate sul mercato.

In ottemperanza alle indicazioni degli IAS/IFRS, l'insieme dei rapporti intrattenuti con parti correlate è stato descritto nelle Note Esplicative del bilancio consolidato. Il Collegio ritiene adeguate le procedure adottate dal Consiglio di Amministrazione nella fattispecie e reputa che i processi decisionali ed operativi adottati in merito dalla Società e dalle sue Controllate secondo i criteri illustrati nella

Relazione sulla gestione, assicurino il rispetto dei principi di trasparenza e correttezza sostanziale e procedurale e degli obblighi di informazione al pubblico.

4. *Attività di vigilanza sul rispetto dei principi di corretta amministrazione*

Il Collegio, autonomamente o tramite appositi incontri con l'alta direzione, ha preso conoscenza della dinamica dei processi aziendali ed assunto informazioni sull'andamento dell'attività in generale e sulle operazioni di maggior rilievo effettuate dalla Società e dalle sue controllate.

In base alle notizie acquisite ed alle analisi svolte, il Collegio può ragionevolmente affermare che le azioni deliberate sono state poste in essere nel rispetto della legge e dello statuto sociale, hanno rispettato i principi di corretta amministrazione, non si sono rivelate manifestamente imprudenti, né azzardate, né in potenziale conflitto di interessi o tali da compromettere l'integrità del patrimonio aziendale.

Il Collegio ha preso altresì atto che, previo esame del Collegio Sindacale nell'ambito delle funzioni di controllo interno attribuite ex art. 19 D.Lgs. 39/2010, acquisito il parere favorevole del Comitato Controllo e Rischi ed in conformità alle raccomandazioni contenute nel documento congiunto Consob-Isvap-Banca d'Italia n. 4 del 3 marzo 2010, il Consiglio di Amministrazione di IREN S.p.A. ha approvato le procedure di *impairment test* applicate dalla Società alle valutazioni degli avviamenti, delle partecipazioni e dei titoli disponibili per la vendita iscritti a bilancio, recependone il risultato agli effetti della corretta espressione di tali attività nel Bilancio separato al 31 dicembre 2014.

5. *Attività di vigilanza sull'adeguatezza dell'assetto organizzativo*

Il Collegio ha preso conoscenza e vigilato, per quanto di sua competenza, sull'adeguatezza dell'assetto organizzativo della Società, assumendo informazioni dai responsabili delle funzioni aziendali o dagli Organi competenti e consultando, ove necessario, la documentazione interna.

In merito il Collegio segnala che, a partire dal 1° gennaio 2015, è stato avviato un processo di riassetto organizzativo volto a rafforzare l'unitarietà di governo e ad individuare con chiarezza attività e responsabilità principali di ciascuna struttura, al fine di garantire un rapido e reale processo di integrazione del Gruppo.

Nell'ambito dell'attività di vigilanza, il Collegio Sindacale ha effettuato la valutazione annuale in merito alla propria composizione, con particolare riferimento all'indipendenza dei propri componenti, alla dimensione e al funzionamento del collegio stesso e in merito all'adeguatezza della composizione, della dimensione e del funzionamento del Consiglio di Amministrazione e dei Comitati interni, con particolare riferimento alla qualificazione dei membri del consiglio indipendenti e alla determinazione della remunerazione degli amministratori e dei dirigenti con responsabilità strategiche.

6. *Attività di vigilanza sull'adeguatezza del sistema di controllo interno*

Il Collegio, con il costruttivo contributo dell'*Internal Audit*, ha valutato e vigilato sull'adeguatezza del sistema di controllo interno, partecipando alle riunioni del Comitato ad esso preposto ed incontrando i responsabili delle varie funzioni interessate.

Il sistema di controllo interno, pur in presenza di margini di miglioramento, appare complessivamente idoneo ad identificare, gestire e monitorare adeguatamente i principali rischi e non ha evidenziato, per quanto consta al Collegio, mancanze, difetti e disfunzioni che possano inficiarne l'affidabilità e pregiudicare lo svolgimento positivo dei processi aziendali. Il giudizio trova conforto nelle deliberazioni in senso conforme prese sull'argomento dal Consiglio di Amministrazione e dalle indicazioni espresse dal Comitato Controllo e Rischi.

L'Organismo di Vigilanza ha svolto una regolare attività di controllo, riferendo semestralmente al Comitato Controllo e Rischi ed al Consiglio di Amministrazione sul contenuto e sul risultato dei propri interventi. Il Collegio Sindacale ha preso atto che, sulla base dell'attività effettuata, il suddetto Organismo, nel rilevare che sono in corso attività di aggiornamento e implementazione, non ha riscontrato criticità significative nel Modello di Organizzazione, Gestione e Controllo adottato dalla Società ai sensi del decreto legislativo 231/01.

7. *Attività di vigilanza sull'adeguatezza del sistema amministrativo-contabile e sull'attività di revisione legale dei conti*

Il Collegio ha vigilato sull'adeguatezza del sistema amministrativo-contabile a rappresentare correttamente i fatti di gestione mediante il confronto e lo scambio di informazioni con i diversi organi deputati ai controlli interni e con la Società di revisione.

Nella propria attività di vigilanza, il Collegio Sindacale, in quanto Comitato per il Controllo Interno e per la revisione, ha verificato l'adeguatezza e il concreto funzionamento dei sistemi di gestione del rischio, di controllo interno e di revisione interna e del processo di informativa finanziaria ed ha svolto un monitoraggio sulla revisione legale dei conti annuali e consolidati e sull'indipendenza del revisore legale.

Il Collegio dà atto che il progetto mirato all'armonizzazione dei processi informatici di Gruppo è entrato nella fase d'implementazione.

Dalle informazioni acquisite e dalle dichiarazioni rese da PricewaterhouseCoopers S.p.A., società incaricata della revisione contabile, al Collegio Sindacale risulta che alla Società di revisione, oltre agli incarichi di revisione legale dei conti e di giudizio sul bilancio separato di esercizio, sul bilancio consolidato e sulla relazione semestrale, di verifica dei modelli fiscali e di revisione contabile dei conti annuali separati (bilancio unbundling), sono stati affidati ulteriori incarichi principalmente relativi alle procedure di verifica svolte in occasione delle emissioni obbligazionarie, alle procedure per l'asseverazione dei crediti verso un Comune, all'assistenza per talune verifiche relative alla legge 262/05 e all'assistenza metodologica nella valutazione di alcuni aspetti della segregazione dei ruoli. L'ammontare complessivo delle suddette prestazioni, ad integrazione dell'attività di revisione e certificazione di cui alla proposta esaminata dall'Assemblea degli Azionisti, è stato pari a 202.000 euro. Sulla base delle informazioni acquisite, al Collegio non risultano conferiti incarichi ad amministratori, componenti degli organi di controllo e dipendenti della società di revisione o società della sua rete

8. Attività di vigilanza sui rapporti con società controllate e controllanti

La Società ha adottato uno specifico "Regolamento per la gestione interna e la comunicazione all'esterno di informazioni riservate e/o privilegiate", rispetto al quale il Collegio ha segnalato l'opportunità che vengano formalizzate in una specifica procedura le modalità di trasmissione dei flussi informativi dalle società del Gruppo alla Capogruppo. L'inoltro alla Capogruppo da parte delle Società Controllate delle notizie necessarie per adempiere agli obblighi di comunicazione al pubblico previsti dalla legge è oggi essenzialmente assicurato dalla trasmissione delle deliberazioni assunte dai rispettivi Consigli di Amministrazione.

9. Indicazione dell'eventuale presentazione di esposti o denunce ex art. 2408 codice civile.

Nel corso dell'esercizio non sono state presentate al Collegio Sindacale denunce ex art. 2408 codice civile o esposti.

10. Indicazione dell'esistenza di pareri rilasciati nel corso dell'esercizio

Nel corso dell'esercizio il Collegio ha rilasciato il proprio parere in merito alla remunerazione degli amministratori investiti di particolari cariche ed alla sostituzione di un amministratore ai sensi dell'art. 2386 codice civile.

11. Modalità di concreta attuazione delle regole di governo societario

Nel corso della seduta del 13 marzo 2015 il Consiglio di Amministrazione di IREN S.p.A. ha approvato la versione aggiornata del Codice di Autodisciplina della Società, anche in allineamento alle revisioni emesse in data 14 luglio 2014 dal Comitato per la *Corporate Governance* di Borsa Italiana S.p.A..

A parere del Collegio, il Consiglio di Amministrazione ha redatto in modo adeguato rispetto agli obblighi informativi verso gli Azionisti ed il mercato la Relazione sul Governo societario e gli assetti proprietari come stabilito dall'art. 123-bis T.U.F. e dalle istruzioni contenute nel Regolamento dei Mercati Organizzati gestiti da Borsa Italiana S.p.A.

Il Collegio ha altresì vigilato sulla concreta attuazione delle regole del governo societario, monitorando l'effettiva e corretta applicazione di queste nell'attività sociale.

12. Osservazioni e proposte sul bilancio separato di esercizio e sul bilancio consolidato

Il bilancio separato di esercizio al 31 dicembre 2014 ed il bilancio consolidato di Gruppo alla stessa data sono stati predisposti applicando i principi contabili internazionali IAS/IFRS, che gli Amministratori hanno compiutamente descritto nelle Note Esplicative.

Il controllo della contabilità e della correttezza tecnica del bilancio separato di esercizio e di quello consolidato è compito e responsabilità della Società di revisione PricewaterhouseCoopers S.p.A. cui è stato affidato l'incarico ai sensi degli artt. 155 e 156 T.U.F..

PricewaterhouseCoopers S.p.A. ha espresso con relazione emessa in data odierna il proprio giudizio positivo senza rilievi, attestando che il bilancio separato di esercizio è stato redatto con chiarezza e

rappresenta in modo veritiero e corretto la situazione patrimoniale e finanziaria della Società ed il risultato economico.

Il Collegio, avendo verificato il processo di formazione del Bilancio separato di esercizio e del Bilancio consolidato e l'apposito giudizio espresso da PricewaterhouseCoopers S.p.A., non ha osservazioni da formulare in merito alla correttezza tecnica di tali bilanci.

Nei casi in cui ha ritenuto fosse utile, il Collegio è intervenuto con segnalazioni, indicazioni e raccomandazioni orientate al miglioramento delle metodologie e degli strumenti di conduzione aziendale, nonché alla corretta applicazione della normativa vigente.

Nel corso dell'attività di vigilanza svolta e sulla base delle informazioni ottenute dalla società di revisione non sono emersi fatti censurabili, omissioni o irregolarità meritevoli di segnalazione.

Tenuto conto di quanto sopra riferito, il Collegio rileva la completezza e l'adeguatezza delle informazioni fornite dal Consiglio di Amministrazione, nonché la coerenza delle stesse con i dati del bilancio e non ha osservazioni da formulare in merito all'approvazione del Bilancio di Esercizio al 31 dicembre 2014 e alla proposta del Consiglio di Amministrazione sulla destinazione dell'utile di esercizio.

Con l'Assemblea convocata per l'approvazione del bilancio relativo all'esercizio 2014 viene a scadere il mandato conferito al Collegio Sindacale; si invitano, pertanto, i signori Azionisti a voler provvedere in merito.

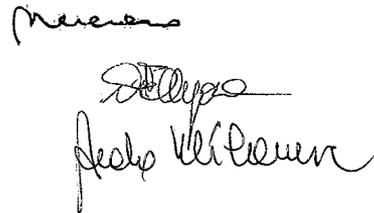
Torino, 3 Aprile 2015

Il Collegio Sindacale

Paolo Peveraro, presidente

Annamaria Fellegara, sindaco effettivo

Aldo Milanese, sindaco effettivo

The image shows three handwritten signatures in black ink. The top signature is the most legible and appears to be 'Paolo Peveraro'. Below it are two other signatures, one of which is more stylized and less legible, likely belonging to Annamaria Fellegara and Aldo Milanese respectively.

SINTESI DELLE DELIBERAZIONI DELL'ASSEMBLEA

L'assemblea ordinaria degli Azionisti:

- preso atto del Bilancio di esercizio al 31 dicembre 2014 e della Relazione del Consiglio di Amministrazione sulla gestione;
- preso atto della Relazione del Collegio Sindacale;
- preso atto della Relazione della Società di revisione PriceWaterhouse Coopers S.p.A.;
- preso atto della proposta di destinazione dell'utile di esercizio pari ad Euro 50.096.527,17 come segue:
 - quanto ad Euro 2.504.826,36 pari al 5% dell'utile di esercizio, a riserva legale;
 - quanto ad Euro 47.475.595,18 a dividendo agli Azionisti, corrispondente ad Euro 0,0372 per ciascuna delle n. 1.181.725.677 azioni ordinarie e delle n. 94.500.000 azioni di risparmio in pagamento a partire dal giorno 24 giugno 2015 contro stacco cedola il 22 giugno 2015 e record date il 23 giugno 2015;
 - a riserva straordinaria l'importo residuo, pari ad Euro 116.105,63;
- preso atto della proposta di approvare la distribuzione di un dividendo straordinario unitario pari ad Euro 0,0151, attingendo dalla Riserva Straordinaria, da assegnare alle 1.181.725.677 azioni ordinarie e alle 94.500.000 azioni di risparmio del valore nominale di 1 euro in pagamento a partire dal giorno 24 giugno 2015, per un totale di Euro 19.271.007,72;

delibera

- 1) di approvare il Bilancio di esercizio al 31 dicembre 2014 di Iren S.p.A. e la Relazione sulla gestione predisposta dal Consiglio di Amministrazione;
- 2) di approvare la proposta di destinazione dell'utile di esercizio pari ad Euro 50.096.527,17 come segue:
 - quanto ad Euro 2.504.826,36 pari al 5% dell'utile di esercizio, a riserva legale;
 - quanto ad Euro 47.475.595,18 a dividendo agli Azionisti, corrispondente ad Euro 0,0372 per ciascuna delle n. 1.181.725.677 azioni ordinarie e delle n. 94.500.000 azioni di risparmio in pagamento a partire dal giorno 24 giugno 2015 contro stacco cedola il 22 giugno 2015 e record date il 23 giugno 2015;
 - a riserva straordinaria l'importo residuo, pari ad Euro 116.105,63;
- 3) di approvare la distribuzione di un dividendo straordinario unitario pari ad Euro 0,0151, attingendo dalla Riserva Straordinaria, da assegnare alle 1.181.725.677 azioni ordinarie e alle 94.500.000 azioni di risparmio del valore nominale di 1 euro in pagamento a partire dal giorno 24 giugno 2015, per un totale di Euro 19.271.007,72.

Pertanto il dividendo unitario complessivo assegnato a ciascuna delle 1.181.725.677 azioni ordinarie e delle 94.500.000 azioni di risparmio, in pagamento a partire dal giorno 24 giugno 2015 contro stacco della cedola il 22 giugno 2015 e record date alla data del 23 giugno 2015, sarà pari a Euro 0,0523, per un totale di Euro 66.746.602,91.



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

