



Relazioni e Bilanci

al 31 dicembre 2012

Sommario

Avviso di convocazione di Assemblea ordinaria.....	1
Gruppo Iren in cifre.....	2
Cariche sociali	4
Missione e Valori del Gruppo Iren	5
Lettera agli Azionisti	6
● Relazione sulla gestione	
Il Gruppo Iren: l'assetto societario	10
Informazioni sul titolo Iren nel 2012	16
Dati operativi.....	19
Scenario di mercato.....	22
Fatti di rilievo del periodo	30
Situazione economica, patrimoniale e finanziaria del Gruppo Iren	32
Situazione Economica.....	32
Analisi per settori di attività.....	35
Situazione Patrimoniale	44
Situazione Finanziaria	45
Situazione economica, patrimoniale e finanziaria di Iren S.p.A.....	47
Situazione Economica.....	47
Situazione Patrimoniale	49
Situazione Finanziaria	50
Fatti di rilievo intervenuti dopo la chiusura dell'esercizio ed evoluzione prevedibile della gestione.....	52
Quadro normativo.....	54
Gestione Finanziaria	77
Rapporti con Parti Correlate.....	79
Sistemi informativi.....	80
Risk Management	81
Ricerca e sviluppo	86
Personale	94
Qualità, Ambiente e Sicurezza.....	96
Iren e la Sostenibilità.....	99
Informazioni sulla Corporate Governance di Iren.....	100
Altre Informazioni.....	108
Proposte del Consiglio di Amministrazione all'Assemblea degli Azionisti.....	109
● Bilancio consolidato e Note esplicative al 31 dicembre 2012	
Prospetto della situazione patrimoniale - finanziaria.....	112
Prospetto di Conto Economico	114
Prospetto delle altre componenti di Conto Economico complessivo	115
Prospetto delle variazioni delle voci di Patrimonio Netto	116
Rendiconto Finanziario.....	118
Note Esplicative.....	119
I. Contenuto e forma del bilancio consolidato	120
II. Principi di consolidamento.....	120
III. Area di consolidamento	121
IV. Principi contabili e criteri di valutazione	123
V. Risk Management.....	138
VI. Informativa sui rapporti con parti correlate	146
VII. Fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura dell'esercizio	149
VIII. Altre informazioni.....	150
IX. Informazioni sulla situazione patrimoniale - finanziaria.....	152
X. Informazioni sul Conto Economico	183
XI. Garanzie e passività potenziali.....	193
XII. Informativa per settori di attività.....	196
XIII. Allegati al bilancio consolidato.....	199
Attestazione del bilancio consolidato ai sensi dell'art. 81-ter del Regolamento Consob n. 11971 del 14 maggio 1999 e successive modifiche e integrazioni	215
Relazione della Società di revisione sul bilancio consolidato	216
● Bilancio separato e Note esplicative al 31 dicembre 2012	
Prospetto della situazione patrimoniale - finanziaria.....	220
Prospetto di Conto Economico	222
Prospetto delle altre componenti di Conto Economico complessivo	223
Prospetto delle variazioni delle voci di Patrimonio Netto	224
Rendiconto Finanziario.....	226
Note Esplicative.....	227
I. Contenuto e forma del bilancio	227
II. Principi contabili e criteri di valutazione	228
III. Risk Management	240
IV. Informativa sui rapporti con parti correlate	244
V. Fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura dell'esercizio.....	247
VI. Altre informazioni.....	248
VII. Informazioni sulla situazione patrimoniale - finanziaria	249
VIII. Informazioni sul Conto Economico	264
IX. Garanzie e passività potenziali.....	270
X. Allegati al bilancio separato	271
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	284
Relazione della Società di revisione sul bilancio separato	285
Relazione del Collegio Sindacale all'Assemblea degli Azionisti	287
Sintesi delle deliberazioni dell'Assemblea	292

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 27 giugno 2013 alle ore 11,00 in unica convocazione per discutere e deliberare sul seguente

ORDINE DEL GIORNO:

- 1) Bilancio di esercizio al 31 dicembre 2012 e Relazione sulla gestione: deliberazioni inerenti e conseguenti.
- 2) Relazione sulla remunerazione (prima sezione ai sensi del 3° comma dell'art. 123 ter del TUF): deliberazioni inerenti e conseguenti.
- 3) Nomina del Consiglio di Amministrazione e relative cariche statutariamente di competenza assembleare per il triennio 2013-2014-2015 (scadenza: data di approvazione del bilancio dell'esercizio 2015): deliberazioni inerenti e conseguenti.
- 4) Determinazione del compenso annuo da corrispondere ai membri del Consiglio di Amministrazione: deliberazioni inerenti e conseguenti.

16 maggio 2013

Il Presidente del Consiglio di Amministrazione
(Ing. Roberto Bazzano)



GRUPPO IREN IN CIFRE

	Esercizio 2012	Esercizio 2011 Rideterminato	Variaz. %
Dati Economici (milioni di euro)			
Ricavi	4.328	3.521	22,9
Margine operativo lordo	630	592	6,3
Risultato operativo	341	309	10,5
Risultato prima delle imposte	247	11	(*)
Risultato netto di Gruppo e di Terzi	162	(102)	(*)
Dati Patrimoniali (milioni di euro)			
	<i>Al 31/12/2012</i>	<i>Al 31/12/2011</i>	
Capitale investito netto	4.509	4.497	0,3
Patrimonio netto	1.954	1.845	5,9
Posizione finanziaria netta	(2.555)	(2.653)	(3,7)
Indicatori economico-finanziari			
	<i>Esercizio 2012</i>	<i>Esercizio 2011</i>	
MOL/Ricavi	14,55%	16,82%	
Debt/Equity	1,31	1,44	
Dati tecnici e commerciali			
	<i>Esercizio 2012</i>	<i>Esercizio 2011</i>	
Energia elettrica venduta (GWh)	17.053	13.816	23,4
Energia termica prodotta (GWh _t)	2.931	2.572	14,0
Volumetria teleriscaldata (mln m ³)	76	72	5,5
Gas venduto (mln m ³)	3.169	3.108	2,0
Acqua distribuita (mln m ³)	179	181	(0,9)
Rifiuti trattati (ton)	954.450	1.017.312	(6,2)

(*) Variazione superiore al 100%

I dati al 31 dicembre 2011, posti a confronto, sono stati rideterminati per effetto dell'adozione in via anticipata della versione rivista del principio IAS 19 *Benefici per i dipendenti*.

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

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

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

Produzione energia elettrica: grazie ad un consistente parco di impianti di produzione di energia elettrica e termica a scopo teleriscaldamento, la capacità produttiva complessiva è pari a oltre 7.700 GWh annui, inclusa la quota assicurata da Edipower.

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

Distribuzione Energia Elettrica: con 7.439 chilometri di reti in alta, media e bassa tensione il Gruppo distribuisce l'energia elettrica ad oltre 691.000 Clienti a Torino e Parma.

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

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

Teleriscaldamento: grazie a 825 chilometri di reti interrato di doppia tubazione il Gruppo Iren fornisce il calore ad una volumetria di circa 76,5 milioni di metri cubi, pari ad una popolazione servita di oltre 750.000 persone.

Vendita gas, energia elettrica e termica: il Gruppo commercializza annualmente più di 3,2 miliardi di metri cubi di gas, circa 17.053 GWh di energia elettrica e 2.980 GWht di calore per teleriscaldamento.

CARICHE SOCIALI

Consiglio di Amministrazione

Presidente	Roberto Bazzano ⁽¹⁾
Vice Presidente	Luigi Giuseppe Villani ^{(2) (13)}
Amministratore Delegato	Roberto Garbati ⁽³⁾
Direttore Generale	Andrea Viero ⁽⁴⁾
Consiglieri	Franco Amato ^{(5) (14)}
	Paolo Cantarella ⁽⁶⁾
	Gianfranco Carbonato ⁽⁷⁾
	Alberto Clò ⁽⁸⁾
	Marco Elefanti ⁽⁹⁾
	Ernesto Lavatelli ⁽¹⁰⁾
	Ettore Rocchi
	Alcide Rosina ⁽¹¹⁾
	Carla Patrizia Ferrari ⁽¹⁵⁾

Collegio Sindacale

Presidente	Paolo Peveraro ⁽¹⁶⁾
Sindaci effettivi	Aldo Milanese ⁽¹⁶⁾
	Anna Maria Fellegara ⁽¹⁶⁾
Sindaci supplenti	Alessandro Cotto ⁽¹⁶⁾
	Emilio Gatto ⁽¹⁶⁾

Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili e societari

Massimo Levrino

Società di Revisione

PricewaterhouseCoopers S.p.A. ⁽¹⁷⁾

^{(1) (2) (3) (4)} Componenti del Comitato Esecutivo

⁽⁵⁾ Componente del Comitato per le Remunerazioni

⁽⁶⁾ Presidente del Comitato per le Remunerazioni

⁽⁷⁾ Componente dell'Organismo di Vigilanza

^{(8) (11)} Componente del Comitato di Controllo Interno

⁽⁹⁾ Presidente dell'Organismo di Vigilanza

⁽¹⁰⁾ Componente del Comitato per le Remunerazioni e componente dell'Organismo di Vigilanza

⁽¹³⁾ In data 19 gennaio 2013 ha rassegnato le dimissioni. In data 6 febbraio 2013 è stato nominato per cooptazione il dr. Lorenzo Bagnacani

⁽¹⁴⁾ A seguito delle dimissioni rassegnate dall'ing. Salza da consigliere di Iren e, quindi, anche da membro del Comitato di Controllo Interno, il Consiglio di Amministrazione in data 27/7/2012 ha provveduto a reintegrare la composizione del Comitato nominando il dr. Franco Amato che, in data 28/08/2012, è stato eletto Presidente dal Comitato stesso.

⁽¹⁵⁾ Cooptata in data 18/6/2012 a seguito delle dimissioni rassegnate dal consigliere Enrico Salza

⁽¹⁶⁾ Nominati dall'assemblea dei soci in data 14 maggio 2012 per il triennio 2012-2014

⁽¹⁷⁾ Incarico conferito dall'assemblea dei soci in data 14 maggio 2012 per il novennio 2012-2020



MISSIONE E VALORI DEL GRUPPO IREN

Il Gruppo Iren fa dello sviluppo sostenibile, dell'efficienza energetica e della tutela ambientale, uniti all'innovazione tecnologica e ad una particolare attenzione ai territori in cui opera, i propri caratteri fondamentali.

La salvaguardia dell'ambiente, il contenimento dei consumi energetici, l'innovazione, la promozione dello sviluppo economico e sociale dei territori in cui opera, la soddisfazione dei propri clienti, la creazione di valore per gli azionisti, la valorizzazione e l'accrescimento delle competenze e delle capacità del personale rappresentano precisi valori che il Gruppo Iren vuole perseguire.

LETTERA AGLI AZIONISTI

Gentili Azionisti,

il Bilancio 2012 chiude il primo triennio di vita della Vostra Società e, con esso, il mandato del Consiglio di Amministrazione in carica.

Un triennio caratterizzato da crescenti difficoltà del contesto economico-finanziario, da uno scenario dei mercati dell'energia che ha mostrato una continua flessione e da un contesto normativo che ha fortemente modificato il settore delle utilities.

Un quadro di debolezza economica e di incertezza normativa a cui riteniamo che la Vostra Società abbia saputo far fronte in particolare in forza del processo di aggregazione che nel 2010 ha portato alla sua nascita.

Grazie al posizionamento di rilievo in ciascuna delle proprie aree di *business*, al mix bilanciato tra attività regolate e attività libere, all'integrazione tra attività energetiche *upstream* e *downstream* e al radicamento territoriale, il Gruppo Iren ha mantenuto adeguati livelli di redditività della gestione operativa e per il 2012 presenta risultati significativamente positivi: ricavi consolidati per 4.328 milioni di euro, in crescita del 22,9% rispetto al 2011, un'Ebitda pari a 630 milioni di euro in crescita del 6,3% e un utile netto pari a 152 milioni di euro.

Nei tre anni trascorsi gli investimenti realizzati hanno superato 1.290 milioni di Euro, il risultato a livello di margine operativo lordo è cresciuto da 603 milioni del 2010 a 630 del 2012 e i dividendi complessivi distribuiti hanno raggiunto 200 milioni di euro.

Abbiamo definito per la Vostra Società un nuovo Piano Industriale al 2015 che concentra le attività di sviluppo nei settori nei quali il Gruppo Iren gode di una posizione di significativo vantaggio competitivo – ambiente, ciclo idrico integrato e teleriscaldamento – con particolare attenzione ai territori di riferimento, mentre nei settori liberalizzati l'obiettivo è di accrescere l'attuale base clienti finali nella fornitura di vettori energetici (gas ed elettricità).

Linee strategiche di sviluppo da percorrere mantenendo l'equilibrio finanziario, anche attraverso all'attuazione di specifiche *partnership*, e da integrare con la riduzione del livello di indebitamento, il completamento del processo di integrazione e razionalizzazione del Gruppo per ottenere ulteriori efficienze operative.

Le linee del nuovo Piano Industriale hanno già trovato prime importanti attuazioni nelle operazioni straordinarie che il Gruppo Iren ha concluso nel corso del 2012.

La radicata presenza del Gruppo Iren in territorio piemontese, così come la sua rilevanza nazionale nel *waste management*, si sono ulteriormente coniugate ed integrate con l'acquisizione delle partecipazioni in Amiat e TRM; alla gara bandita dal Comune di Torino il Gruppo Iren ha preso parte in Raggruppamento Temporaneo di Imprese insieme a F2i Fondi Italiani per le Infrastrutture Sgr S.p.A. e Acea Pinerolese Industriale S.p.A.

Inoltre la prosecuzione della realizzazione del Polo Ambientale Integrato di Parma, che entrerà in funzione nel corso del 2013, e l'estensione dei sistemi di raccolta capillarizzata e domiciliare dei rifiuti, che hanno consentito di raggiungere il 60% di raccolta differenziata nel bacino servito, contribuiranno al consolidamento del posizionamento del Gruppo Iren ai vertici nazionali del settore.

Nel corso del 2012 si è inoltre completato il riassetto del Gruppo Edison che ha comportato per la Vostra Società la cessione della partecipazione in Edison e il consolidamento, con una quota del 21%, della partecipazione in Edipower, società interamente posseduta da soci italiani.

Un riassetto che consente al Gruppo Iren di acquisire, quale contropartita della partecipazione in Edipower, l'impianto termoelettrico a ciclo combinato ad alta efficienza di Turbigio (800 MW di potenza installata) e il nucleo idroelettrico di Tusciano (capacità produttiva annua di circa 250 GWh); impianti che porteranno il Gruppo a disporre direttamente di una capacità termoelettrica a ciclo combinato pari a 2.000 MW e di una capacità idroelettrica per oltre 600 MW, consentendo di ottenere sia una maggiore flessibilità strategica sia maggiori sinergie realizzabili dalla gestione diretta degli impianti acquisiti, integrandoli nel complesso del parco impianti Iren.

L'obiettivo di riduzione dell'indebitamento e di perseguimento degli obiettivi di sviluppo in equilibrio finanziario produce già nel 2012 i suoi primi risultati, con una contrazione della PFN di circa 100 milioni rispetto al 2011, grazie anche alle operazioni di dismissione di alcune partecipazioni non strategiche condotte nel corso dell'anno a cui si aggiunge il conferimento di parte del patrimonio immobiliare, ritenuto non core rispetto allo sviluppo delle attività industriali, al Fondo Core MultiUtilities gestito da Ream SGR S.p.A.. Si tratta di operazioni che, nel corso del 2012, hanno liberato risorse economiche per 137 milioni di euro.

Anche altre attività di sviluppo industriale della Vostra Società hanno registrato importanti progressi. Sul fronte della produzione energetica con il pieno esercizio della nuova centrale di Torino Nord si è rafforzato il primato nazionale del Gruppo Iren nel settore del teleriscaldamento urbano, determinando al contempo importanti benefici in termini di risparmio energetico e di miglioramento della qualità dell'aria, in coerenza con i principi di sviluppo sostenibile che caratterizzano il Gruppo.

Nel settore idrico sono proseguite le attività di sviluppo delle reti e impianti, di riduzione delle perdite idriche, di potenziamento dell'efficienza energetica e di miglioramento degli impianti di trattamento e depurazione per assicurare la compatibilità ambientale con gli standard fissati dalle direttive europee, dai Piani d'Ambito e dagli obiettivi di miglioramento definiti dal Gruppo Iren, in coerenza con le proprie logiche di responsabilità sociale e ambientale. Si è data applicazione alla nuova regolazione tariffaria emanata dall'AEEG che dovrebbe costituire, per il futuro, un riferimento stabile per gli investitori.

Sul fronte commerciale si registra un ulteriore ampliamento della base clienti che crescono di circa il 4% rispetto al 2011, un risultato conseguito anche grazie alle azioni di promozione di contratti di fornitura di energia elettrica e gas e nello sviluppo di una gamma di offerte in grado di rispondere alle esigenze dei diversi segmenti di clientela.

La diversificazione delle fonti di approvvigionamento energetico ha prodotto anche nel 2012 significativi risultati che hanno permesso di contenere l'impatto della situazione di *overcapacity* del mercato. Inoltre il progetto di realizzazione del terminale di rigassificazione di Livorno, la cui ultimazione è prevista entro il 2013, consentirà una ulteriore diversificazione delle fonti e delle tecnologie in un settore ormai soggetto a frequenti cambiamenti.

Nel complesso la qualità dei servizi offerti dal Gruppo Iren ha trovato ulteriore conferma, anche alla fine del 2012, nei livelli di soddisfazione espressi dai clienti con giudizi che si attestano su livelli di elevata soddisfazione.

Riteniamo di concludere questo triennio avendo indirizzato il Gruppo Iren ad uno sviluppo futuro, coerente e compatibile con lo scenario economico e l'evoluzione del quadro normativo, con l'obiettivo di garantire elevati standard di qualità dei servizi e un adeguato ritorno per gli azionisti.

Ringrazio, a nome del Consiglio di Amministrazione, tutti i dipendenti che, con professionalità e impegno, hanno permesso al Gruppo Iren di raggiungere importanti risultati che saranno chiamati a sviluppare ulteriormente nei prossimi anni.

Ringrazio, infine, tutti i componenti del Consiglio di Amministrazione e del Collegio Sindacale per il prezioso contributo di competenze, idee e dedizione messo in campo in questo triennio.

Il Presidente del Consiglio di Amministrazione
(Ing. Roberto Bazzano)



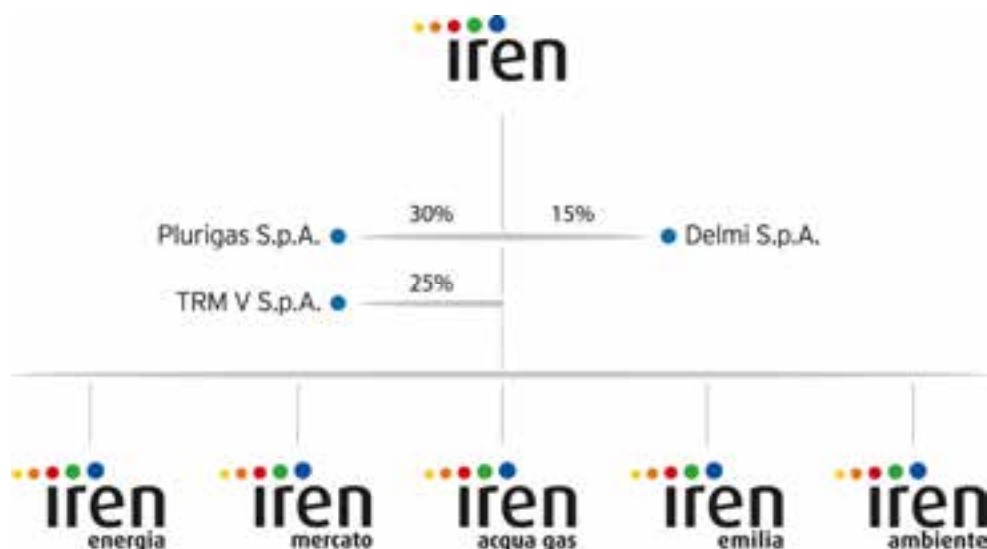
Iren S.p.A.

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 2012

IL GRUPPO IREN: L'ASSETTO SOCIETARIO



Al 31 dicembre 2012 Delmi controlla con il 70% del capitale Edipower che è a sua volta partecipata da Iren Energia al 10%. Il 1° gennaio 2013 ha avuto effetto la fusione inversa di Delmi in Edipower. TRM V controlla con l'80% del capitale TRM S.p.A.

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

IREN ENERGIA

Produzione di energia elettrica e termica cogenerativa

Iren Energia dispone complessivamente di circa 2.700 MW di potenza installata, di cui circa 1.800 MW direttamente e circa 900 MW tramite le partecipate Edipower ed Energia Italiana. In particolare, Iren Energia ha la disponibilità di 20 impianti di produzione di energia elettrica: 12 idroelettrici e 8 termoelettrici in cogenerazione, per una potenza complessiva di circa 1.800 MW elettrici e 2.300 MW termici, di cui 900 MW in cogenerazione. Le fonti di energia primaria utilizzate sono totalmente eco-compatibili in quanto idroelettriche e cogenerative. In particolare, il sistema idroelettrico di produzione svolge un ruolo importante in tema di salvaguardia ambientale, in quanto utilizza una risorsa rinnovabile e pulita, senza emissione di sostanze inquinanti; l'energia idroelettrica consente di ridurre il ricorso ad altre forme di produzione a più elevato impatto ambientale. Iren Energia considera il rispetto dell'ambiente un valore aziendale e da sempre ritiene che lo sviluppo del sistema di produzione idroelettrico, in cui investe annualmente notevoli risorse, sia uno degli strumenti principali per la salvaguardia del territorio. La potenza termica complessiva di Iren Energia è di 2.300 MWt, di cui il 40% proviene dagli impianti di cogenerazione di proprietà e la parte restante è relativa a generatori di calore convenzionali. La produzione di calore nel 2012 è stata pari a circa 2.931 GWh_t, con una volumetria teleriscaldata pari a circa 77 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 2012 l'energia elettrica complessiva distribuita è stata pari a 4.241 GWh, di cui 3.313 GWh nella Città di Torino e 928 GWh nella città di Parma.

Distribuzione Gas e Teleriscaldamento

Le attività di teleriscaldamento e distribuzione del gas nel capoluogo piemontese sono svolte da AES Torino (partecipata al 51% da Iren Energia), che possiede una delle più estese reti di teleriscaldamento a livello nazionale, con circa 474 km di doppia tubazione al 31 dicembre 2012. Nel 2012 la rete del gas, estesa per 1.333 km, ha servito circa 500.000 clienti finali.

Iren Energia detiene anche la rete di teleriscaldamento di Reggio Emilia con un'estensione di circa 216 Km, di Parma con circa 84 Km e di Piacenza con circa 19 Km.

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

Servizi agli Enti Locali e Global Service

Iride Servizi fornisce alla città di Torino il servizio di illuminazione pubblica, il servizio semaforico, la gestione degli impianti termici ed elettrici degli edifici comunali, la gestione in Global Service Tecnologico del Palazzo di Giustizia di Torino e del facility management per il Gruppo. Le infrastrutture telematiche e la connettività nelle città di Torino e Genova sono gestite rispettivamente dalle controllate AemNet e SasterNet, quest'ultima ceduta nel corso dell'esercizio come richiamato al successivo paragrafo "Fatti di rilievo del periodo".

IREN MERCATO

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

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

Le principali fonti del Gruppo disponibili per le attività di Iren Mercato sono rappresentate dalle centrali termoelettriche e idroelettriche di Iren Energia S.p.A.; tramite i contratti di Tolling, Iren Mercato dispone dell'energia derivante dalle centrali di Edipower. Si precisa che fino al 23 maggio 2012 la quota in capo ad Iren Mercato è pari al 10%, mentre dal 24 maggio sale al 23%.

Il gruppo è altresì attivo nella vendita di servizi gestione calore e global service sia a favore di soggetti privati che di enti pubblici. L'attività di sviluppo è stata concentrata sulla filiera dedicata alla gestione degli impianti di climatizzazione degli edifici adibiti a 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 2012 sono stati pari a 3.169 Mmc di cui circa 1.719 Mmc commercializzati a clienti finali esterni al Gruppo, 191 Mmc impiegati nella produzione di energia elettrica tramite i contratti di tolling con Edipower, 1.214 Mmc impiegati all'interno del Gruppo Iren sia per la produzione di energia elettrica e termica che per la fornitura di servizi calore, mentre 45 Mmc rappresentano le rimanenze di gas in stoccaggio.

Al 31 dicembre 2012 i clienti retail gas gestiti direttamente da Iren Mercato sono pari a circa 756.000 distribuiti sul bacino storico genovese e sulle aree di sviluppo limitrofe, sul bacino torinese e sui bacini storici emiliani.

Commercializzazione energia elettrica

I volumi commercializzati nel corso del 2012, al netto delle perdite di distribuzione, sono risultati pari a 17.053 GWh.

I clienti retail di energia elettrica gestiti a fine 2012 sono pari a oltre 734.000 (di cui circa 344.000 sul mercato libero e 373.000 sul mercato tutelato) distribuiti principalmente sul bacino tradizionalmente servito, corrispondente a Torino e Parma, e sulle aree presidiate commercialmente dall'azienda.

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

Mercato libero e borsa

I volumi complessivamente venduti a clienti finali e grossisti sono pari a 11.145 GWh, mentre i volumi impiegati sulla borsa al netto dell'energia compravenduta sono pari a 2.159 GWh. Nel 2012 le disponibilità interne al Gruppo Iren (Iren Energia), ammontano a 6.308 GWh. I volumi provenienti dal tolling di Edipower sono stati pari a 1.321 GWh. Il ricorso a fonti esterne è stato pari a 2.139 GWh per acquisti in borsa al netto dell'energia compravenduta (gli acquisti al lordo dell'energia compravenduta ammontano a 4.174 GWh) e a 4.132 GWh per acquisti da grossisti. La parte residuale dei volumi commercializzati si riferisce principalmente alle operazioni infragruppo ed alle perdite di distribuzione.

Mercato ex vincolato

I clienti complessivamente gestiti in regime di maggior tutela da Iren Mercato nel 2012 sono pari a 373.169, mentre i volumi complessivamente venduti ammontano a 998 GWh.

Vendita calore tramite rete di teleriscaldamento

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

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

Nel 2012 la volumetria teleriscaldata ha superato i 76 milioni di metri cubi in incremento rispetto all'esercizio precedente (+4 milioni di metri cubi).

Gestione servizi calore

Nell'ambito delle attività relative alla gestione dei servizi energetici svolte in ATI nelle ASL regione Lazio (San Filippo Neri di Roma, ASL E e ASL F di Roma e ASL di Viterbo) che si concluderanno a giugno 2014 è proseguita l'attività di gestione e fornitura gas ed energia elettrica.

La gestione del contratto di Global Service della sanità ligure effettuata tramite il consorzio CSI si è invece conclusa a partire da ottobre con la cessione di tutti i contratti e delle opere del consorzio a Siram.

Impianto di rigassificazione LNG

Il Gruppo, attraverso la società OLT Offshore LNG, è impegnato nel Progetto di realizzazione di un Terminale di Rigassificazione *off-shore* al largo delle coste di Livorno, mediante conversione della nave gasiera Golar Frost. Nel corso del 2012 sono proseguiti i lavori di conversione da parte dell'appaltatore Saipem nel cantiere di Dubai.

L'impianto sarà avviato a regime nel terzo trimestre del 2013.

Il Gruppo ha effettuato una analisi di recuperabilità dell'investimento basata sull'impairment test che si fonda sui flussi di cassa attesi nell'arco temporale di utilizzo prevedibile del terminale, sul fattore di garanzia e sull'andamento dei prezzi del gas ritenuti prudenziali.

Relativamente ai flussi considerati è opportuno sottolineare che qualsiasi previsione sul futuro si basa su assunzioni, quantificate dal gruppo con l'ausilio di fonti ed elaborazioni esterne, determinate attraverso informazioni disponibili nel momento in cui la previsione viene formulata.

Si segnala che OLT Offshore LNG ha impugnato la delibera dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas n. 451/2012/R/GAS del 31 ottobre 2012 con cui è stata sospesa l'applicazione del fattore di garanzia per i terminali di rigassificazione che entreranno in esercizio tra il 6 novembre 2012 ed il 31 dicembre 2013, periodo in cui è prevista l'entrata in esercizio del terminale di OLT al largo della costa in provincia di Livorno. In esito alla domanda di sospensione in via cautelare del provvedimento impugnato, il TAR Milano ha esaminato la posizione di OLT durante l'udienza del 7 febbraio scorso, giungendo alla conclusione che "le esigenze prospettate da parte ricorrente appaiono apprezzabili favorevolmente e tutelabili adeguatamente con la sollecita definizione del giudizio nel merito": il TAR Milano ha quindi fissato al 13 giugno prossimo la discussione del merito del Ricorso. L'Autorità si è inoltre resa disponibile ad avviare un confronto con la Società finalizzato ad approfondire i costi e i benefici del terminale al fine di valutare la possibilità di un superamento di detto regime di sospensione. La strategicità dell'impianto

OLT è stata confermata anche da una specifica lettera inviata dal Ministero dello Sviluppo Economico e anche da quanto risulta riportato nel documento di Strategia Energetica 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-Enia.

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

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

Iren Acqua gas direttamente e tramite le sue controllate nel corso del 2012 ha venduto circa 179 Mmc di acqua nelle aree gestite, attraverso una rete di distribuzione di oltre 14.100 km. Per quanto riguarda le acque reflue gestisce una rete fognaria complessiva di circa 8.000 Km.

Distribuzione Gas

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

Iren Acqua Gas fino a fine 2012, data di cessione della partecipazione, ha fornito il servizio di distribuzione gas anche nei comuni di Grosseto e Campagnatico, tramite la società controllata Gea S.p.A..

Iren Acqua Gas tramite la sua controllata Genova Reti Gas ha distribuito gas, nel corso del 2012, per complessivi 378 milioni di metri cubi.

Servizi tecnologici specialistici / ricerca

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

IREN EMILIA

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

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

Iren Emilia svolge la sua attività nell'ambito dei servizi di Igiene Ambientale nelle province di Piacenza, Parma e Reggio Emilia per un totale di 116 comuni del territorio, servendo un bacino di 1.139.000 abitanti. Sensibile alla salvaguardia ambientale ed allo sviluppo sostenibile, Iren Emilia ha attivato sistemi di raccolta differenziata capillarizzata dei rifiuti che, anche grazie alla gestione di 123 stazioni ecologiche attrezzate, hanno consentito al bacino servito di ottenere risultati prossimi al 60%.

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

Iren Emilia svolge altresì la gestione operativa del ciclo idrico integrato (acquedotto, depurazione e fognatura) sulle province di Parma, Piacenza e Reggio Emilia. Tale attività riguarda una rete complessiva di 12.200 km di rete di acquedotto, 6.900 km di reti fognarie e 449 impianti di sollevamento delle acque reflue e 794 impianti di trattamento tra depuratori biologici e fosse imhoff distribuiti sul territorio di 110 Comuni.

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

In data 20 settembre 2012 è stato sottoscritto l'atto di cessione da Iren Ambiente ad Iren Emilia del ramo d'azienda "attività di conduzione di impianti di teleriscaldamento" con conseguente subentro da parte della stessa nei rapporti giuridici e contrattuali in essere. Questa attività si basa su specifici contratti con Iren Energia S.p.A., nel settore del teleriscaldamento, attraverso la gestione, manutenzione straordinaria e realizzazione di centrali termiche e impianti di cogenerazione di proprietà della predetta società del gruppo nelle tre province emiliane di Parma, Reggio Emilia e Piacenza. Prosegue altresì l'attività di manutenzione degli impianti di cogenerazione di Iren Ambiente siti presso le discariche di proprietà.

La gestione operativa della rete di distribuzione di energia elettrica è svolta nella città di Parma e riguarda 2.370 km di rete con un numero superiore ai 123.000 punti di consegna alla clientela finale.

IREN AMBIENTE

Settore ambiente

Iren Ambiente, direttamente e attraverso le società partecipate, svolge nelle province di Parma, Reggio Emilia e Piacenza le attività di trattamento, smaltimento, stoccaggio, recupero e riciclo dei rifiuti urbani e speciali, di recupero energetico (calore e energia elettrica) attraverso la termovalorizzazione e la gestione di impianti per la produzione di biogas. Iren Ambiente gestisce un importante portafoglio clienti a cui fornisce servizi per lo smaltimento di rifiuti speciali e svolge l'attività di trattamento, selezione, recupero e smaltimento finale dei rifiuti urbani raccolti da Iren Emilia S.p.A..

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

Iren Ambiente tratta oltre 1.000.000 tonnellate annue di rifiuti con 12 impianti di trattamento, selezione e stoccaggio, 2 termovalorizzatori (Piacenza e Reggio Emilia), 1 discarica (Poatica - Reggio Emilia), 2 impianti di compostaggio (Reggio Emilia). E' in fase di costruzione, con l'obiettivo di attivarlo entro il primo semestre 2013, il Polo Ambientale Integrato di Parma (PAI), che prevede la realizzazione di un impianto di selezione e termovalorizzazione da rifiuti. In data 12 maggio, data di scadenza della relativa autorizzazione, è cessata come previsto l'attività del termovalorizzatore di Reggio Emilia.

Produzione energia elettrica da fonti rinnovabili

Iren Ambiente è attiva anche nel settore della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili attraverso diversi progetti focalizzati prevalentemente nel settore del fotovoltaico. In tale settore sono stati realizzati impianti in Puglia per 5 MW (attraverso la controllata Enia Solaris), un impianto in copertura di un fabbricato aziendale di potenza pari a 1 MW ed altri 29 minori come potenza installata su sedi aziendali e fabbricati comunali. E' continuato inoltre, attraverso la controllata Iren Rinnovabili S.r.l., l'attività di commercializzazione nel settore del fotovoltaico con il logo "Raggi & Vantaggi" che ha però subito un forte rallentamento in conseguenza delle modifiche normative approvate che hanno ridotto significativamente il livello degli incentivi nel settore.

La predetta controllata è operativa anche nel settore idroelettrico, a seguito della realizzazione dell'impianto idroelettrico (2 MW) di Fornace (Baiso – provincia di Reggio Emilia), con una produzione e vendita di energia nell'anno 2012 di circa 7.000 MWh.

Particolare attenzione è stata riservata inoltre allo sviluppo di impianti a biomassa e biometano. In data 29 novembre 2012 è stata depositata una proposta di progetto per la realizzazione di un impianto a biomassa in provincia di Reggio Emilia.

Il 29 novembre 2012 è anche diventata operativa la joint venture Iren Rinnovabili con il gruppo CCPL a seguito della sottoscrizione di un primo aumento di capitale a seguito del conferimento del 49% del capitale sociale della società PFM S.p.A. titolare di un impianto fotovoltaico in leasing. L'accordo complessivo prevede che, mediante il successivo conferimento di società operanti nel settore degli impianti fotovoltaici, il gruppo CCPL aumenti ulteriormente la sua percentuale di partecipazione che al 31 dicembre 2012 è pari al 9,815%. L'obiettivo dei due soci sarà finalizzato allo sviluppo e valorizzazione congiunta dei rispettivi assets fotovoltaici anche mediante l'ingresso di partners finanziari.

Gestione impianti di teleriscaldamento

Fino al 30 settembre 2012 (data di cessione del relativo ramo ad Iren Emilia S.p.A), Iren Ambiente ha operato altresì, sulla base di specifici contratti con Iren Energia S.p.A. proprietaria degli impianti, nel settore del teleriscaldamento svolgendo l'attività di gestione e manutenzione straordinaria di centrali termiche e impianti di cogenerazione nelle tre province emiliane di Parma, Reggio Emilia e Piacenza.

INFORMAZIONI SUL TITOLO IREN NEL 2012

Andamento del titolo Iren in Borsa

Nel corso del 2012 i mercati borsistici, con particolare riferimento a quelli dell'area Euro, hanno continuato a risentire nel primo semestre della prolungata congiuntura negativa dello scenario finanziario internazionale acuita dalla crisi finanziaria di alcuni stati sovrani europei. Si è avuta un'inversione di tendenza a partire da luglio quando la BCE ha manifestato l'intenzione di intervenire con decisione, tramite nuovi strumenti, non solo a favore dei paesi in difficoltà ma anche a sostegno della tenuta dell'euro.

Tali misure hanno portato ad un allentamento delle tensioni finanziarie anche in Italia: da luglio si è sperimentata una costante diminuzione dei valori dello spread con conseguente ripresa dei mercati finanziari con l'indice All Shares che nel 2012 è cresciuto del 5,9%.

Tuttavia l'economia reale in Italia nel 2012 è stata caratterizzata da trend di crescita negativi determinati soprattutto dal persistere delle politiche di rigore fiscale mirate al risanamento dei parametri di bilancio fissati in sede comunitaria.

In questo contesto, nel corso nel 2012 il titolo Iren ha ceduto circa il 40%: ad influenzare l'andamento negativo del titolo Iren, oltre ai suddetti fattori congiunturali a livello macroeconomico, si possono individuare ulteriori fattori specifici tra cui l'elevato livello di indebitamento e l'esposizione del portafoglio di attività al mercato della generazione e della vendita di energia in un contesto nazionale caratterizzato da uno scenario di sovraccapacità e bassi prezzi dell'energia.



Il titolo Iren dopo aver toccato il massimo a febbraio con il valore di 0,85 euro per azione, ha intrapreso un trend discendente che ha portato al minimo di 0,24 euro per azione a fine luglio (dopo la comunicazione dei dati del primo trimestre caratterizzati da un elevato livello di debito) per poi iniziare una fase di progressivo recupero, sostenuta dai positivi risultati periodici e dal miglioramento della situazione finanziaria, che ha portato il titolo a chiudere l'anno a 0,46 euro per azione.

Il titolo Iren ha realizzato nel 2012 volumi medi che si sono attestati intorno a 2,7 milioni di pezzi giornalieri con un prezzo medio di 0,49 euro per azione.

DATI DI BORSA

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

**euro/azione
nel 2012**

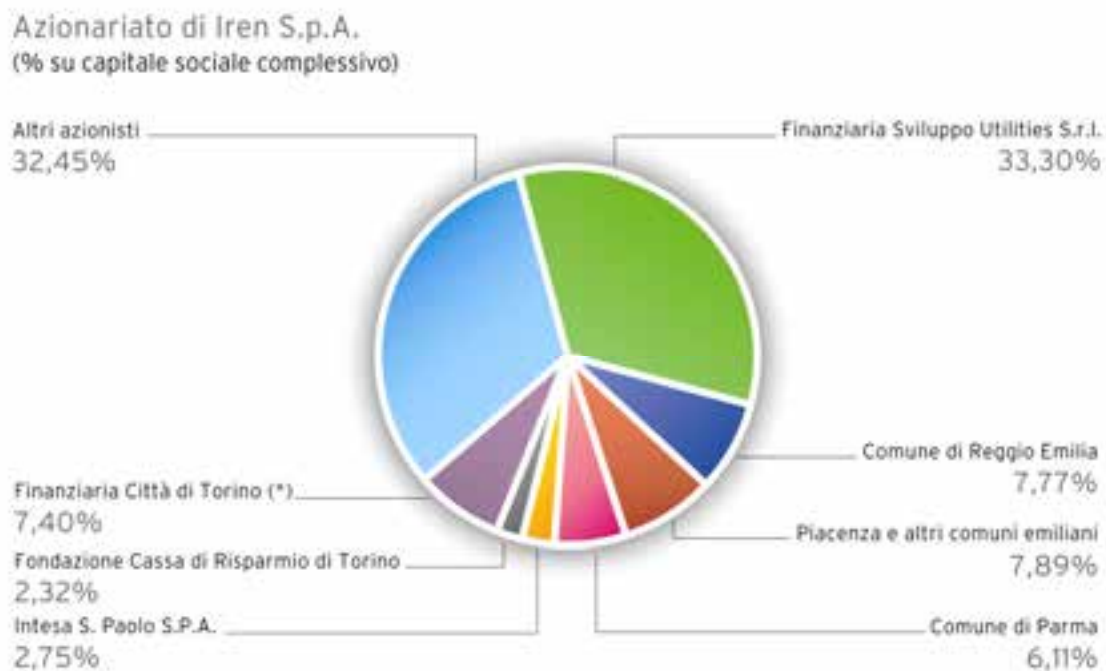
0,49
0,85
0,24
1.276.226

**Il coverage del titolo**

Il Gruppo Iren è attualmente seguito da undici broker: Banca IMI, Kepler, Centrobanca, Cheuvreux, Equita, Intermonte, Deutsche Bank, Mediobanca, Banca Akros, Bnp Paribas e Banca Aletti che ha attivato la copertura a febbraio 2012.

Azionariato

Al 31 dicembre 2012 sulla base delle informazioni disponibili alla società, l'azionariato di Iren era il seguente:



(*) azioni di risparmio prive di diritto di voto

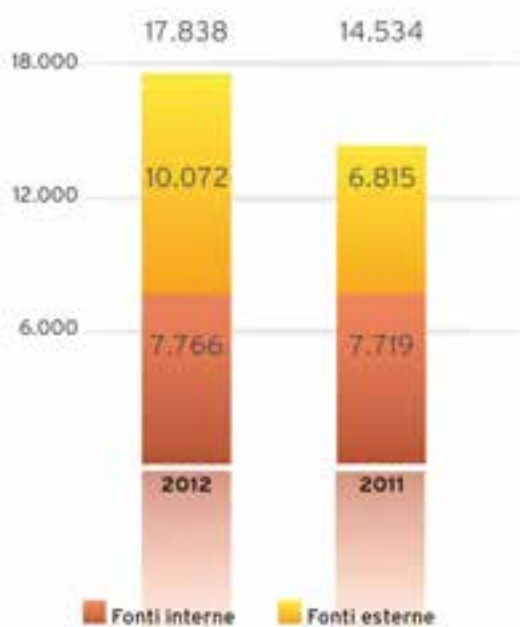
DATI OPERATIVI

Bilancio dell'energia elettrica

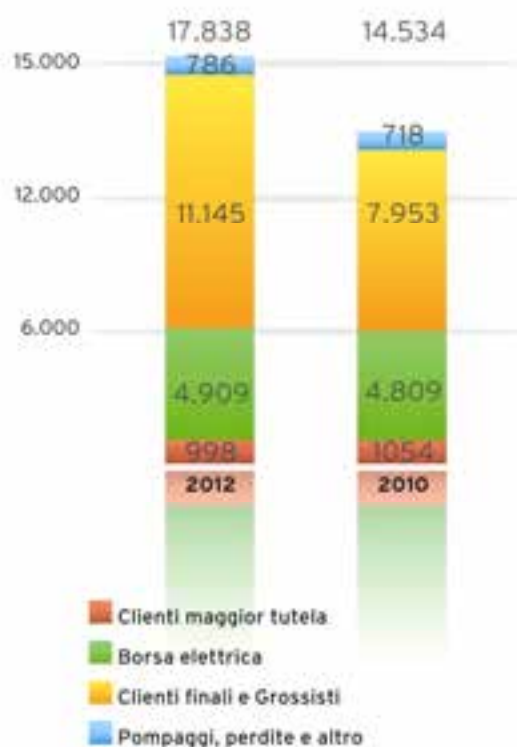
GWh	Esercizio 2012	Esercizio 2011	Variaz. %
FONTI			
Produzione lorda	7.766	7.719	0,6
<i>a) Termoelettrica</i>	5.248	5.024	4,5
<i>b) Idroelettrica</i>	1.075	978	9,9
<i>c) Produzione da WTE e Fonti Rinnovabili</i>	122	131	(6,9)
<i>d) Produzione da impianti Edipower</i>	1.321	1.309	0,9
<i>e) Produzione da impianti Tirreno Power</i>	-	277	(*)
Acquisto da Acquirente Unico	1.051	1.088	(3,4)
Acquisto energia in Borsa Elettrica	4.889	4.647	5,2
Acquisto energia da grossisti e importazioni	4.132	1.080	(*)
Totale Fonti	17.838	14.534	22,7
IMPIEGHI			
Vendite a clienti di maggior tutela	998	1.054	(5,3)
Vendite in Borsa Elettrica	4.909	4.809	2,1
Vendite a clienti finali e grossisti	11.145	7.953	40,1
Pompaggi, perdite di distribuzione e altro	786	718	9,5
Totale Impieghi	17.838	14.534	22,7

(*) Variazione superiore al 100%

Composizione Fonti



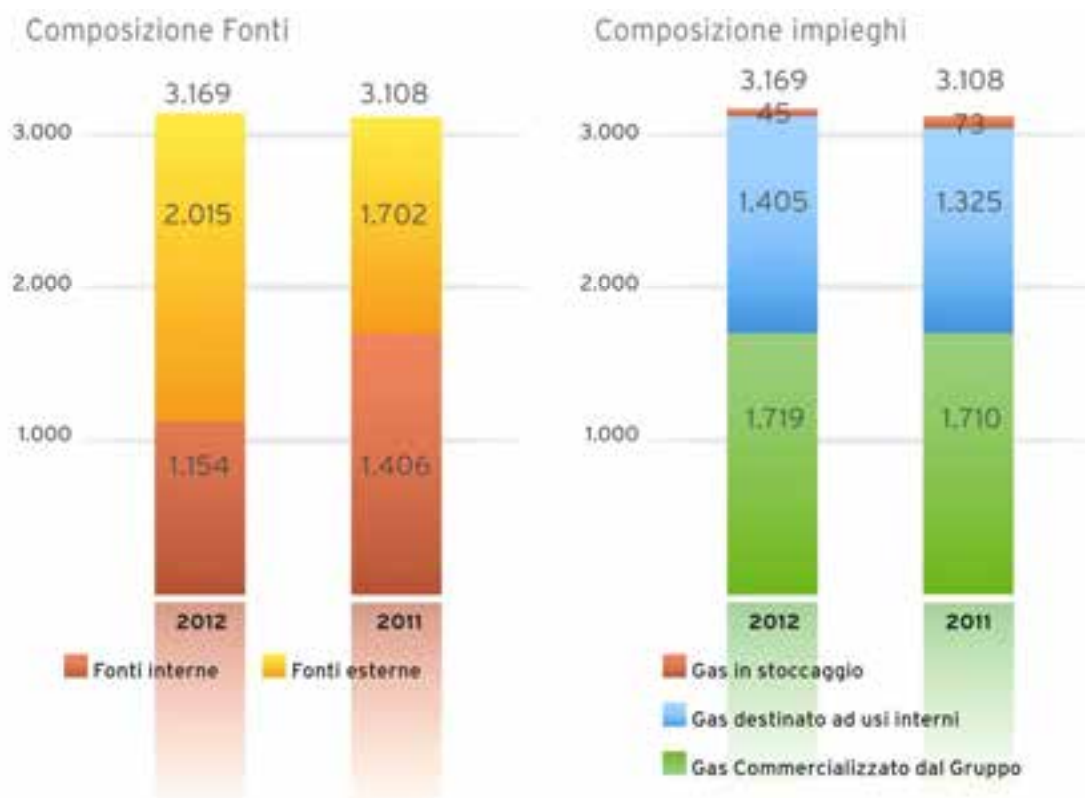
Composizione impieghi



Bilancio del gas

Milioni di metri cubi	Esercizio 2012	Esercizio 2011	Variaz. %
FONTI			
Fonti interne	1.154	1.406	(17,9)
Fonti esterne	2.015	1.702	18,4
Totale Fonti	3.169	3.108	2,0
IMPIEGHI			
Gas commercializzato dal Gruppo	1.719	1.710	0,5
Gas destinato ad usi interni (1)	1.405	1.325	6,0
Gas in stoccaggio	45	73	(38,4)
Totale Impieghi	3.169	3.108	2,0

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



Servizi a rete

	Esercizio 2012	Esercizio 2011	Variaz. %
DISTRIBUZIONE ENERGIA ELETTRICA			
Energia elettrica distribuita (GWh)	4.241	4.263	(0,5)
N. contatori elettronici	687.477	677.504	1,5
DISTRIBUZIONE GAS			
<i>Gas distribuito da AES Torino (mln mc)</i>	580	594	(2,3)
<i>Gas distribuito da Iren Acqua Gas (mln mc)</i>	397	388	2,3
<i>Gas distribuito da Iren Emilia (mln mc)</i>	952	967	(1,6)
Totale Gas distribuito	1.929	1.949	(1,0)
TELERISCALDAMENTO			
Volumetria teleriscaldata (mln mc)	76	72	5,5
Rete Teleriscaldamento (Km)	825	759	8,8
SERVIZIO IDRICO INTEGRATO			
Volumi Acqua (mln mc)	179	181	(0,9)

SCENARIO DI MERCATO

Andamento macroeconomico

Nel 2012, secondo le stime del Fondo Monetario Internazionale, la crescita del PIL mondiale è stata prossima al 3,2%, in calo rispetto al dato 2011 (3,9%).

Le diverse aree geografiche mostrano notevoli differenze. In particolare, permane il divario tra le economie avanzate, che nel 2012 hanno fatto registrare una crescita dell'1,3% (rispetto all'1,6% del 2011), e le economie in via di sviluppo che continuano a crescere a ritmi sostenuti (+5,1%) seppur in calo rispetto al 2011 (+6,3%). Di queste, l'Asia si conferma il driver dello sviluppo economico mondiale con una crescita del 6,6% nel 2012, anch'essa tuttavia in calo rispetto al dato dell'anno precedente (8,0%). Segue la zona del Medio Oriente e del Nord Africa, la cui crescita è prevista al 5,5% per il 2012, unica in incremento rispetto al 3,2% del 2011.

Per quanto riguarda l'Italia la crescita del PIL acquisita a chiusura del terzo trimestre 2012 era pari a -2,0% (fonte Istat) le prime stime indicano però un ulteriore rallentamento nel IV trimestre dell'anno. Anche l'indice della produzione industriale nei dodici mesi del 2012 ha visto una forte decrescita pari al -6,7% rispetto all'anno precedente. Tra i settori in calo, quelli che in dicembre registrano le diminuzioni tendenziali più ampie sono i beni intermedi (-9,4%) e i beni di consumo (-7,7%), mentre flessioni più contenute si rilevano per l'energia (-3,7%) e per i beni strumentali (-2,5%). In ragione d'anno i più penalizzati risultano, la fabbricazione di articoli in gomma e materie plastiche, altri prodotti della lavorazione di minerali non metalliferi (-16,8%), l'industria del legno, della carta e stampa (-11,4%), l'attività estrattiva (-10,8%) e la fabbricazione di coke e prodotti petroliferi raffinati (-10,7%).

Bilancio del Gas Naturale in Italia

Crisi economica e temperature miti hanno determinato nel corso del 2012 un forte calo dei consumi nazionali di energia. Secondo prime stime, sulla base dei dati provvisori attualmente disponibili⁽¹⁾, la domanda di energia primaria è scesa di circa il 4,3% rispetto al 2011 (da 184,2 Mtep a circa 176,5 Mtep), riportando i livelli di consumo del Paese su valori del 1997-1998.

In questo contesto il gas ha registrato un nuovo significativo calo. A chiusura d'anno, i dati provvisori di Snam Rete Gas rilevano un consumo di 74,3 md mc, -4,1% rispetto al 2011, equivalente a -3,2 md mc. Un tonfo che dopo le riduzioni 2009 e 2011 riporta i consumi nazionali di gas su livelli inferiori a quelli del 2003 (77,3 md mc).

In confronto al 2011, sono i prelievi per usi termoelettrici ad avere determinato la gran parte del calo: domanda elettrica debole (-2,8% rispetto al 2011), concorrenza delle fonti rinnovabili (+7,7 TWh la produzione fotovoltaica, +3,3 TWh quella eolica⁽²⁾), aumentato utilizzo del carbone, hanno influito sui consumi delle centrali che hanno segnato un calo dell'11% (circa 3 md mc).

I consumi industriali sono risultati minori del 2% rispetto all'anno precedente (-0,27 md mc), ma restano abbondantemente al di sotto dei livelli pre-crisi. Di poco superiori i prelievi del sistema delle reti di distribuzione (+0,8%, pari a 0,26 md mc).

Dal 2007 gli usi termoelettrici hanno perso ben 9 md mc di consumo (-26,8%); gli usi delle industrie allacciate alla rete di trasporto 2,2 md mc (-14,5%) a cui andrebbero aggiunti quelli delle piccole-medie industrie allacciate alle reti di distribuzione i cui dati 2012 non sono ancora disponibili.

⁽¹⁾ Elaborazioni su dati SNAM, MSE, TERNA.

⁽²⁾ Dati provvisori Terna

Impieghi/fonti di gas naturale nel 2012 e confronto con gli anni precedenti

Mld mc	2012	2011	2010	2009	2008	2007	Var. % '12/'11	Var. % '12/'10	Var. % '12/'09	Var. % '12/'08	Var. % '12/'07
UTILIZZI GAS NATURALE											
Impianti di distribuzione	33,9	33,6	36,5	34,0	33,4	32,4	0,8%	-7,2%	-0,3%	1,5%	4,4%
Usi industriali	13,3	13,5	13,3	12,1	14,6	15,5	-2,0%	-0,4%	9,4%	-8,8%	-14,5%
Usi termoelettrici	24,7	27,7	29,8	28,7	33,5	33,7	-11,0%	-17,2%	-13,9%	-26,3%	-26,8%
Rete Terzi e consumi di sistema (*)	2,4	2,5	3,0	2,9	3,1	2,9	-3,5%	-19,5%	-16,5%	-22,1%	-15,0%
Totale prelevato	74,3	77,4	82,7	77,7	84,5	84,5	-4,1%	-10,2%	-4,4%	-12,2%	-12,2%
FONTI GAS NATURALE											
Produzione nazionale	8,2	8,0	8,1	8,2	9,1	9,8	1,6%	0,1%	-0,9%	-10,6%	-16,6%
Importazioni	67,6	70,3	75,2	68,7	76,5	73,5	-3,8%	-10,1%	-1,6%	-11,7%	-8,0%
Stoccaggi	-1,51	-0,90	-0,6	0,8	-1,1	1,2	68,8%	136,3%	-294,8%	34,8%	-221,2%
Totale immesso	74,3	77,4	82,7	77,7	84,5	84,5	-4,1%	-10,2%	-4,4%	-12,2%	-12,2%

(*) 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. Dati provvisori per il 2012.

Sul lato Fonti, le importazioni complessive 2012 risultano di 67,6 md mc, in diminuzione di -3,8% (-2,7 md mc), effettuate per l'88,5% tramite gasdotti e per l'11,5% tramite i due terminali GNL di Panigaglia e Rovigo.

Anche nel 2012 la capacità tecnica nominale delle infrastrutture di importazione è stata ampiamente sottoutilizzata (tasso di utilizzo medio = 54% circa) ampliando l'overcapacity degli anni precedenti. In lieve aumento la produzione nazionale +1,6% (+0,13 md mc) a 8,2 md mc circa, però inferiore del 16,6% rispetto al 2007 (-1,6 md mc).

Bilancio dell'energia elettrica in Italia

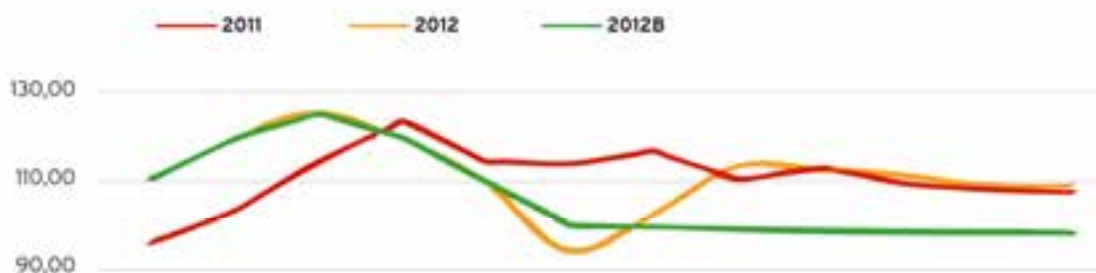
Il 2012 ha visto complessivamente una netta riduzione della domanda elettrica che è tornata in flessione rispetto alla crescita dell'anno precedente (-2,8 vs 1,3% del 2011) passando da 334.640 GWh a 325.259 GWh.

La riduzione della richiesta è stimabile pertanto in -9,3 TWh. Decremento che segue il più ampio verificatosi nel 2009 (-19,2 TWh) e che conferma il quinquennio 2008-2012 come il primo nella storia del settore elettrico di così lunga riduzione/stagnazione della domanda dove la richiesta non è pertanto in grado di recuperare, nel tempo trascorso, il "gap" subito.

La richiesta di energia elettrica è stata soddisfatta per l'86,8% dalla produzione nazionale (- 2,3% rispetto al 2011) e per la restante parte pari a 13,2% dal saldo con l'estero (-5,8%). Rispetto al 2011 la produzione da fonte geotermica, eolica e fotovoltaica vede un incremento del + 42,2% mentre quella da fonte idroelettrica rileva un calo del -8,2%. La produzione termoelettrica ha registrato una riduzione del - 6,3% rispetto al 2011.

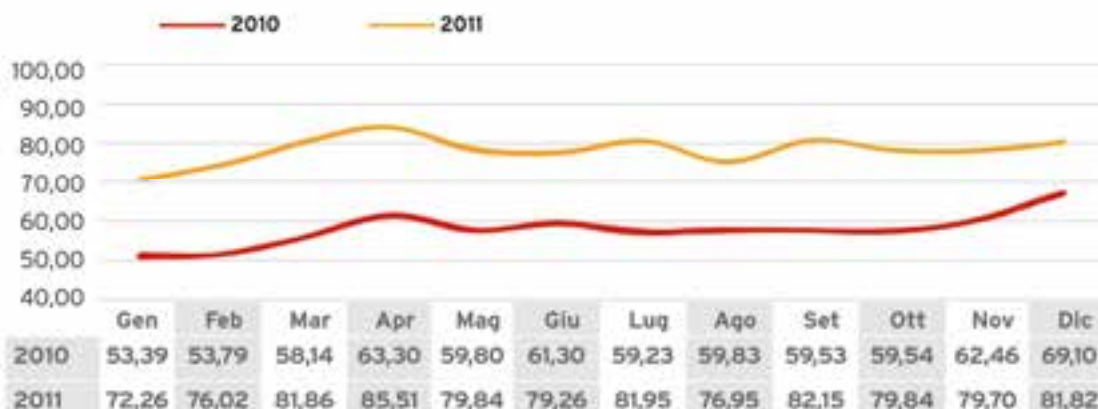
Prodotti Petroliferi

BRENT \$/BBL



	Gen	Feb	Mar	Apr	Mag	Giu	Lug	Ago	Set	Ott	Nov	Dic
2011	96,54	103,76	114,60	123,49	114,56	114,04	116,89	110,37	113,12	109,44	108,04	107,84
2012	110,58	119,55	125,33	119,54	110,20	94,84	102,59	113,37	112,86	111,60	109,11	109,35
2012B	110,58	119,56	125,33	119,54	110,20	100,35	99,96	99,57	99,23	99,03	98,83	98,63

BRENT €/BBL



	Gen	Feb	Mar	Apr	Mag	Giu	Lug	Ago	Set	Ott	Nov	Dic
2010	53,39	53,79	58,14	63,30	59,80	61,30	59,23	59,83	59,53	59,54	62,46	69,10
2011	72,26	76,02	81,86	85,51	79,84	79,26	81,95	76,95	82,15	79,84	79,70	81,82

Fonte: statistiche RIE/REF

Sostanziale stabilità per la media mensile del Brent Dated che a dicembre si attesta a 109,4 doll./bbl contro i 109 del mese precedente. Nonostante le molteplici criticità che affliggono l'economia mondiale, il 2012 si è quindi chiuso con un valore annuo di 111,6 doll./bbl, in linea con il dato del 2011 (111,8) che fu un record assoluto per i prezzi su base annua. Occorre poi notare come alla stabilità del prezzo annuo in dollari, si contrapponga un aumento del 9% in euro/bbl, da 81 a 88. Nel 2012, il Brent ha oscillato all'interno di un range di circa 30 dollari, tra un valore minimo giornaliero di 89 dollari e un livello massimo di 128. Queste significative variazioni hanno tuttavia caratterizzato solo la prima parte dell'anno, mentre soprattutto dopo l'estate il prezzo si è assestato attorno ad un livello di equilibrio pari a 109-112 doll./bbl.

Il mese di dicembre, in particolare, ha esibito una certa tenuta delle quotazioni, con un trend rialzista negli ultimi giorni dell'anno e ad inizio gennaio 2013. Questa dinamica può essere attribuita ad un allentamento delle preoccupazioni sul fronte dell'economia mondiale grazie: alla parziale soluzione della questione del fiscal cliff negli Stati Uniti; alle dichiarazioni della FED a sostegno dell'economia americana; ai segnali positivi che provengono dalla Cina, con dati sulla crescita dell'attività manifatturiera in sensibile miglioramento alla fine dell'anno; al rafforzamento dell'euro e alla meno probabile ipotesi di un implosione di Eurozona.

CAMBIO \$/€



Fonte: statistiche RIE/REF

Nel 2012 il cambio euro/dollaro si è attestato ad un livello inferiore del - 3,7% al dato medio del 2011, 1,29 vs 1,34. Tuttavia, l'andamento è stato di apprezzamento della moneta unica rispetto alla valuta statunitense nella prima parte dell'anno con il valore di massimo raggiunto a febbraio del 2012 di 1,32 ed il minimo a luglio con 1,23. Nella seconda parte si è tornati ad un apprezzamento fino al valore di 1,31 di dicembre 2012. L'andamento è tuttavia principalmente ascrivibile alla debolezza della valuta americana più che alla forza dell'euro, che continua a fronteggiare l'emergenza dei debiti sovrani dei paesi PIIGS. Sul dollaro, infatti, incide l'oscillazione di dati macroeconomici migliori o peggiori rispetto alle aspettative e previsioni da parte della Federal Reserve su una ripresa dell'economia.

PUN €/MWh

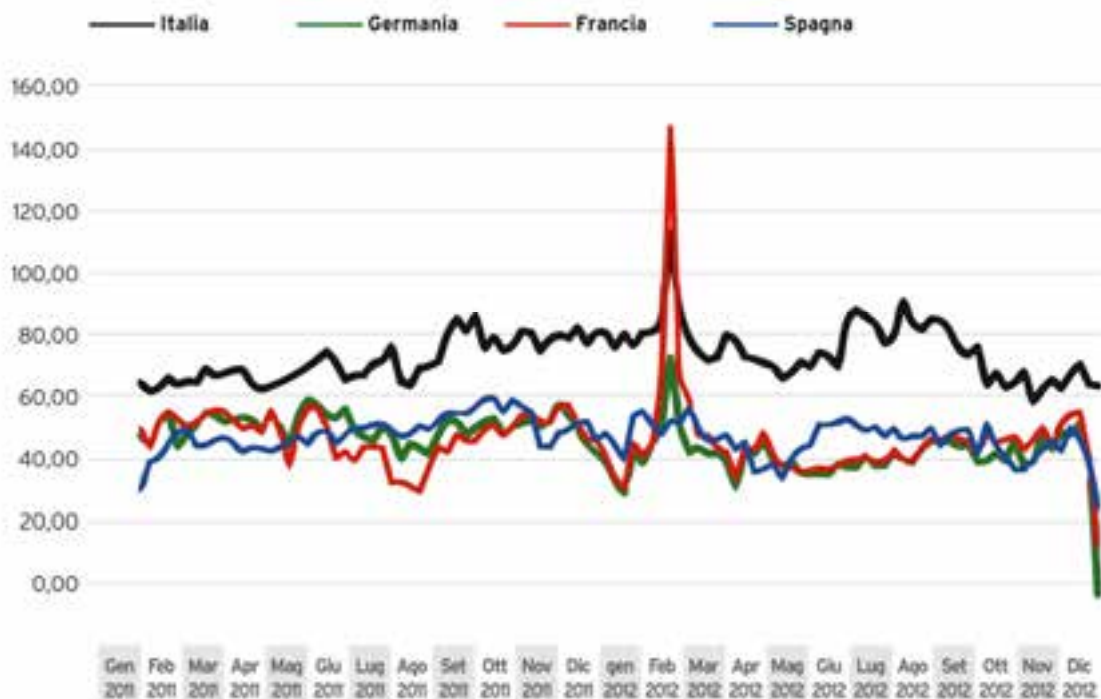


Fonte: GME

Il prezzo medio di acquisto (PUN) della borsa elettrica italiana è stato pari a 75,5 €/MWh, in aumento del +4,6% rispetto al 2011 (72,2 €/MWh).

Il differenziale tra il PUN ed il prezzo di acquisto delle altre borse europee, che nel 2011 era di circa 22 €/MWh, nel 2012, ha subito un ulteriore aumento di circa 8 €/MWh. Due picchi contrapposti da segnalare nell'anno, il forte e generale rialzo per motivi climatici nel mese di febbraio e la punta di minimo di fine anno con valori negativi raggiunti dalla borsa tedesca nel mese di dicembre.

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



Fonte: elaborazioni RIE su IPEX, EEX, Powernext, Omel

Prezzi gas

Domanda sempre debole a livello italiano ed europeo (-2% i consumi UE nei primi sei mesi 2012⁽³⁾), situazione di oversupply, forte concorrenza del mercato spot hanno determinato nel corso dell'anno il persistere di pressioni sui mercati gas e difficoltà per gli operatori integrati verticalmente con portafoglio di approvvigionamento esposto a contratti a lungo termine *Take or Pay (ToP)*. I prezzi di vendita all'ingrosso e ai consumatori industriali e termoelettrici sono risultati sempre meno agganciati ai prezzi di questi contratti di importazione. Rinegoziazioni e arbitrati hanno caratterizzato il 2012, così come era già accaduto nei due anni precedenti.

I risultati delle rinegoziazioni sembrano comunque lontani dal colmare il divario tra i prezzi dei ToP con i prezzi a breve. Nel corso dell'anno i prezzi spot agli hubs europei si sono mantenuti sensibilmente inferiori a quelli dei contratti long term rinegoziati, indicativamente nell'ordine del 20%. Il processo di rafforzamento degli hubs, come riferimento sempre più importante del mercato, è andato proseguendo, favorito dal varo e da iniziali applicazioni delle nuove regole europee riguardanti la gestione delle congestioni contrattuali sui gasdotti transnazionali.

Nel corso del 2012 si è registrata una forte riduzione dello spread tra l'hub italiano PSV, che ha visto i prezzi diminuire da 31,7 Euro /MWh in gennaio a 28,0 Euro/MWh in dicembre, e le quotazioni degli hubs del Nord-Europa che sono tendenzialmente aumentate da circa 22 Euro/MWh a circa 27 Euro/MWh a fine anno. In particolare in confronto all'olandese TTF - considerato il più liquido e significativo hub dell'UE continentale - lo spread è passato dai circa 10 Euro/MWh di gennaio (+49%) a circa 1 Euro/MWh nell'ultimo trimestre (+3,4%). Rispetto all'hub austriaco di Baumgarten, collegato fisicamente al sistema

⁽³⁾ Fonte: Eurogas

italiano dal gasdotto TAG, mentre nel primo trimestre si registravano differenze di circa 6,7 Euro/MWh (+32%) con punte fino a 9 Euro/MWh, gli ultimi mesi hanno rilevato delta di solo 0,8 Euro/MWh (+3%).

In un contesto di mercato “lungo”, la riduzione delle differenze su valori “fisiologici” connessi al costo di trasporto del gas tra gli hubs è presumibilmente stata favorita sia dalle iniziali applicazioni di regolamenti e linee guida UE diretti alla riduzione delle congestioni (determinando un maggior accesso alla capacità disponibile e a costi minori) sia dall’introduzione del mercato del bilanciamento nazionale che ha contribuito a dare maggiore accessibilità allo stoccaggio e migliorato la liquidità. Questi interventi hanno potuto dispiegare i loro effetti su un terreno reso fertile dalla persistente situazione di oversupply che caratterizza da alcuni anni i mercati. Il 2013 dirà se tali relazioni tra i prezzi confermeranno o meno il carattere strutturale che sembrano avere assunto.

In Italia, nell’ultimo trimestre 2012, mentre il valore medio della Gas Release 2007 (formula interamente oil linked) è stato di 41,75 Euro/MWh (44,2 cEuro/mc) e quello della CCI (Componente Commercializzazione all’Ingrosso) - definita da AEEG con formula prevalentemente (95%) legata ai contratti ToP – è risultato di 38,76 Euro/MWh (41,5 cEuro/mc), il PSV ha registrato un prezzo medio di 27,88 Euro/MWh.

Il mercato del bilanciamento (PB-Gas), entrato nella sua configurazione a regime ad aprile 2012, ha espresso nell’ultimo trimestre 2012 una media di 27,58, Euro/MWh sostanzialmente in linea con il prezzo delle contrattazioni al PSV. In attesa della partenza del comparto per la negoziazione dei contratti a termine, si osserva che la M-Gas (Borsa Gas) è rimasta nel 2012 un mercato poco utilizzato con volumi scambiati poco significativi o addirittura nulli come negli ultimi tre mesi dell’anno. A parte il mercato del bilanciamento su cui vigono obblighi offerta, la maggior parte delle contrattazioni a breve avviene quindi su base bilaterale.

Dinamica dei prezzi del gas



Nota: i prezzi della Gas Release e della CCI sono stati trasformati in Euro/MWh sulla base di un potere calorifico rispettivamente di 38,1 MJ/mcs e 38,52 MJ/mcs

Fonte: Elaborazioni RIE; su dati, Platts, APX-Endex, GME, CEGH, AEEG

Di seguito si rappresenta la sintesi dei principali indicatori:

	2012	2011	DELTA	DELTA%
Brent U\$D/bbl	111,58	111,49	0,09	0,1%
U\$D/euro	1,29	1,34	-0,05	-3,7%
Brent euro/bbl	86,79	83,49	3,30	4,0%
Domanda Gas (Bcm)	74.300	77.500	-3.200	-4,1%
Gas Release 2, cent/scm	44,49	35,75	8,74	24,4%
CCI, cent/scm	48,09	39,26	8,83	22,5%
Domanda Elettricità (TWh)	325,26	334,64	-9,38	-2,8%
Prezzo EE PUN (euro/MWh)	75,5	72,2	3,30	4,6%

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:

	2011
volumetria complessiva riscaldata (Mmc)	260,3
energia termica fornita all'utenza (GWht)	7.322
risparmio energetico (Tep)	404.922
emissioni evitate di anidride carbonica (t)	1.323.601

Fonte: elaborazione annuario AIRU – dati 2011

Il numero di città in Italia teleriscaldate è passato da 27 del 1995 a 104 del 2011.

La prima città italiana a dotarsi di un sistema di teleriscaldamento, all'inizio degli anni '70, è stata Brescia, seguita negli anni '80 da Torino che oggi possiede la rete di teleriscaldamento più estesa d'Italia.

E' ormai consolidata la situazione che vede le reti concentrate nell'Italia settentrionale e la quasi totalità della volumetria teleriscaldata (più del 97% della volumetria totale) localizzata nel Nord, in sette regioni: Lombardia, Piemonte, Emilia Romagna, Veneto, Trentino Alto Adige, Liguria e Valle d'Aosta.

Certificati verdi

A livello di sistema, il mercato ha continuato a presentarsi "lungo" così come nell'anno precedente, in quanto l'offerta ha superato la domanda.

La percentuale di "obbligo" (immissione di energia da fonte rinnovabile e/o di consegna di certificati verdi) per le produzioni non da fonte rinnovabile 2012 è pari al 7,55%.

Il prezzo di ritiro, da parte del GSE, dei CV emessi nel 2012 e che risulteranno invenduti al marzo 2013, è pari a 80,3 €/MWh.

Il prezzo medio dei Certificati Verdi (esclusi quelli per il teleriscaldamento) riscontrato nelle sessioni di mercato GME del 2012 è pari a 76,3 €/MWh.

Saranno ritirabili da GSE anche i CV "teleriscaldamento" relativi alla produzione 2011; il prezzo di ritiro è pari al prezzo medio di mercato registrato nel 2010.

Con la riforma del sistema delle incentivazioni delle fonti rinnovabili, vi sarà il graduale azzeramento, entro il 2015, del sistema dei CV.

CO²

Il 2012, anno in cui termina la fase 2 dell'ETS e segna il passaggio per gran parte degli impianti assoggettati dall'allocatione gratuita a quella all'asta, registra un'ulteriore contrazione dei prezzi dei permessi EUA che chiudono a quota 6,44€/ton (-7% rispetto al 2011). Il valor medio nell'anno è stato di 7,37 €/ton. Autentico tracollo, invece, per i crediti internazionali che accusano perdite superiori al 90% (0,18 €/ton la chiusura a fine dicembre).

Le principali motivazioni di questo andamento sono da ricercarsi nel protrarsi della crisi economico-finanziaria delle economie periferiche dell'area euro e nell'aumento di liquidità dovuta all'immissione sul mercato dei permessi relativi alle ultime aste per la fase 2 e alle aste anticipate per la fase 3 e al

quantitativo di crediti internazionali che si è riversato sull'ETS per anticipare le limitazioni imposte dalla Commissione sui crediti provenienti dai progetti di distruzione dei gas industriali a partire da maggio 2013. Per riportare fiducia sui mercati e sospingere verso l'alto i prezzi la Commissione europea si è candidata a supervisore del mercato ETS, con potere di agire sul calendario delle aste e allo stesso tempo di ridurre il volume di permessi in vendita (900 milioni). Tuttavia l'approvazione finale del documento è rimandata ai primi mesi del 2013.

Il 2012 è stato anche l'anno dell'accordo di collegamento tra i sistemi europeo e australiano per lo scambio delle quote di emissione. Dal luglio del 2015, infatti, 300 impianti energivori australiani potranno acquistare i permessi EUA per adempiere ai propri obblighi emissivi. Dal 2018 il sistema dovrebbe andare a completo regime offrendo anche agli impianti europei la possibilità di utilizzare i permessi di emissione australiani.

Certificati Bianchi

Titoli di Efficienza Energetica (TEE) sono emessi dal GME a favore dei distributori, delle società controllate dai distributori medesimi e a favore di società operanti nel settore dei servizi energetici (ESCO) al fine di certificare la riduzione dei consumi conseguita attraverso interventi e progetti di incremento di efficienza energetica. Il mercato dei TEE consente la vendita di titoli ottenuti da progetti autonomi da parte delle ESCO che, non dovendo ottemperare ad alcun obbligo, hanno la possibilità di realizzare dei profitti sul mercato.

I titoli sono negoziabili sulla piattaforma del GME (Gestore del Mercato Elettrico).

Il DM datato 28 dicembre 2012 ha determinato "gli obiettivi quantitativi nazionali di risparmio energetico che devono essere perseguiti dalle imprese di distribuzione dell'energia elettrica e il gas per gli anni dal 2013 al 2016 e introdotto disposizioni per il rafforzamento del meccanismo dei certificati bianchi".

FATTI DI RILIEVO DEL PERIODO

Polo Ambientale Integrato di Parma (PAI)

Il 4 aprile 2012 è passata in giudicato la sentenza, emessa dalla sezione di Parma del Tribunale Amministrativo Regionale, con cui è stata confermata la regolarità dell'iter autorizzativo adottato per il Polo Ambientale Integrato di Parma ed è stato riconosciuto che il permesso di costruire è stato rilasciato nell'ambito della procedura autorizzativa e di VIA (Valutazione di Impatto Ambientale), valutando illegittima l'ordinanza di sospensione dei lavori emessa dal Comune di Parma che, pertanto, è stata annullata.

Nei primi giorni di settembre 2012, Iren Ambiente ha appreso dell'indagine della Procura della Repubblica di Parma e dei presunti reati in merito alla realizzazione del Polo Ambientale Integrato (PAI).

La Procura della Repubblica aveva aperto un procedimento penale contro alcune persone fisiche di Iren Ambiente, della Provincia, del Comune di Parma e dell'ATO di Parma e contestualmente si chiedeva il sequestro del cantiere del PAI. Il GIP ha rigettato la richiesta di sequestro.

La Procura ha proposto appello contro la decisione del GIP davanti al Tribunale della Riesame. Il Tribunale del Riesame di Parma ha rigettato l'appello presentato dalla Procura con ordinanza del 5 dicembre 2012.

La Procura ha promosso ricorso per Cassazione contro l'ordinanza del Tribunale del Riesame, chiedendone l'annullamento con rinvio. Si è in attesa di fissazione dell'udienza di discussione.

Nomina del nuovo Collegio Sindacale e affidamento dell'incarico alla Società di revisione

Contestualmente all'approvazione del bilancio al 31 dicembre 2011, l'Assemblea degli Azionisti, riunitasi in data 14 maggio 2012, ha provveduto a nominare per il triennio 2012-2014 il Collegio Sindacale nelle persone dei sindaci effettivi Anna Maria Fellegara ed Aldo Milanese, insieme al sindaco supplente Emilio Gatto, sulla base della lista presentata da Finanziaria Sviluppo Utilities S.r.l. e 73 Soci pubblici delle province di Reggio Emilia, Parma e Piacenza, e del sindaco effettivo Paolo Peveraro, insieme al sindaco supplente Alessandro Cotto, sulla base della lista presentata dall'azionista Equiter S.p.A. L'assemblea ha nominato Paolo Peveraro presidente del Collegio Sindacale.

L'Assemblea degli Azionisti ha inoltre deliberato di conferire, a norma dell'art. 13 del Decreto Legislativo n. 39 del 27 gennaio 2010, l'incarico di revisione legale del bilancio d'esercizio e del bilancio consolidato alla società PricewaterhouseCoopers S.p.A. per il novennio 2012-2020.

Riassetto del Gruppo Edison

Il 24 maggio 2012 – in esecuzione degli accordi stipulati in data 15 febbraio 2012 e successivamente modificati in data 5 maggio 2012 tra A2A, Delmi ed EDF e tra A2A, Delmi, Edison e Alpiq – Delmi ha ceduto a WGRM 4 Holding S.p.A., società interamente posseduta da EdF, il 50% di Transalpina di Energia di proprietà di Delmi stessa per un prezzo pari ad Euro 783.748.900 e ha acquistato il 70% di Edipower da Edison (quanto al 50%) e da Alpiq (quanto al 20%) per un prezzo totale pari a Euro 883.748.900.

Sono stati altresì conclusi tra A2A, Iren, Iren Energia (attuale socio di Edipower) e gli altri soci di Delmi accordi relativi alla *governance* e al modello di funzionamento di Delmi e Edipower e all'eventuale uscita dei soci di minoranza.

Variatione dei componenti del Consiglio di Amministrazione di Iren S.p.A. e del Comitato di Controllo Interno

Il Consiglio di Amministrazione di Iren S.p.A., in data 18 giugno 2012, ha nominato per cooptazione la Dott.ssa Carla Patrizia Ferrari membro del board in sostituzione dell'Ing. Enrico Salza, dimessosi il 22 maggio 2012 a seguito dell'impegno assunto quale Presidente di Banca Fideuram.

Nel corso della seduta del 27 luglio 2012, il Consiglio di Amministrazione ha indicato il dott. Franco Amato, in possesso dei requisiti di indipendenza, quale componente del Comitato di Controllo Interno in sostituzione della dott.ssa Carla Patrizia Ferrari che ha ritenuto di rinunciare alla carica in considerazione degli impegni e delle attività svolte all'esterno del Gruppo Iren.

Cessione della partecipazione in Sasternet S.p.A.

In data 30 ottobre è stata perfezionata tra Iride Servizi e F2i Reti TLC la cessione della partecipazione detenuta dal Gruppo Iren in Sasternet S.p.A. (85% del capitale sociale). Il prezzo incassato a tale data, soggetto entro il 2012 ad eventuali conguagli conseguenti alle effettive risultanze contabili al 30 ottobre, è stato pari a 14,9 milioni di euro per l'85% del capitale sociale. Un ulteriore integrazione di prezzo potrà essere realizzata attraverso la componente di earn out a 5 anni per massimi 3 milioni di euro in funzione della performance e del valore futuro della società.

Modifiche statutarie

Il Consiglio di Amministrazione di Iren, nella seduta del 14 novembre 2012, ha approvato l'adeguamento dello Statuto alle nuove disposizioni di legge in tema di parità di accesso agli organi di amministrazione e controllo delle società quotate e di diritti degli azionisti.

Aggiudicazione Gara Amiat-Trm

Il 20 dicembre 2012 è stata comunicata la definitiva aggiudicazione della gara bandita dal Comune di Torino per l'individuazione di un socio privato operativo industriale e per l'affidamento del servizio di igiene ambientale della città e del servizio di gestione e manutenzione dell'impianto di termovalorizzazione a servizio della zona Sud della provincia di Torino.

Alla gara il Gruppo Iren ha partecipato in Raggruppamento Temporaneo di Imprese insieme a F2i Fondi Italiani per le Infrastrutture Sgr S.p.A. e Acea Pinerolese Industriale S.p.A.

Per quanto concerne la cessione del 49% delle azioni di Amiat S.p.A., l'aggiudicazione è andata a favore del Raggruppamento Temporaneo di Imprese al cui interno è stato costituito un veicolo societario composto da Iren S.p.A., Iren Emilia S.p.A. (che deterrà una quota di maggioranza) ed Acea Pinerolese Industriale S.p.A. Il prezzo di cessione aggiudicato è pari a 28,8 milioni di Euro.

Per quanto riguarda la cessione dell'80% di TRM S.p.A., nell'ambito del Raggruppamento Temporaneo di Imprese è stata costituita una *partnership* tra Iren S.p.A. ed altre società del Gruppo Iren (Iren Emilia S.p.A., Iren Ambiente S.p.A., Iren Energia S.p.A.) ed F2i, che ne detiene la maggioranza. Il prezzo di cessione aggiudicato è pari a 126 milioni di Euro.

Conferimento di parte del patrimonio immobiliare del Gruppo Iren al Fondo Core MultiUtilities costituito e gestito da Ream SGR S.p.A.

Il 21 dicembre 2012 il Gruppo Iren ha concluso il conferimento di parte del proprio 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, con contestuale collocamento del 51% delle quote di quest'ultimo a investitori terzi qualificati previamente individuati dalla società di gestione del Fondo. Il restante 44% sarà collocato nel corso del 2013. Il Gruppo Iren manterrà per almeno 5 anni una quota pari al 5% del Fondo Core MultiUtilities ed avrà diritto di esprimere un rappresentante nel Comitato Consultivo.

Dall'operazione il Gruppo Iren godrà di un incasso complessivo pari a circa 92 milioni di euro con la generazione di plusvalenze operative per circa 28 milioni di euro.

Accordo per la cessione della partecipazione di Iren in GEA S.p.A. a E.S.TR.A. S.p.A.

Il 28 dicembre 2012 Iren Acqua Gas S.p.A. ed E.S.TR.A. S.p.A. hanno sottoscritto il contratto per la cessione dell'intera partecipazione detenuta dal Gruppo Iren in GEA S.p.A., società operante nel servizio distribuzione gas per i Comuni di Grosseto e Campagnatico.

L'accordo, stipulato a seguito di una procedura di vendita ad evidenza pubblica, prevede che per la cessione del 59,34% del capitale sociale di GEA S.p.A. detenuto dal Gruppo Iren, E.S.TR.A. S.p.A. corrisponda il prezzo convenuto di 19.060.000 euro.

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 2012	Esercizio 2011 Rideterminato	Var. %
Ricavi			
Ricavi per beni e servizi	4.003.654	3.254.248	23,0
Variazione dei lavori in corso	669	632	5,9
Altri proventi	323.518	265.719	21,8
- di cui non ricorrenti	23.015	-	(*)
Totale ricavi	4.327.841	3.520.599	22,9
Costi operativi			
Costi materie prime sussidiarie di consumo e merci	(2.116.257)	(1.682.008)	25,8
Prestazioni di servizi e godimento beni di terzi	(1.236.254)	(940.605)	31,4
Oneri diversi di gestione	(105.250)	(71.563)	47,1
- di cui non ricorrenti	(14.644)	-	(*)
Costi per lavori interni capitalizzati	20.667	28.208	(26,7)
Costo del personale	(261.142)	(262.565)	(0,5)
Totale costi operativi	(3.698.236)	(2.928.533)	26,3
Margine Operativo Lordo (EBITDA)	629.605	592.066	6,3
Ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni			
Ammortamenti	(205.495)	(209.293)	(1,8)
Accantonamenti e svalutazioni	(83.179)	(74.140)	12,2
- di cui accantonamenti relativi ad operazioni non ricorrenti	(7.631)	-	(*)
Totale ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni	(288.674)	(283.433)	1,8
Risultato Operativo (EBIT)	340.931	308.633	10,5
Gestione finanziaria			
Proventi finanziari	26.533	23.783	11,6
Oneri finanziari	(129.610)	(93.704)	38,3
Totale gestione finanziaria	(103.077)	(69.921)	47,4
Risultato di collegate contabilizzate con il metodo del patrimonio netto	9.673	(3.806)	(*)
Rettifica di valore di partecipazioni	(105)	(224.308)	(100,0)
- di cui non ricorrenti	-	(217.466)	(100,0)
Risultato prima delle imposte	247.422	10.598	(*)
Imposte sul reddito	(85.251)	(113.013)	(24,6)
Risultato netto delle attività in continuità	162.171	(102.415)	(*)
Risultato netto da attività operative cessate	-	-	(*)
Risultato netto del periodo	162.171	(102.415)	(*)
attribuibile a:			
- Utile (perdita) di pertinenza del Gruppo	152.559	(110.970)	(*)
- Utile (perdita) di pertinenza di terzi	9.612	8.555	12,4

(*) Variazione superiore al 100%

I dati dell'esercizio 2011, posti a confronto, sono stati rideterminati per effetto dell'adozione in via anticipata della versione rivista del principio IAS 19 *Benefici per i dipendenti*.

Ricavi

Nel 2012 il Gruppo Iren ha conseguito ricavi per 4.327,8 milioni di euro in aumento del 22,9% rispetto ai 3.520,6 milioni di euro del 2011. L'incremento dei ricavi è riconducibile sia all'aumento dei quantitativi venduti nei settori energetici, attribuibile alla maggiore disponibilità di energia elettrica e termica (entrata in esercizio della Centrale Torino Nord) e allo sviluppo del portafoglio clienti e delle attività di trading nel settore dell'energia elettrica, sia all'incremento dei prezzi delle commodities energetiche.

Composizione ricavi



Margine Operativo Lordo

Il margine operativo lordo (Ebitda) ammonta a 629,6 milioni di euro in aumento del 6,3% rispetto ai 592,1 milioni di euro dell'esercizio 2011.

Al miglioramento del margine hanno contribuito tutti i settori di attività con la sola eccezione dell'Ambiente che presenta margini in leggera flessione rispetto al corrispondente periodo del 2011.

In particolare il settore della Generazione e teleriscaldamento, con le maggiori quantità prodotte di energia elettrica e calore ed il contributo positivo del rimborso degli stranded costs relativi all'impianto idroelettrico di Telesio e il risultato positivo derivante dallo sviluppo delle reti del Teleriscaldamento, ha consentito di assorbire il negativo andamento dovuto agli effetti della perdurante situazione di overcapacity produttiva che ha determinato una riduzione dei margini unitari sulla produzione di energia elettrica da fonte termoelettrica.

Il settore Mercato presenta un margine complessivo in linea con l'esercizio 2011, grazie alla positiva performance della Vendita gas riconducibile all'effetto combinato delle attività di approvvigionamento, di trading e di gestione del gas in stoccaggio in un contesto di volumi venduti a clienti finali sostanzialmente stabile, e ciò ha consentito di assorbire la flessione della Vendita di energia elettrica caratterizzata dagli oneri derivanti dalla gestione del contratto di tolling sugli impianti di Edipower (di cui 20 milioni di euro quale onere aggiuntivo derivante dalla valutazione, fino alla scadenza nel 2013, del tolling Edipower quale "onerous contract").

Risultato positivo anche del settore Infrastrutture energetiche pur in presenza di andamenti diversificati tra Distribuzione reti gas in notevole miglioramento e Distribuzione di energia elettrica in flessione rispetto all'esercizio 2011.

In lieve crescita anche il settore del Ciclo idrico integrato per l'effetto positivo dell'aumento delle tariffe in parte compensato dai maggiori costi di energia elettrica e manutenzione impianti

Il settore Ambiente presenta una flessione principalmente dovuta al venir meno di un recupero straordinario di tariffa di igiene ambientale che aveva caratterizzato l'esercizio 2011.

Composizione Ebitda



Risultato operativo

Il risultato operativo (Ebit) è pari a 340,9 milioni di euro e risulta in miglioramento del 10,5% rispetto ai 308,6 milioni di euro dell'esercizio 2011 (+32,3 milioni di euro). Il contributo positivo del margine operativo lordo è stato parzialmente assorbito dal rilevante incremento degli accantonamenti al fondo svalutazione crediti (+20,5 milioni di euro sul 2011) a fronte di una riduzione degli ammortamenti e degli accantonamenti a fondi rischi.

Oneri e Proventi finanziari

Gli oneri e proventi finanziari esprimono un saldo negativo per 103 milioni. In particolare gli oneri finanziari ammontano a 130 milioni. L'incremento rispetto all'esercizio 2011 è dovuto principalmente all'aumento del costo medio del debito e all'aumento dell'indebitamento finanziario medio del 2012 rispetto al 2011. I proventi finanziari ammontano a 27 milioni (+11,6%).

Il risultato di società collegate contabilizzate con il metodo del patrimonio netto è positivo per circa 10 milioni, in crescita rispetto al corrispondente periodo del 2011, principalmente per il risultato positivo di Edipower e delle altre partecipate Plurigas, ASA e Delmi. Nell'esercizio 2012 l'impatto negativo di Sinergie Italiane è pari a 10 milioni di euro, mentre nell'esercizio 2011 la svalutazione era stata di circa 26 milioni di euro.

Risultato prima delle imposte

Per effetto delle dinamiche sopra indicate il risultato consolidato prima delle imposte ha raggiunto 247 milioni di euro, in forte incremento rispetto agli 11 milioni di euro dell'esercizio 2011 che aveva risentito negativamente della svalutazione delle partecipazioni in Delmi, Edipower e Sinergie Italiane.

Imposte sul reddito

Le imposte sul reddito dell'esercizio 2012 sono pari a 85 milioni, con una riduzione del 24,6% rispetto all'esercizio 2011.

Nel 2012 il tax rate adjusted è pari al 43,83% ed è depurato principalmente dalle plusvalenze generate dal conferimento di alcuni immobili al fondo immobiliare Fondo Core Multiutilities, dalla cessione di partecipazioni e dalla vendita dell'immobile di via Bertola a Torino, nonché dall'IRES richiesta a rimborso per la deduzione dell'IRAP sul costo del personale ai sensi dell'art. 2 comma 1 quater del DL 201/2011 (pari a circa 13,6 milioni di euro). Il tax rate si è ridotto anche per una minore incidenza dell'addizionale IRES per effetto di una variazione del perimetro di applicazione.

Risultato netto del periodo

Il risultato netto è positivo per 162 milioni di euro, rispetto alla perdita di 102 milioni di euro del 2011 che risentiva principalmente delle svalutazioni delle partecipate Delmi, Edipower e Sinergie Italiane.

Analisi per settori di attività

Il Gruppo Iren opera nei seguenti settori di attività:

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

Tali segmenti operativi sono presentati in accordo all'IFRS 8 che richiede di basare l'informativa di settore sugli elementi che il comitato esecutivo ed il management utilizzano 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 e il comparativo con i valori del 2011.

Relativamente al capitale immobilizzato si è ritenuto opportuno appostare nella colonna "non allocabili" le partecipazioni detenute dal gruppo. Inoltre in un'ottica di riorganizzazione e sviluppo del business del teleriscaldamento si è deciso di ricomprendere anche le attività relative alla gestione della rete di distribuzione dell'energia termica nell'ambito del settore della Generazione che pertanto, dall'esercizio 2012, ha assunto la denominazione di Generazione e Teleriscaldamento; al fine di consentire un confronto omogeneo sono stati riclassificati anche i valori dell'esercizio 2011.

Risultati per settori di attività al 31 dicembre 2012

	milioni di euro							
	Generazione	Mercato	Infrastrutture energetiche	Ciclo idrico	Ambiente	Altri servizi	Non allocabili	Totale
Capitale immobilizzato	1.621	51	1.287	950	296	36	494	4.735
Capitale circolante netto	161	48	(20)	106	(25)	(43)	8	235
Altre attività e passività non correnti	(77)	3	(55)	(264)	(46)	(11)	(12)	(461)
Capitale investito netto (CIN)	1.705	102	1.212	792	225	(17)	490	4.509
Patrimonio netto								1.954
Posizione Finanziaria netta								2.555
Mezzi propri ed indebitamento finanziario netto								4.509

Risultati per settori di attività al 31 dicembre 2011 Rideterminato

	milioni di euro							
	Generazione e Tlr	Mercato	Infrastrutture energetiche	Ciclo idrico	Ambiente	Altri servizi	Non allocabili	Totale
Capitale immobilizzato	1.658	45	1.258	952	265	69	406	4.653
Capitale circolante netto	120	142	(37)	72	5	(28)	13	288
Altre attività e passività non correnti	(80)	(8)	(61)	(246)	(40)	8	(15)	(443)
Capitale investito netto (CIN)	1.698	179	1.160	778	230	49	404	4.497
Patrimonio netto								1.845
Posizione Finanziaria netta								2.653
Mezzi propri ed indebitamento finanziario netto								4.497

Risultati per settori di attività al 31 dicembre 2012

	milioni di euro							
	Generazione e Tlr	Mercato	Infrastrutture energetiche	Ciclo idrico	Ambiente	Altri servizi	Elisioni e rettifiche	Totale
Totali ricavi e proventi	983	4.052	385	432	211	131	(1.867)	4.328
Totale costi operativi	(773)	(3.999)	(205)	(316)	(172)	(99)	1.867	(3.698)
Margine Operativo Lordo (EBITDA)	210	52	180	116	39	32	-	630
Amm.ti, acc.ti netti e svalutazioni	(82)	(39)	(54)	(76)	(23)	(15)	-	(289)
Risultato operativo (EBIT)	129	14	126	40	16	17	-	341

Risultati per settori di attività al 31 dicembre 2011 Rideterminato

	milioni di euro							
	Generazione e Tlr	Mercato	Infrastrutture energetiche	Ciclo idrico	Ambiente	Altri servizi	Elisioni e rettifiche	Totale
Totali ricavi e proventi	840	3.072	382	438	217	112	(1.542)	3.521
Totale costi operativi	(643)	(3.020)	(211)	(326)	(175)	(96)	1.542	(2.929)
Margine Operativo Lordo (EBITDA)	197	53	171	113	42	16	-	592
Amm.ti, acc.ti netti e svalutazioni	(105)	(18)	(51)	(77)	(27)	(7)	-	(283)
Risultato operativo (EBIT)	93	35	120	36	15	10	-	309

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

Generazione e Teleriscaldamento

Al 31 dicembre 2012 i ricavi ammontano a 983,0 milioni di euro, in aumento rispetto ai 839,9 milioni di euro dell'esercizio 2011 (+17,0%).

		Esercizio 2012	Esercizio 2011 Rideterminato	Δ %
Ricavi	€/mil.	983,0	839,9	17,0%
Margine operativo lordo (Ebitda)	€/mil.	210,3	197,3	6,6%
<i>Ebitda Margin</i>		21,4%	23,5%	
Risultato Operativo (Ebit)	€/mil.	128,6	92,7	38,7%
Investimenti	€/mil.	68,9	197,8	-65,1%
Energia elettrica prodotta	GWh	6.338,9	6.012,4	5,4%
<i>da fonte idroelettrica</i>	GWh	1.075,3	978,0	10,0%
<i>da fonte termoelettrica</i>	GWh	5.247,8	5.023,8	4,5%
<i>da fonti rinnovabili</i>	GWh	15,8	10,6	49,3%
Calore prodotto	GWh _t	2.931,5	2.571,7	14,0%
<i>da fonte cogenerativa</i>	GWh _t	2.232,1	2.001,9	11,5%
<i>da fonte non cogenerativa</i>	GWh _t	699,4	569,8	22,7%
Volumetrie teleriscaldate	Mmc	76,5	72,5	5,5%

L'energia elettrica prodotta è stata pari a 6.338,9 GWh in aumento del 5,4% rispetto ai 6.012,4 GWh dell'esercizio 2011, per effetto sia della maggiore produzione idroelettrica (+10,0%), sia della maggiore produzione in cogenerazione (+4,5%).

In particolare la produzione idroelettrica è stata pari a 1.075,3 GWh, in aumento del 10,0% rispetto ai 978 GWh del 2011, per effetto della maggiore produzione degli impianti di Pont Ventoux ed all'entrata in esercizio, dopo l'attività di repowering, degli impianti di Rosone e Telesio. Tale andamento è in controtendenza rispetto al dato nazionale della produzione da fonti idroelettriche, che ha visto una riduzione dell'8,2% rispetto al 2011.

La produzione termoelettrica è stata pari a 5.247,8 GWh, in aumento del 4,5% rispetto ai 5.023,8 GWh del 2011, grazie al contributo del nuovo impianto Torino Nord, entrato in esercizio a ottobre 2011. La crescita registrata è in controtendenza con il dato nazionale della produzione da fonti termoelettriche (-6,3% rispetto al 2011).

La produzione di calore è stata pari a 2.931,5 GWh_t in aumento del 14% rispetto ai 2.571,7 GWh_t del 2011, per effetto dei maggiori consumi legati all'andamento climatico (temperature mediamente inferiori) e per un importante sviluppo delle volumetrie servite in incremento di circa 4 milioni di metri cubi (+3,5 milioni di mc area Torino e +0,5 milioni mc su area Emilia). Complessivamente la volumetria teleriscaldata ha superato i 76 milioni di metri cubi, di cui 54,2 milioni su Torino, 3,4 milioni su Genova e 18,9 milioni nell'area emiliana.

Il margine operativo lordo (Ebitda) è stato pari a 210,3 milioni di euro, in aumento del 6,6% rispetto ai 197,3 milioni di euro dell'esercizio 2011.

L'incremento del margine è attribuibile ai maggiori quantitativi prodotti sia di energia elettrica che di calore e dall'impatto positivo del rimborso degli "stranded cost" relativi all'impianto idroelettrico di Telesio, parzialmente compensati dai minori certificati verdi, da una riduzione della marginalità sulla produzione di energia elettrica e da maggiori costi connessi alla manutenzione degli impianti.

Il risultato operativo ammonta a 128,6 milioni di euro in aumento del 38,7% rispetto ai 92,7 milioni di euro del 2011. Il miglioramento è attribuibile sia all'incremento registrato dal margine operativo lordo che ai minori ammortamenti per beni devolvibili relativi a concessioni idroelettriche (+14 milioni di euro).

Gli investimenti realizzati relativi al settore Cogenerazione e Teleriscaldamento ammontano a 58,2 milioni di euro di cui circa 34,3 milioni di euro sono relativi alla Cogenerazione e 23,8 milioni di euro sono relativi allo sviluppo delle reti di teleriscaldamento.

Gli investimenti realizzati del settore idroelettrico sono pari a circa 10,3 milioni di euro, mentre nel settore delle rinnovabili gli investimenti ammontano a 0,5 milioni di euro.

Mercato

Il volume d'affari dell'area mercato ammonta a 4.051,9 milioni di euro in aumento (+31,9%) rispetto ai 3.072,4 milioni di euro dell'esercizio precedente. Il margine operativo lordo (Ebitda) pari a 52,4 milioni di euro è sostanzialmente invariato rispetto all'esercizio 2011.

		Esercizio 2012	Esercizio 2011	Δ %	
Ricavi	€/mil.	4.051,9	3.072,4	31,9%	
Margine operativo lordo (Ebitda)	€/mil.	52,4	52,5	-0,2%	
<i>Ebitda Margin</i>		1,3%	1,7%		
	<i>da Energia Elettrica</i>	€/mil.	-27,7	-4,4	(*)
	<i>da Gas</i>	€/mil.	74,4	48,9	52,2%
	<i>da Calore</i>	€/mil.	5,7	8,1	-29,5%
Risultato Operativo (Ebit)	€/mil.	13,8	35,0	-60,6%	
Investimenti		8,1	5,4	50,3%	
Energia Elettrica Venduta	GWh	17.052,6	13.816,0	23,4%	
Energia Elettrica Venduta al netto Compravendita in Borsa	GWh	14.302,9	10.713,0	33,5%	
Gas Acquistato	Mmc	3.168,9	3.108,0	2,0%	
	<i>Gas commercializzato dal Gruppo</i>	Mmc	1.718,9	1.709,7	0,5%
	<i>Gas destinato ad usi interni</i>	Mmc	1.404,8	1.325,4	6,0%
	<i>Gas in stoccaggio</i>	Mmc	45,2	72,8	-38,0%

(*) Variazione superiore al 100%

Commercializzazione Energia Elettrica

I volumi commercializzati al netto dell'energia compravenduta in borsa ammontano a 14.302,9 GWh (l'energia elettrica lorda ammonta 17.052,6 GWh) con un aumento del 33,5% rispetto ai 10.713 GWh dell'esercizio 2011.

I volumi venduti a clienti finali e grossisti sono pari a 11.145 GWh (7.953 GWh nel 2011) con un incremento pari al 40,1% (+3.192 GWh), mentre i volumi impiegati sulla borsa al netto dell'energia compravenduta in borsa ammontano a 2.159 GWh (1.706 GWh nel 2011).

Relativamente ai clienti gestiti in regime di maggior tutela, i volumi complessivamente venduti nel corso del 2012 sono stati pari a 998 GWh in lieve calo rispetto all'esercizio precedente (1.054 GWh) per effetto della liberalizzazione del mercato a cui la società ha risposto con iniziative commerciali di sviluppo che hanno determinato il passaggio di una quota di mercato rilevante di clientela dal mercato vincolato al mercato libero.

Nel corso del 2012 le disponibilità di produzione interne al Gruppo Iren (Iren Energia) sono aumentate rispetto al periodo precedente di circa il 5,4% ed ammontano a 6.308 GWh (5.986 GWh nel 2011). I volumi

prodotti attraverso il contratto di tolling con Edipower ammontano a 1.321 GWh contro i 1.309 GWh dello scorso anno. Le transazioni di Borsa nette sono pari a 2.139 GWh (l'energia elettrica al lordo della compravendita ammonta a 4.174 GWh) contro i 1.543 GWh del 2011, mentre gli acquisti da grossisti sono pari a 4.132 GWh contro i 1.357 GWh del 2011 sui quali incidono per circa 2.000 GWh i volumi forniti da ERG. Sono stati inoltre acquistati 1.051 GWh dall'acquirente unico.

Il margine operativo lordo della vendita di energia elettrica ammonta a -27,7 milioni di euro in flessione (-23,3 milioni di euro) rispetto ai -4,4 milioni di euro dell'esercizio 2011. Tale riduzione è imputabile prevalentemente al risultato negativo della gestione dei contratti di tolling relativi agli impianti Edipower. In particolare si segnala che tale contratto di tolling è stato valutato, ai fini del principio contabile IAS 37 e fino alla scadenza nel corso del 2013, come "onerous contract" attribuendo in tal modo un onere straordinario nell'esercizio 2012.

Commercializzazione Gas Naturale

I volumi complessivi di gas naturale approvvigionati nel corso del 2012 sono stati pari a 3.168,9 milioni di metri cubi (circa 3.108 milioni di metri cubi per lo stesso periodo del 2011), di cui 1.718,9 milioni di metri cubi sono stati commercializzati a clienti esterni al Gruppo (1.714 milioni di metri cubi nell'esercizio precedente), 191 milioni di metri cubi sono stati impiegati nella produzione di energia elettrica tramite il contratto di tolling con Edipower (189 milioni di metri cubi nel 2011) mentre 1.214 milioni di metri cubi sono stati impiegati all'interno del Gruppo Iren sia per la produzione di energia elettrica sia per la fornitura di servizi calore (1.136 milioni di metri cubi nel 2011). Le rimanenze di gas in stoccaggio ammontano a 45 milioni di metri cubi (73 milioni di metri cubi nel 2011).

I maggiori volumi venduti rispetto al 2011 (+60,9 milioni di mc) sono attribuibili essenzialmente all'incremento dell'attività di trading ed all'aumento dei volumi destinati alle produzioni termoelettriche (entrata in esercizio della Centrale Torino Nord). I volumi destinati al mercato retail sono sostanzialmente in linea con i volumi del 2011.

Il margine operativo lordo pari a 74,4 milioni di euro risulta in miglioramento rispetto ai 48,9 milioni dello scorso anno prevalentemente per gli effetti derivanti dalle favorevoli condizioni di approvvigionamento connesse anche all'utilizzo del gas in stoccaggio e per l'ottimizzazione dell'attività di trading.

Sviluppo mercato

Nel corso del 2012 le attività relative alla fidelizzazione della clientela sui territori storicamente gestiti ed allo sviluppo sulle aree di riferimento del Gruppo sono state ulteriormente incrementate rispetto al passato.

Anche per il 2012 si è riscontrata una forte crescita dell'attività dei competitors, che hanno incrementato ulteriormente le azioni di promozione sui territori storicamente gestiti dal Gruppo. Al fine di rispondere in maniera adeguata al mercato sono stati rafforzati i canali di promozione (agenzie e tele seller), nonché la gamma di offerte proposte, attraverso la definizione di proposte mirate per i diversi segmenti di clientela. Al 31 dicembre 2012 i clienti gas gestiti direttamente da Iren Mercato sono pari a circa 756.000 (+1,6%) distribuiti sull'area genovese, torinese ed emiliana; i clienti energia elettrica gestiti sono pari a oltre 734.000 (+6,3%) anch'essi distribuiti principalmente sul bacino tradizionalmente servito, corrispondente a Torino e Parma.

Vendita calore tramite reti di teleriscaldamento:

Il margine operativo lordo nel 2012 ammonta a 5,7 milioni di euro contro gli 8,1 milioni di euro dello scorso esercizio con una flessione di 2,4 milioni di euro (-29,5%).

Nel 2012 la volumetria teleriscaldata sul territorio piemontese è pari a circa 54 milioni di metri cubi, corrispondenti a oltre 450.000 abitanti ossia il 40% dei cittadini torinesi, mentre per l'area emiliana la volumetria teleriscaldata è di circa 18,9 milioni di metri cubi e nell'area genovese è di circa 3,4 milioni di metri cubi.

Infrastrutture energetiche

Al 31 dicembre 2012 il settore di attività Infrastrutture Energetiche, che include i business della distribuzione gas, distribuzione energia elettrica e impianti di rigassificazione LNG, ha registrato ricavi per 385,2 milioni di euro, sostanzialmente allineati rispetto ai 382,5 milioni di euro dell'esercizio 2011.

Il margine operativo lordo (Ebitda) è stato pari a 179,8 milioni di euro in miglioramento del 4,9% rispetto ai 171,3 milioni di euro dell'esercizio 2011.

Il risultato operativo (Ebit) è stato pari a 126,2 milioni di euro, in miglioramento del 4,8% rispetto ai 120,4 milioni di euro dell'esercizio 2011. Di seguito vengono espone le principali dinamiche dei settori interessati.

		Esercizio 2012	Esercizio 2011 Rideterminato	Δ %
Ricavi	€/mil.	385,2	382,5	0,7%
Margine operativo lordo (Ebitda)	€/mil.	179,8	171,3	4,9%
<i>Ebitda Margin</i>		46,7%	44,8%	
	<i>da Reti Elettriche</i>	€/mil. 67,4	76,1	-11,5%
	<i>da Reti Gas</i>	€/mil. 113,2	96,2	17,6%
	<i>da Rigassificatore</i>	€/mil. -0,8	-1,0	21,1%
Risultato Operativo (Ebit)	€/mil.	126,2	120,4	4,8%
Investimenti	€/mil.	102,2	100,2	2,1%
	<i>in Reti Elettriche</i>	€/mil. 15,3	24,0	-36,3%
	<i>in Reti Gas</i>	€/mil. 42,2	55,0	-23,2%
	<i>in Rigassificatore</i>	€/mil. 44,7	21,2	(*)
Energia elettrica distribuita	GWh	4.241,0	4.263,4	-0,5%
Gas distribuito	Mmc	1.928,8	1.949,0	-1,0%

(*) Variazione superiore al 100%

Reti Distribuzione Energia elettrica

Il margine operativo lordo è stato pari a 67,4 milioni di euro, in flessione dell'11,5% rispetto ai 76,1 milioni di euro dell'esercizio 2011.

La contrazione del margine per oltre 8 milioni di euro rispetto al 2011 è attribuibile al saldo negativo perequazione anni precedenti (2007-2009) e alla ridefinizione delle tariffe di distribuzione in base alle revisioni previste dall'AEEG per il periodo regolatorio 2012-2015.

Nel corso del 2012 sono stati effettuati investimenti per circa 15,3 milioni di euro prevalentemente inerenti ai nuovi allacciamenti, alla costruzione di nuove cabine MT/BT e stazioni AT/MT.

Reti Distribuzione Gas

Il margine operativo lordo della distribuzione reti gas ammonta a 113,2 milioni di euro in aumento di 17 milioni di euro rispetto ai 96,2 milioni di euro dell'esercizio 2011 (+17,6%). Il miglioramento registrato è attribuibile alla plusvalenza operativa della cessione della controllata GEA per circa 11 milioni di euro, all'incremento dei ricavi di vettoriamento nelle aree di Genova e Torino e a minori costi operativi.

Gli investimenti tecnici realizzati dal settore ammontano a circa 42,2 milioni di euro e riguardano quanto previsto dalle delibere dell'AEEG; in particolare il piano di risanamento decennale della rete tramite la sostituzione delle tubazioni ghisa grigia, le iniziative di sviluppo della rete di distribuzione (telelettura dei misuratori) e degli allacciamenti nei principali ambiti serviti dal Gruppo.

Rigassificatore

Gli investimenti realizzati nel periodo ammontano a circa 44,7 milioni di euro.

L'attuale schedulazione dei lavori prevede che il Terminale terminerà la fase di collaudo ed inizierà l'attività d'esercizio entro il mese di settembre 2013.

Servizio idrico integrato

Al 31 dicembre 2012 il settore di attività Servizio Idrico Integrato ha registrato ricavi per 431,8 milioni di euro in flessione dell'1,5% rispetto ai 438,4 milioni di euro del 2011.

Gli aumenti tariffari deliberati dagli ATO delle aree territoriali servite hanno generato incrementi di ricavi per circa 12 milioni di euro in parte compensati da minori consumi (-0,9%).

Si sono inoltre rilevati minori costi capitalizzati conseguenti ai minori investimenti su beni in concessione che, per l'applicazione del principio contabile IFRIC 12, sono contabilizzati alla voce ricavi (-16,7 milioni di euro).

		Esercizio 2012	Esercizio 2011	Δ %
Ricavi	€/mil.	431,8	438,4	-1,5%
Margine operativo lordo (Ebitda)	€/mil.	115,7	112,6	2,8%
<i>Ebitda Margin</i>		26,8%	25,7%	
Risultato Operativo (Ebit)	€/mil.	39,6	36,0	9,9%
Investimenti	€/mil.	74,4	94,7	-21,4%
Acqua Venduta	Mmc	179,0	180,5	-0,9%

Il margine operativo lordo (Ebitda) è pari a 115,7 milioni di euro, in aumento del 2,8% rispetto ai 112,6 milioni di euro dell'esercizio 2011. Gli incrementi tariffari deliberati sono stati parzialmente compensati dalla riduzione dei quantitativi venduti, dall'aumento dei costi operativi per manutenzione delle reti ed in particolare dell'energia elettrica utilizzata negli impianti di gestione dell'acquedotto e della depurazione. Si sono inoltre registrati minori ricavi per allacciamenti.

Il risultato operativo (Ebit) è pari a 39,6 milioni di euro e risulta in miglioramento del 9,9% rispetto ai 36 milioni di euro dell'esercizio 2011. L'incremento degli ammortamenti dell'esercizio, in parte imputabili ad una revisione delle aliquote in coerenza con quelle definite dall'AEEG, ha assorbito l'effetto positivo dei minori accantonamenti al fondo rischi pari a circa 7 milioni di euro nell'esercizio 2011.

Gli investimenti tecnici di periodo del settore ammontano a 74,4 milioni di euro in contrazione rispetto ai 94,7 milioni di euro del 2011. Detti investimenti riguardano la realizzazione di infrastrutture previste dal Piano d'Ambito per la manutenzione e lo sviluppo delle reti e impianti di distribuzione, della rete fognaria e dei sistemi di depurazione.

Ambiente

Al 31 dicembre 2012 il volume d'affari del settore ammonta a 211,2 milioni di euro in flessione del 2,7% rispetto ai 217,0 milioni di euro dell'esercizio 2011. La riduzione dei ricavi è dovuta principalmente alla variazione del perimetro di consolidamento per la cessione della controllata Undis Servizi ed ai minori ricavi sulla tariffa di igiene ambientale. Gli aumenti tariffari deliberati per il 2012 non determinano un incremento nell'ammontare complessivo dei ricavi in quanto nel corso del 2011 era stato realizzato un recupero tariffario pregresso non ricorrente pari a circa 3 milioni di euro. La riduzione dei ricavi riguarda inoltre anche le attività di trattamento dei rifiuti speciali, della vendita dei materiali di recupero della raccolta differenziata e di energia elettrica.

		Esercizio 2012	Esercizio 2011	Δ %
Ricavi	€/mil.	211,2	217,0	-2,7%
Margine operativo lordo (Ebitda)	€/mil.	38,9	41,8	-6,9%
<i>Ebitda Margin</i>		18,4%	19,3%	
Risultato Operativo (Ebit)	€/mil.	15,8	14,7	7,5%
Investimenti	€/mil.	60,9	70,4	-13,5%
Rifiuti trattati	ton	954.450	1.017.312	-6,2%
<i>Rifiuti urbani</i>	ton	728.225	767.896	-5,2%
<i>Rifiuti speciali</i>	ton	226.225	249.416	-9,3%

Il margine operativo lordo (Ebitda) del settore ammonta a 38,9 milioni di euro con un decremento del 6,9% rispetto ai 41,8 milioni di euro dell'esercizio 2011. La flessione del margine è conseguenza della riduzione dei ricavi ed in particolare di quelli derivanti dalla vendita dei materiali recuperati, dell'energia elettrica e dei certificati verdi, oltre ai minori ricavi da tariffa dovuti principalmente al venir meno di recuperi tariffari una tantum conseguiti nell'esercizio 2011.

Il risultato operativo (Ebit) di periodo ammonta a 15,8 milioni di euro, in aumento del 7,5% rispetto ai 14,7 milioni di euro del 2011. Tale miglioramento è dovuto principalmente ad una minore incidenza degli accantonamenti e al rilascio di alcuni fondi relativi alla gestione post-mortem delle discariche.

Gli investimenti di periodo ammontano a 60,9 milioni di euro e sono relativi prevalentemente alla realizzazione del Polo Ambientale Integrato di Parma ed in misura residuale a manutenzioni straordinarie di impianti di smaltimento nonché ad attrezzature e mezzi per il servizio di raccolta.

Servizi

		Esercizio 2012	Esercizio 2011	Δ %
Ricavi	€/mil.	131,4	112,1	17,2%
Margine operativo lordo (Ebitda)	€/mil.	32,5	16,4	98,2%
<i>Ebitda Margin</i>		24,7%	14,6%	
Risultato Operativo (Ebit)	€/mil.	17,1	9,8	74,5%
Investimenti	€/mil.	25,2	24,8	1,6%

I ricavi conseguiti ammontano complessivamente a 131,4 milioni di euro, in aumento del +17,2% rispetto ai 112,1 milioni di euro dell'esercizio 2011.

Il margine operativo lordo (Ebitda) ammonta a 32,5 milioni di euro e risulta in aumento rispetto ai 16,4 milioni di euro del corrispondente periodo del 2011.

L'incremento del margine è attribuibile alle plusvalenze connessa alle operazioni straordinarie di vendita dell'immobile della sede torinese di via Bertola e della cessione delle altre sedi aziendali al Fondo Core Multiutilities, parzialmente compensate da minori margini per contratti di service di gestione degli impianti di illuminazione pubblica, fabbricati ed altro.

Situazione patrimoniale

STATO PATRIMONIALE RICLASSIFICATO GRUPPO IREN AL 31 DICEMBRE 2012 (1)

	migliaia di euro		
	31.12.2012	31.12.2011	Var. %
Attivo immobilizzato	4.734.916	4.652.774	1,8
Altre attività (Passività) non correnti	(116.258)	(118.297)	(1,7)
Capitale circolante netto	235.106	287.974	(18,4)
Attività (Passività) per imposte differite	105.197	60.412	74,1
Fondi rischi e Benefici ai dipendenti	(457.291)	(416.909)	9,7
Attività (Passività) destinate a essere cedute	7.718	31.427	(75,4)
Capitale investito netto	4.509.388	4.497.381	0,3
Patrimonio netto	1.954.257	1.844.706	5,9
<i>Attività finanziarie a lungo termine</i>	<i>(116.168)</i>	<i>(132.299)</i>	<i>(12,2)</i>
<i>Indebitamento finanziario a medio e lungo termine</i>	<i>2.197.827</i>	<i>2.051.413</i>	<i>7,1</i>
Indebitamento finanziario netto a medio lungo termine	2.081.659	1.919.114	8,5
<i>Attività finanziarie a breve termine</i>	<i>(301.591)</i>	<i>(421.993)</i>	<i>(28,5)</i>
<i>Indebitamento finanziario a breve termine</i>	<i>775.063</i>	<i>1.155.554</i>	<i>(32,9)</i>
Indebitamento finanziario netto a breve termine	473.472	733.561	(35,5)
Indebitamento finanziario netto	2.555.131	2.652.675	(3,7)
Mezzi propri ed indebitamento finanziario netto	4.509.388	4.497.381	0,3

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

Nel seguito sono commentate le principali dinamiche patrimoniali del periodo chiuso al 31 dicembre 2012.

L'attivo immobilizzato risulta in leggera crescita rispetto al 31 dicembre 2011 in quanto l'avanzamento degli investimenti effettuati nell'anno risultano leggermente 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.

La riduzione del Capitale Circolante netto risente della dinamica dei debiti e crediti commerciali e delle poste tributarie.

L'incremento della fiscalità differita risulta essenzialmente legata agli incrementi del Fondo Svalutazione crediti e dei fondi rischi.

La riduzione delle attività destinate ad essere cedute risente dell'uscita dal perimetro di consolidamento della società collegata Gesam Gas per effetto del perfezionamento della cessione delle relative quote e alla riclassifica tra le attività in continuità della controllata GPO.

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

Il rendiconto finanziario, presentato nel seguito, fornisce un dettaglio analitico delle ragioni della movimentazione dell'esercizio 2012.

Situazione Finanziaria

RENDICONTO FINANZIARIO DEL GRUPPO IREN

	migliaia di euro		
	Esercizio 2012	Esercizio 2011 Rideterminato	Var. %
A. Disponibilità liquide iniziali	44.758	144.112	(68,9)
Flusso finanziario generato dall'attività operativa			
Risultato del periodo	162.171	(102.415)	(*)
Rettifiche per:			
Ammortamenti attività materiali e immateriali	205.495	209.293	(1,8)
(Plusvalenze) Minusvalenze e altre variazioni patrimoniali	(33.073)	(11.975)	(*)
Variazione netta TFR e altri benefici ai dipendenti	818	(4.399)	(*)
Variazione netta fondo rischi e altri oneri	33.538	40.348	(16,9)
Variazione imposte anticipate e differite	(30.683)	(30.073)	2,0
Variazione altre attività/passività non correnti	1.392	(623)	(*)
Dividendi ricevuti	(656)	(558)	17,6
Quota del risultato di collegate	(9.673)	3.806	(*)
Svalutazioni di attività immobilizzate e partecipazioni	(1.784)	230.553	(*)
B. Cash flow operativo prima delle variazioni di CCN	327.545	333.957	(1,9)
Variazione rimanenze	(21.321)	(22.704)	(6,1)
Variazione crediti commerciali	(18.269)	(124.495)	(85,3)
Variazione crediti tributari e altre attività correnti	(3.540)	(59.029)	(94,0)
Variazione debiti commerciali	98.154	84.338	16,4
Variazione debiti tributari e altre passività correnti	(3.998)	(29.044)	(86,2)
C. Flusso finanziario derivante da variazioni di CCN	51.026	(150.934)	(*)
D. Cash flow operativo (B+C)	378.571	183.023	(*)
Flusso finanziario da (per) attività di investimento			
Investimenti in attività materiali e immateriali	(339.749)	(493.254)	(31,1)
Investimenti in attività finanziarie	(60.285)	(46)	(*)
Realizzo investimenti e variazione attività destinate ad essere cedute	157.775	38.369	(*)
Dividendi ricevuti	9.417	11.137	(15,4)
Altri movimenti di attività finanziarie	131	-	(*)
E. Totale flusso finanziario da attività di investimento	(232.711)	(443.794)	(47,6)
F. Free cash flow (D+E)	145.860	(260.771)	(*)
Flusso finanziario da attività di finanziamento			
Erogazione di dividendi	(22.282)	(121.297)	(81,6)
Altre variazioni di Patrimonio netto	-	1.042	(100,0)
Nuovi finanziamenti a lungo termine	440.250	655.758	(32,9)
Rimborsi di finanziamenti a lungo termine	(503.133)	(109.518)	(*)
Variazione crediti finanziari	118.438	(43.927)	(*)
Variazione debiti finanziari	(195.850)	(220.641)	(11,2)
G. Totale flusso finanziario da attività di finanziamento	(162.577)	161.417	(*)
H. Flusso monetario del periodo (F+G)	(16.717)	(99.354)	(83,2)
I. Disponibilità liquide finali (A+H)	28.041	44.758	(37,3)

(*) Variazione superiore al 100%

I dati dell'esercizio 2011, posti a confronto, sono stati rideterminati per effetto dell'adozione in via anticipata della versione rivista del principio IAS 19 *Benefici per i dipendenti*.

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

	migliaia di euro		
	Esercizio 2012	Esercizio 2011 Rideterminato	Var. %
Free cash flow	145.860	(260.771)	(*)
Erogazione di dividendi	(22.282)	(121.297)	(81,6)
Altre variazioni di Patrimonio netto	-	1.042	(100,0)
Variazione fair value strumenti derivati di copertura	(26.488)	(11.499)	(*)
Attività (Passività) finanziarie cessate	454	-	(*)
Variazione posizione finanziaria netta	97.544	(392.525)	(*)

(*) Variazione superiore al 100%

I dati dell'esercizio 2011, posti a confronto, sono stati rideterminati per effetto dell'adozione in via anticipata della versione rivista del principio IAS 19 *Benefici per i dipendenti*.

L'indebitamento finanziario netto al 31 dicembre 2012 è pari a 2.555 milioni di euro, in diminuzione di 98 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2011.

In particolare il free cash flow, positivo per 146 milioni di euro, deriva dall'effetto congiunto dei seguenti flussi monetari:

- il cash flow operativo è positivo per 379 milioni di euro e si compone per 328 milioni di euro da cash flow operativo prima delle variazioni di capitale circolante netto e per 51 milioni di euro dal flusso finanziario derivante da variazioni di capitale circolante netto;

- il flusso monetario da attività di investimento, negativo per 233 milioni di euro, è generato da investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali per 340 milioni di euro (comprensivi degli investimenti effettuati per la costruzione delle infrastrutture in regime di concessione secondo quanto stabilito dall'IFRIC 12), da investimenti in attività finanziarie per 60 milioni di euro, da realizzo di attività immobilizzate per 158 milioni di euro e dall'incasso di dividendi per 9 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 2012	Esercizio 2011 Rideterminato	Var. %
Ricavi			
Ricavi per beni e servizi	13.320	13.250	0,5
Altri proventi	18.542	2.403	(*)
Totale ricavi	31.862	15.653	(*)
Costi operativi			
Costi materie prime sussidiarie di consumo e merci	(12)	(17)	(29,4)
Prestazioni di servizi e godimento beni di terzi	(16.870)	(15.602)	8,1
Oneri diversi di gestione	(5.368)	(2.931)	83,1
Costi per lavori interni capitalizzati	166	-	-
Costo del personale	(19.905)	(19.728)	0,9
Totale costi operativi	(41.989)	(38.278)	9,7
Margine Operativo Lordo (EBITDA)	(10.127)	(22.625)	(55,2)
Ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni			
Ammortamenti	(114)	(545)	(79,1)
Accantonamenti e svalutazioni	(3.772)	(342)	(*)
Totale ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni	(3.886)	(887)	(*)
Risultato Operativo (EBIT)	(14.013)	(23.512)	(40,4)
Gestione finanziaria			
Proventi finanziari	180.649	183.938	(1,8)
Oneri finanziari	(110.273)	(96.614)	14,1
Totale gestione finanziaria	70.376	87.324	(19,4)
Rettifica di valore di partecipazioni	-	(136.126)	(100,0)
<i>- di cui non ricorrenti</i>	-	(136.126)	(100,0)
Risultato prima delle imposte	56.363	(72.314)	(*)
Imposte sul reddito	13.948	15.021	(7,1)
Risultato netto delle attività in continuità	70.311	(57.293)	(*)
Risultato netto da attività operative cessate	-	-	-
Risultato netto del periodo	70.311	(57.293)	(*)

(*) Variazione superiore al 100%

I dati dell'esercizio 2011, posti a confronto, sono stati rideterminati per effetto dell'adozione in via anticipata della versione rivista del principio IAS 19 *Benefici per i dipendenti*.

Ricavi

Il totale dei ricavi di Iren S.p.A. è stato pari a 32 milioni di euro ed è principalmente riferito alla plusvalenza di circa 15 milioni di euro generata a seguito della vendita del fabbricato sede situato in Via Bertola 48 a Torino e alle attività di servizio prestate a favore di società del Gruppo.

Costi operativi

I costi operativi sono pari a 42 milioni di euro e includono prestazioni di servizi e godimento beni di terzi (17 milioni di euro), oneri diversi di gestione (5 milioni di euro) e costo del lavoro (20 milioni di euro).

Ammortamenti e accantonamenti

Gli ammortamenti e accantonamenti ammontano a 4 milioni di euro.

Oneri e proventi finanziari

Il saldo oneri e proventi finanziari è positivo per 70 milioni di euro. I proventi finanziari, pari a 181 milioni di euro, includono tra l'altro dividendi da società controllate e collegate (circa 100 milioni di euro) e interessi attivi verso società controllate (78 milioni di euro). I proventi da partecipazioni includono la distribuzione straordinaria effettuata dalle società di primo livello Iren Acqua Gas, Iren Energia, Iren Ambiente, attingendo dalle riserve distribuibili, per complessivi 78 milioni di euro. Gli oneri finanziari sono pari a 110 milioni di euro.

Rettifica di valore di partecipazioni

Tale voce non è valorizzata al 31 dicembre 2012. Al 31 dicembre 2011 a seguito della svalutazione della partecipazione nella società Delmi ammontava a 136 milioni di euro.

Risultato prima delle imposte

Il risultato prima delle imposte è positivo per 56 milioni di euro.

Imposte sul reddito

Le imposte sul reddito sono positive per 14 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 70 milioni di euro.

Situazione Patrimoniale

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

	migliaia di euro		
	31.12.2012	31.12.2011	Var. %
Attivo immobilizzato	2.412.370	2.383.709	1,2
Altre attività (Passività) non correnti	1.826	368	(*)
Capitale circolante netto	5.967	12.983	(54,0)
Attività (Passività) per imposte differite	24.803	22.942	8,1
Fondi rischi e Benefici ai dipendenti	(30.261)	(29.348)	3,1
Capitale investito netto	2.414.705	2.390.654	1,0
Patrimonio netto	1.504.872	1.463.488	2,8
<i>Attività finanziarie a lungo termine</i>	<i>(1.453.795)</i>	<i>(984.121)</i>	<i>47,7</i>
<i>Indebitamento finanziario a medio e lungo termine</i>	<i>2.076.087</i>	<i>1.855.587</i>	<i>11,9</i>
Indebitamento finanziario netto a medio lungo termine	622.291	871.466	(28,6)
<i>Attività finanziarie a breve termine</i>	<i>(278.988)</i>	<i>(996.033)</i>	<i>(72,0)</i>
<i>Indebitamento finanziario a breve termine</i>	<i>566.530</i>	<i>1.051.733</i>	<i>(46,1)</i>
Indebitamento finanziario netto a breve termine	287.542	55.700	(*)
Indebitamento finanziario netto	909.833	927.166	(1,9)
Mezzi propri ed indebitamento finanziario netto	2.414.705	2.390.654	1,0

(*) 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 separato (paragrafo X).

Attivo immobilizzato

Le immobilizzazioni immateriali, materiali e finanziarie sono pari a 2.412 milioni di euro.

Capitale Circolante Netto

Il capitale circolante netto è positivo per 6 milioni di euro. Le attività per imposte anticipate ammontano a 25 milioni di euro, mentre i Fondi Rischi sono pari a 30 milioni di euro.

Patrimonio netto

L'esercizio 2012 si è chiuso con un Patrimonio netto pari a 1.505 milioni di euro.

Indebitamento finanziario netto

L'indebitamento finanziario netto a fine 2012 ammonta a 910 milioni di euro. In particolare l'indebitamento a medio-lungo termine, pari a 622 milioni di euro, è composto da passività finanziarie a medio-lungo termine per 2.076 milioni di euro e da attività finanziarie a medio-lungo termine per 1.454 milioni di euro. Queste ultime sono rappresentate in gran parte da finanziamenti verso controllate. L'indebitamento finanziario a breve termine è pari a 288 milioni di euro e si compone di debiti a breve termine prevalentemente verso istituti bancari per 567 milioni di euro, crediti finanziari a breve termine prevalentemente verso società del Gruppo per 274 milioni di euro e disponibilità liquide per 5 milioni di euro.

Situazione Finanziaria

RENDICONTO FINANZIARIO DI IREN S.p.A.

	migliaia di euro		
	Esercizio 2012	Esercizio 2011 Rideterminato	Var. %
A. Disponibilità liquide e saldo gestione tesoreria accentrata iniziali	457.742	405.178	13,0
Flusso finanziario generato dall'attività operativa			
Risultato del periodo	70.311	(57.294)	(*)
Rettifiche per:			
Ammortamenti attività materiali e immateriali	114	545	(79,1)
(Plusvalenze) Minusvalenze e altre variazioni patrimoniali	(14.780)	-	(*)
Variazione netta TFR e altri benefici ai dipendenti	(434)	(99)	(*)
Variazione netta fondo rischi e altri oneri	(220)	698	(*)
Variazione imposte anticipate e differite	3.962	(1.404)	(*)
Variazione altre attività/passività non correnti	(1.458)	46	(*)
Dividendi ricevuti	(93.194)	(157.003)	(40,6)
Svalutazioni di attività immobilizzate e partecipazioni	(2.458)	136.126	(*)
B. Cash flow operativo prima delle variazioni di CCN	(38.157)	(78.385)	(51,3)
Variazione crediti commerciali	4.808	(6.723)	(*)
Variazione crediti tributari e altre attività correnti	1.563	8.558	(81,7)
Variazione debiti commerciali	4.358	(16.625)	(*)
Variazione debiti tributari e altre passività correnti	(3.713)	(9.495)	(60,9)
C. Flusso finanziario derivante da variazioni di CCN	7.016	(24.285)	(*)
D. Cash flow operativo (B+C)	(31.141)	(102.670)	(69,7)
Flusso finanziario da (per) attività di investimento			
Investimenti in attività materiali e immateriali	(324)	(155)	(*)
Investimenti in attività finanziarie	(31.214)	(67.137)	(53,5)
Realizzo investimenti	20.000	-	(*)
Dividendi ricevuti	93.194	157.003	(40,6)
E. Totale flusso finanziario da attività di investimento	81.656	89.711	(9,0)
F. Free cash flow (D+E)	50.515	(12.959)	(*)
Flusso finanziario da attività di finanziamento			
Erogazione di dividendi	(16.591)	(108.479)	(84,7)
Nuovi finanziamenti a lungo termine	402.000	525.000	(23,4)
Rimborsi di finanziamenti a lungo termine	(458.085)	(97.651)	(*)
Variazione crediti finanziari	(110.593)	(71.808)	54,0
Variazione debiti finanziari	(245.360)	(181.539)	35,2
G. Totale flusso finanziario da attività di finanziamento	(428.629)	65.523	(*)
H. Flusso monetario del periodo (F+G)	(378.114)	52.564	(*)
I. Disponibilità liquide e saldo gestione tesoreria accentrata finali (A+H)	79.628	457.742	(82,6)
L. Saldo gestione tesoreria accentrata verso società controllate	(74.998)	(440.336)	(83,0)
M. Disponibilità liquide finali (I+L)	4.630	17.406	(73,4)

(*) Variazione superiore al 100%

I dati dell'esercizio 2011, posti a confronto, sono stati rideterminati per effetto dell'adozione in via anticipata della versione rivista del principio IAS 19 *Benefici per i dipendenti*.

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

	migliaia di euro		
	Esercizio 2012	Esercizio 2011 Rideterminato	Var. %
Free cash flow	50.515	(12.959)	(*)
Erogazione di dividendi	(16.591)	(108.479)	(84,7)
Variazione fair value strumenti derivati di copertura	(16.591)	(18.330)	(9,5)
Variazione posizione finanziaria netta	17.333	(139.768)	(*)

(*) Variazione superiore al 100%

I dati dell'esercizio 2011, posti a confronto, sono stati rideterminati per effetto dell'adozione in via anticipata della versione rivista del principio IAS 19 *Benefici per i dipendenti*.

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 2012 e quelli risultanti dal bilancio consolidato.

	migliaia di euro	
	Patrimonio Netto	Risultato del periodo
Patrimonio netto e utile del bilancio d'esercizio della Capogruppo	1.504.872	70.311
Differenza fra valore di carico e valore delle società collegate valutate con il metodo del patrimonio netto	27.165	17.964
Maggior valore risultante dal consolidamento rispetto al valore di carico delle partecipazioni consolidate	295.363	165.563
Storno dividendi da società controllate/collegate	-	(101.608)
Eliminazione Margini Infragruppo	(88.239)	6.107
Altre	694	(5.778)
Patrimonio netto e utile del Gruppo	1.739.855	152.559

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 65 milioni di euro sul Patrimonio netto).

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

FATTI DI RILIEVO AVVENUTI DOPO LA CHIUSURA

Esercizio dell'opzione *put* per l'uscita da Edipower

Il Consiglio di Amministrazione di Iren S.p.A. ha deliberato il 16 gennaio 2013 di dar corso all'esercizio dell'opzione *put* per l'uscita da Edipower, contemplata dagli accordi, e di avviare la procedura formale secondo le modalità e i tempi previsti dai suddetti accordi.

Variazione dei componenti del Consiglio di Amministrazione di Iren S.p.A.

Il 6 febbraio 2013 il Consiglio di Amministrazione di Iren S.p.A. ha nominato Lorenzo Bagnacani Consigliere, Vice Presidente e membro del Comitato Esecutivo della multiutility in sostituzione di Luigi Giuseppe Villani, dimessosi il 19 gennaio 2013, a seguito delle indagini in corso che hanno portato all'applicazione di provvedimenti restrittivi nei confronti, tra gli altri, anche dell'ex Presidente di Iren Emilia S.p.A., Angelo Buzzi. Iren S.p.A. è già parte civile nei processi scaturiti dall'indagine "Green Money" da cui discende l'operazione "Public Money" in cui emergono circostanze che confermerebbero la condizione di parte lesa dell'Azienda. La Società ha garantito la massima collaborazione agli organi inquirenti, come avvenuto in occasione di "Green Money" che aveva portato al licenziamento dei due dipendenti all'epoca coinvolti nell'inchiesta. Esprimendo piena fiducia nell'operato della Magistratura, Iren S.p.A. ha ribadito la propria totale estraneità ai fatti contestati ai soggetti coinvolti e, ritenendosi parte lesa, ha dato mandato ai propri legali per l'eventuale tutela dei propri interessi e della propria immagine.

Si specifica inoltre che dalle verifiche interne svolte da Internal Auditing non sono emerse responsabilità a carico della Società ai sensi del D. Lgs. 231/2001.

Presentazione aggiornamento del Piano Industriale al 2015.

Il Gruppo Iren ha presentato il 6 febbraio 2013 alla comunità finanziaria l'aggiornamento del Piano Industriale al 2015. Il Piano prevede il conseguimento di un Ebitda al 2015 di circa 670 milioni di euro, con una crescita media annua del 3,2%, una Posizione finanziaria netta in contrazione per circa 700 milioni di euro rispetto al 2011 e con valori a fine piano inferiore a 2 miliardi di euro.

Gli investimenti cumulati per il periodo 2013 - 2015 si attestano a circa 800 milioni di euro.

Linee strategiche di sviluppo contemplano:

- il consolidamento e la crescita all'interno dei territori di riferimento, nei *business* in cui il Gruppo Iren è tra i *leader* di settore: Ambiente, Ciclo Idrico Integrato e Teleriscaldamento.
- il raggiungimento dell'*operational full potential*, completando il processo di integrazione e razionalizzazione interno al Gruppo e realizzando ulteriori rilevanti efficienze operative.
- lo sviluppo della base clienti all'interno dei territori di riferimento con particolare attenzione alle fasce *retail* e *small business*.
- la riduzione del livello di indebitamento tramite il contenimento degli investimenti, le dismissioni di *asset non-core* e la riduzione del capitale circolante.
- l'attuazione di *partnership* finanziarie, per cogliere nuove opportunità di sviluppo mantenendo l'equilibrio finanziario.
- la crescita del valore del Gruppo e mantenimento di un adeguato ritorno per gli azionisti.

Finanziamento di 100 milioni di euro da CDP

Il 25 febbraio 2013 Iren S.p.A. ha stipulato con Cassa Depositi e Prestiti S.p.A. (CDP) un contratto di finanziamento dell'ammontare di 100 milioni di euro e durata 15 anni destinato a supportare la realizzazione del Piano Industriale 2013-2015, in particolare per quanto riguarda gli investimenti del settore Infrastrutture energetiche.

EVOLUZIONE PREVEDIBILE DELLA GESTIONE

Lo scenario macroeconomico nell'area euro prevede, dopo una fase di stagnazione nel primo trimestre del 2013, un secondo trimestre con una moderata ripresa del Pil (+0,2%) trainata dall'accelerazione della domanda mondiale dovuta a un maggior dinamismo dei mercati emergenti e dal recente accordo sul "fiscal cliff" negli Stati Uniti, che dovrebbe limitare possibili effetti negativi sulla ripresa dell'economia americana. L'allentamento delle tensioni sui mercati finanziari legate alla crisi del debito sovrano determinerà una progressiva stabilizzazione degli investimenti. Le previsioni comunque permangono, al momento, complessivamente negative.

Per il nostro paese gli scenari risultano estremamente variabili in ragione degli sviluppi della crisi del debito sovrano e dai suoi riflessi sulla capacità di prestito delle banche, nonché dall'attuazione o meno delle riforme in itinere conseguenti alla complessa fase politico istituzionale successiva alle consultazioni elettorali di febbraio 2013.

I consumi energetici privati continueranno a subire gli effetti negativi legati al processo di consolidamento fiscale e al deterioramento del mercato del lavoro. Dal punto di vista della domanda di energia dal comparto industriale sono previsti ancora tassi di crescita negativi consolidando le ripercussioni sulla produzione termoelettrica che continuerà a risentirà inoltre della competizione derivante dalle fonti rinnovabili per le quali è previsto un andamento in controtendenza.

I risultati del Gruppo Iren saranno comunque influenzati dall'evoluzione dello scenario energetico, dalla normativa di riferimento e dalla stagionalità dei settori in cui opera, con particolare riferimento all'andamento climatico.

Oltre all'entrata in esercizio a pieno regime della nuova centrale di cogenerazione "Torino Nord" da 390 MW, si confermano l'ultimazione del terminale di rigassificazione di Livorno e l'entrata in funzione del Polo Ambientale Integrato di Parma.

QUADRO NORMATIVO

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

Nel seguito sono presentate le principali novità normative emerse nel corso del 2012 che influenzano i settori nei quali il Gruppo opera.

Il 12 e 13 giugno 2011 si sono tenuti i referendum sulla abrogazione dell'art. 23 bis del decreto-legge 25 giugno 2008 n. 122, convertito in legge, con modificazioni, dall'art. 1, comma 1, legge 6 agosto 2008, n. 133, come successivamente modificato dal decreto-legge 25 settembre 2009 n. 135, convertito con legge 20 novembre 2009 n. 166, che aveva introdotto modifiche sostanziali all'ordinamento vigente in materia di Servizi Pubblici Locali di rilevanza economica, nonché sulla abrogazione dell'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 "in base all'adeguata remunerazione del capitale investito".

Essendo stato raggiunto il quorum di votanti previsto dalla legge, ed essendosi la maggioranza dei votanti espressa in favore dell'abrogazione, le norme sopra richiamate hanno cessato di avere effetto. In conseguenza dell'esito referendario hanno altresì perso efficacia le disposizioni del D.P.R. 7 settembre 2010, n. 168 (regolamento in materia di servizi pubblici locali di rilevanza economica, a norma dell'art. 23 – bis del decreto-legge n. 112/2008).

L'art. 4 del decreto-legge 13 agosto 2011, n. 138, convertito con legge 14 settembre 2011, n. 148, ha dettato nuove norme di adeguamento della disciplina dei servizi pubblici locali al referendum popolare e alla normativa dell'Unione Europea. La citata norma ha subito ulteriori modificazioni ad opera della legge di stabilità 12 novembre 2011, n. 183 e del decreto-legge n. 1 del 24 gennaio 2012.

La Corte Costituzionale, con sentenza 17-20 luglio 2012, n. 199 (Gazzetta Ufficiale 25 luglio 2012, n. 30 - Prima serie speciale), ha dichiarato l'illegittimità costituzionale dell'art. 4 del decreto legge 13 agosto 2011, n. 138, convertito, con modifiche, dalla legge 14 settembre 2011, n. 148, sia nel testo originario che in quello risultante dalle successive modificazioni, in quanto violava il divieto di ripristino della normativa abrogata dalla volontà popolare desumibile dall'art. 75 della Costituzione. Il citato art. 4 (intitolato "Adeguamento della disciplina dei servizi pubblici locali al referendum popolare e alla normativa dall'Unione europea"), adottato dopo che, con D.P.R. 18 luglio 2011, n. 113, era stata dichiarata l'abrogazione, a seguito di referendum popolare, dell'art. 23-bis del decreto legge n. 112 del 2008 recante la precedente disciplina dei servizi pubblici locali di rilevanza economica, infatti, dettava una nuova disciplina dei servizi pubblici locali di rilevanza economica, che non solo è contraddistinta dalla medesima ratio di quella abrogata, in quanto opera una drastica riduzione delle ipotesi di affidamenti *in house*, al di là di quanto prescritto dalla normativa comunitaria, ma è anche letteralmente riproduttiva, in buona parte, di svariate disposizioni dell'abrogato art. 23-bis e di molte disposizioni del regolamento attuativo del medesimo art. 23-bis contenuto nel D.P.R. n. 168 del 2010. Nonostante l'esclusione dall'ambito di applicazione della nuova disciplina del servizio idrico integrato, risulta evidente l'analogia, talora la coincidenza, della disciplina contenuta nell'art. 4 rispetto a quella dell'abrogato art. 23-bis del decreto legge n. 112 del 2008 e l'identità della ratio ispiratrice.

La disciplina dei servizi pubblici locali risultante, ad oggi, dal complesso quadro normativo sopra enunciato 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. secondo l'Allegato, che reca "Modificazioni apportate in sede di conversione al decreto-legge 18 ottobre 2012, n. 179" e che di seguito si riportano:

"20. Per i servizi pubblici locali di rilevanza economica, al fine di assicurare il rispetto della disciplina europea, la parità tra gli operatori, l'economicità della gestione e di garantire adeguata informazione alla collettività di riferimento, l'affidamento del servizio è effettuato sulla base di apposita relazione, pubblicata sul sito internet dell'ente affidante, che dà conto delle ragioni e della sussistenza dei requisiti previsti dall'ordinamento europeo per la forma di affidamento prescelta e che definisce i contenuti specifici degli obblighi di servizio pubblico e servizio universale, indicando le compensazioni economiche se previste.

21. Gli affidamenti in essere alla data di entrata in vigore del presente decreto non conformi ai requisiti previsti dalla normativa europea devono essere adeguati entro il termine del 31 dicembre 2013

pubblicando, entro la stessa data, la relazione prevista al comma 20. Per gli affidamenti in cui non è prevista una data di scadenza gli enti competenti provvedono contestualmente ad inserire nel contratto di servizio o negli altri atti che regolano il rapporto un termine di scadenza dell'affidamento. Il mancato adempimento degli obblighi previsti nel presente comma determina la cessazione dell'affidamento alla data del 31 dicembre 2013.

22. 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 ai sensi dell'articolo 2359 del codice civile, cessano alla scadenza prevista nel contratto di servizio o negli altri atti che regolano il rapporto; gli affidamenti che non prevedono una data di scadenza cessano, improrogabilmente e senza necessità di apposita deliberazione dell'ente affidante, il 31 dicembre 2020.

23. Dopo il comma 1 dell'articolo 3-bis del decreto-legge 13 agosto 2011, n. 138, convertito, con modificazioni, dalla legge 14 settembre 2011, n. 148, e successive modificazioni, è inserito il seguente:

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

24. All'articolo 53, comma 1, del decreto-legge 22 giugno 2012, n. 83, convertito, con modificazioni, dalla legge 7 agosto 2012, n. 134, la lettera b) è abrogata.”

Codice dei contratti pubblici

Nel corso del 2012 il testo del D. lgs. 163/2006 (Codice dei Contratti Pubblici) è stato oggetto di frequenti integrazioni e modifiche da parte del governo Monti, che con un susseguirsi di decreti legge poi convertiti in legge ha toccato più volte l'articolato normativo. Nel seguito si riportano le novità di maggior impatto nel settore della contrattualistica pubblica.

Legge n. 134/2012: modifica l'art 38 comma 1 lettera a) del codice, prevedendo che per le imprese partecipanti alle gare, non è causa di esclusione la dichiarazione di concordato preventivo c.d. in continuità, (art. 186 bis della legge fallimentare del R.D 267/1942 e s.m.i., figura introdotta dal decreto sviluppo per aiutare le imprese in stato di temporanea difficoltà finanziaria).

Legge n. 135/2012: aggiunge il comma 1-bis all'articolo 2 del codice, prevedendo che, nel rispetto della disciplina comunitaria in materia di appalti pubblici, al fine di favorire l'accesso delle piccole e medie imprese, le stazioni appaltanti devono, ove possibile ed economicamente conveniente, suddividere gli appalti in lotti funzionali. I criteri di partecipazione alle gare devono essere tali da non escludere le piccole e medie imprese. Inoltre, sempre nel “favor” delle PMI, modifica l'art 41 c. 2 stabilendo che sono illegittimi i criteri che fissano, senza congrua motivazione, limiti di accesso connessi al fatturato aziendale.

Legge n. 35/2012: inserisce l'art 6-bis nel codice, istituendo la BANCA DATI NAZIONALE DEI CONTRATTI PUBBLICI. La Banca dati nazionale diventerà obbligatoria con gradualità nel corso del 2013 e permetterà alle Stazioni appaltanti di verificare i requisiti di capacità generale, tecnica ed economico finanziaria tramite accesso diretto delle SA alla banca dati centrale, permettendo l'acquisizione di informazioni e documenti in modo più rapido e certo. Si veda anche la delibera di attuazione dell'AVCP del 24/12/2012.

Legge n. 122/2012: modifica il comma 13 dell'art. 11 (Forma contratto) stabilendo che «*Il contratto è stipulato, a pena di nullità, con atto pubblico notarile informatico, ovvero, in modalità elettronica secondo le norme vigenti per ciascuna stazione appaltante, in forma pubblica amministrativa a cura dell'Ufficiale rogante dell'amministrazione aggiudicatrice o mediante scrittura privata*».

Determinazione dell'AVCP n. 4 del 10/10/2012: Indicazioni generali per la redazione dei bandi di gara ai sensi degli articoli 64, comma 4-bis e 46, comma 1-bis, del Codice dei contratti pubblici c.d. BANDO-TIPO.

Legge n. 221/2012: prevede che per i bandi di gara pubblicati a decorrere dal 1° gennaio 2013 le spese per la pubblicazione di cui al secondo periodo del comma 7 dell'articolo 66 e al secondo periodo del comma 5 dell'articolo 122 del D. lgs. 163/2006, (spese di pubblicazione dei bandi di gara sulla GURI e sui quotidiani) sono rimborsate alla stazione appaltante dall'aggiudicatario entro il termine di sessanta giorni dall'aggiudicazione. La disposizione va coordinata con la L. 18 giugno 2009, n. 69, che stabilisce che dal 1° gennaio 2013, la pubblicità nei quotidiani non è più obbligatoria.

Infine si segnala la *legge n.190/2012* (legge anti-corrruzione) che introduce nuovi obblighi di pubblicità per le P.A., comprese le società partecipate dalla PA, limitatamente alle attività di pubblico interesse; sostituisce l'articolo 241 del D. lgs. 163/2006 in tema di ARBITRATO, rendendolo possibile solo ove autorizzato ed istituisce presso ogni prefettura la c.d. "White list" ossia un elenco di fornitori, prestatori di servizi ed esecutori di lavori non soggetti a tentativo di infiltrazione mafiosa. L'elenco, che è soggetto a verifiche periodiche, verrà istituito solo per determinate attività maggiormente esposte a rischio di infiltrazione mafiosa, come il trasporto di materiale a discarica, trasporto e smaltimento rifiuti, estrazione e trasporto di terra e le altre attività elencate al comma 53 dell'art. 1 della legge.

Codice antimafia

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

Il decreto legislativo 15 novembre 2012 n. 218 anticipa l'entrata in vigore del codice antimafia al 12/02/2013. In particolare si evidenziano: eliminazione delle cd "informativa atipiche", validità annuale delle informative antimafia, anziché semestrale, ed ottenimento delle comunicazioni antimafia solo dalla Prefettura, non più dalla Camera di Commercio attraverso il certificato camerale.

Robin Hood Tax

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

Lo stesso decreto-legge, all'art. 4, ha abbassato a 2.500 euro il limite, previsto dall'art. 49 del d. lgs. 21/11/2007, n. 231, oltre il quale non è consentito il trasferimento di denaro contante o di libretti di deposito bancari o postali al portatore. Il suddetto limite è stato ulteriormente ridotto a 1.000 euro dall'art. 12 del decreto-legge 6 dicembre 2011, n. 201, convertito in legge 22 dicembre 2011, n. 214.

Distribuzione gas

Con decreto del 19 gennaio 2011 il Ministro dello sviluppo economico ha determinato gli ambiti territoriali nel settore della distribuzione del gas naturale, ai sensi dell'art. 46-bis della legge 29 novembre 2007, n. 222, di conversione del decreto-legge 1° ottobre 2007 n. 159. A completamento dell'iter normativo previsto dal citato art. 46-bis è intervenuto il decreto del Ministro dello sviluppo economico del 12 novembre 2011, n. 226, pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale n. 22 del 27 gennaio 2012, che ha 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 per l'affidamento delle nuove concessioni di distribuzione a livello di ambito territoriale. Sono anche indicate le date limite entro le quali la Provincia, in assenza del Comune capoluogo, convoca i Comuni d'ambito per l'individuazione della stazione appaltante ovvero da cui decorre il tempo per l'eventuale intervento sostitutivo della Regione. Il termine 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 (se compreso nell'ambito territoriale), oppure entro 18 mesi da soggetto individuato dai Comuni appartenenti all'ambito territoriale (se quest'ultimo non comprende il Comune Capoluogo).

In materia è poi intervenuto il Decreto Legge 22 giugno 2012, n. 83 (cosiddetto "Decreto Sviluppo") pubblicato in Gazzetta Ufficiale 26 giugno 2012, n. 147, convertito con modificazioni, dalla L. 7 agosto 2012, n. 134 pubblicata in Gazzetta Ufficiale n. 187 del 11-08-2012.

Con la Delibera 532/2012/R/gas l'Autorità dà attuazione alle disposizioni dell'articolo 4, comma 7 del D.M. Mse 226/2011, predisponendo le schede tecniche per l'invio dei dati sullo stato di consistenza in formato cartaceo, fissando il formato del supporto informatico e stabilendo la data di decorrenza dell'obbligo di utilizzo dell'utilizzo del medesimo formato informatico.

In attuazione delle disposizioni dell'articolo 8, comma 1, del D.M. Mse 226/2011 la delibera 407/2012/R/gas definisce i criteri per la determinazione del corrispettivo una tantum per la copertura degli oneri di gara per l'affidamento del servizio di distribuzione del gas naturale.

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

Con la delibera 315/2012/R/gas sono state introdotte modifiche alla regolazione delle tariffe dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2009-2012 a conclusione del procedimento avviato al fine di ottemperare alla sentenza del Consiglio di Stato n. 2521/12 e sono altresì approvate le tariffe relative al servizio di distribuzione e misura per gli anni 2009 e 2010.

Con la delibera 553/2012 R/gas, sono state determinate le tariffe di riferimento, le tariffe obbligatorie per i servizi di distribuzione e misura del gas naturale e le opzioni tariffarie per i servizi di distribuzione e misura di gas diversi dal naturale con riferimento all'anno 2013, in coerenza con le disposizioni transitorie definite nella deliberazione 436/2012/R/GAS, con la quale è stato prorogato il periodo di vigenza della regolazione tariffaria e della qualità dei servizi di distribuzione e misura del gas contenute nella RTDG e nella RQDG al 31 dicembre 2013.

Servizio di misura del gas

Con il provvedimento 28/2012/R/gas è stata revisionata la regolamentazione tariffaria del servizio di misura, modificando gli obblighi, previsti dalla deliberazione ARG/gas 155/08, per l'introduzione della telelettura/telegestione dei misuratori gas.

Con la deliberazione 193/2012/R/gas sono state altresì adottate misure urgenti, in ordine agli obblighi di installazione dei misuratori elettronici gas, a partire dal 1/3/2012 oltre all'avvio di un procedimento per la revisione dei costi standard connessi alla messa in servizio dei medesimi misuratori.

Con la deliberazione 246/2012/R/gas sono stati rideterminati i costi standard per i misuratori di classe G10-G40 e mantenuta al 31/12/2012 la validità delle disposizioni transitorie in materia di obblighi di installazione di misuratori gas della distribuzione, di cui alla deliberazione 193/2012/R/gas.

Con la delibera 575/2012/R/gas sono stati modificati gli obblighi per la promozione dell'installazione di misuratori intermedi a requisiti di telegestione e telelettura nei prossimi anni, adeguandone la connessa regolamentazione tariffaria.

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, tra l'altro, ai sensi dell'articolo 7, comma 4, lettera c), del decreto legislativo 93/11, il servizio di default (c.d. 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 deliberazione 166/2012/R/gas l'Autorità aveva sospeso la data di entrata in vigore delle disposizioni contenute nella deliberazione ARG/gas 99/11 con riferimento al SdD, prevedendo altresì che tale data fosse individuata nel provvedimento che disciplina le modalità di remunerazione del SdD.

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 ha sospeso gli effetti della sentenza del TAR Lombardia fissando l'udienza di merito per il 19 febbraio. A seguito della decisione

di sospensiva indicata, AEEG ha ritenuto di pubblicare il giorno 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".

Altri provvedimenti da segnalare e che hanno impatti sull'attività di distribuzione del gas:

Delibera 62/2012/R/gas riconoscimento dei maggiori oneri derivanti dalla presenza dei canoni di concessione per la distribuzione del gas naturale.

Delibera 103/2012/R/gas che determina gli obiettivi di miglioramento relativi ai recuperi di sicurezza nella distribuzione gas, per il periodo 2010-2012, per imprese distributrici del gas naturale con più di 50.000 clienti finali e per il periodo 2011-2012 per le imprese distributrici del gas naturale con numero di clienti finali compreso tra 10.000 e 50.000.

Delibera 368/2012/R/gas sono stati determinati gli incentivi e le penalità relativi ai recuperi di sicurezza del servizio di distribuzione del gas naturale, per l'anno 2010, per 45 imprese distributrici del gas naturale con più di 50.000 clienti finali.

Delibera 83/2012/E/gas è stato dato avvio alla campagna di controlli telefonici, relativa al rispetto della disciplina in materia di pronto intervento gas, per l'anno 2012.

Distribuzione di Energia Elettrica

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

Tali attività sono:

- 1) tariffe del servizio di trasmissione, distribuzione e misura (del. ARG/elt 199/11)
- 2) tariffa sociale (del. 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), la del. ARG/elt 199/11 (preceduta da diverse consultazioni con gli operatori) contiene i testi integrati per il trasporto (TIT), misura (TIME) e connessione (TIC) dell'energia elettrica per il periodo 2012-2015.

Rispetto alle regole in vigore fino al 2011, dal 2012 al meccanismo della tariffa media nazionale integrata da perequazioni (generali + specifica aziendale) si sostituisce una tariffa individuale per singolo distributore che:

- a) riconosce con criterio parametrico il capitale di media e bassa tensione al 2007 investito dell'impresa;
- b) riconosce puntualmente per impresa il suo capitale effettivo per l'alta tensione e per gli incrementi dal 2008;
- c) riconosce i costi operativi d'impresa secondo un coefficiente di modulazione dei costi medi nazionali stabilito con parametri AEEG rapportati alle variabili di scala 2010 dell'impresa;
- d) mantiene la perequazione misura;
- e) abroga la perequazione dei costi commerciali, coprendo differentemente i costi medi nazionali tra i distributori che hanno costituito separata società di vendita e quelli che non hanno provveduto;
- f) conferma le regole di aggiornamento del capitale investito, aumentando il WACC (rendimento medio ponderato del costo di capitale) dal 7% del 2008-2011 al 7,6% per il capitale investito al 31 dicembre 2011 e all'8,6% per i successivi incrementi patrimoniali (l'1% in più vuole compensare il ritardo di due anni nel riconoscimento tariffario degli incrementi patrimoniali);
- g) conferma le regole di aggiornamento dei costi operativi con i meccanismi dei recuperi di efficienza (*x-factor*) fissati al 2,8% per la distribuzione e al 7,1% per la misura;
- h) individua una componente di misura che copre i misuratori elettromeccanici non ancora completamente ammortizzati ma sostituiti (per la del. 292/06) e consente di richiedere l'anticipazione di tali ricavi per tutto il periodo regolatorio;
- i) conferma ed estende i tipi di investimento maggiormente incentivati, che sono:
 - trasformatori a basse perdite nelle cabine di trasformazione MT/BT: +1,5% per 8 anni;

- progetti pilota (*smart grid*): +2% per 12 anni;
 - rinnovo e potenziamento delle reti in media tensione nei centri storici: +1,5% per 12 anni;
 - potenziamento delle capacità di trasformazione delle cabine primarie nelle aree critiche, individuate secondo criteri stabiliti dall'AEEG: +1,5% per 12 anni;
 - progetti pilota relativi a sistemi di accumulo: +2% per 12 anni;
- j) modifica la struttura della tariffa di riferimento, da cui scompaiono le parti variabili (quota energia per i clienti non domestici e quota energia più quota potenza per i clienti domestici) e rimane la parte fissa (per punto di prelievo): si arriva quindi ad un costo unitario per punto di prelievo (POD), con l'unica eccezione dell'illuminazione Pubblica (tariffa composta dalla sola quota energia).

In merito al punto 2), al fine di proteggere i clienti domestici in situazioni di disagio (economico e fisico), il decreto interministeriale 28/12/2007 aveva introdotto dal 2008 meccanismi di compensazione della spesa sostenuta dai clienti vulnerabili economicamente e/o fisicamente (con apparecchiature medicoterapeutiche necessarie per il mantenimento in vita) che sarebbero stati ripagati dai clienti elettrici (domestici e non) e la successiva del. 117/08 dell'AEEG ha:

- a) avviato il sistema di compensazioni nel primo trimestre 2009, prevedendo l'erogazione retroattiva dall'1/1/2008 delle compensazioni ai richiedenti entro il 29/2/2009;
- b) istituito da ottobre 2008 la nuova componente tariffaria AS a copertura degli oneri per la compensazione e applicata a tutti gli utenti;
- c) consentito che i distributori potessero trattenerne la AS nei limiti delle compensazioni erogate;
- d) previsto un sistema informativo centralizzato (SGATE) per la gestione ordinata e unitaria dei rapporti tra i Comuni (che raccolgono le istanze di accesso alla compensazione) e i distributori;
- e) previsto la copertura dei costi dei distributori con gli ordinari meccanismi di aggiornamento delle tariffe di distribuzione.

Nel 2012, la del. 350/2012/R/eel introduce con effetto dal 2013 nuove misure per il bonus per disagio fisico, tra cui:

- a) un nuovo meccanismo correlato ai consumi elettrici delle apparecchiature salvavita, che definisce, per categorie simili di apparecchiature, il consumo medio a seconda che dell'intensità di utilizzo;
- b) 3 fasce (minima, media, massima) di importo del bonus, a seconda della somma dei consumi medi delle apparecchiature usate dal cliente;
- c) nuovi moduli per la richiesta di ammissione al bonus per disagio fisico e un diverso contenuto minimo delle certificazioni ASL;
- d) una ulteriore verifica a carico del distributore sulla potenza contrattualmente impegnata (inferiore o superiore i 3 kW);
- e) la possibilità di presentare le richieste per il nuovo bonus dall'1/1/2013 e di ottenere un'integrazione (quota retroattiva) per il 2012 per le richieste presentate tra l'1/1/2013 e il 30/4/2013 per clienti in possesso del bonus per disagio fisico già nel 2012.

Sul punto 3), la del. 198/2011 (TIQE) norma la qualità commerciale e quella tecnica per il 2012-2015.

Di novità per la qualità commerciale, 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.

Per la qualità tecnica, invece, si segnalano:

- a) nuove cause di secondo livello per le interruzioni senza preavviso;
- b) ulteriori informazioni nell'elenco delle segnalazioni e chiamate telefoniche (registrazione vocale, codice della linea coinvolta, etc...);
- c) nuovi livelli specifici di continuità per utenti MT, definiti sulle interruzioni lunghe più brevi annue;
- d) penalità/indennizzi a favore degli utenti MT calcolati usando la potenza effettivamente interrotta, a partire dal 2013;
- e) CTS per clienti non certificati calcolato in funzione della potenza disponibile;
- f) incentivo alla riduzione del numero di utenti MT con numero di interruzioni superiore ai livelli specifici;
- g) incentivo alla riduzione del numero di utenti MT con consegna su palo e con potenza disponibile in prelievo inferiore o uguale a 100 kW;
- h) nuovi livelli minimi e massimi della tensione di fornitura in BT e MT;
- i) monitoraggio della qualità della tensione sulle semisbarre MT di cabina primaria e registrazione dei buchi di tensione.

In merito al punto 4), continua a valere il sistema definito dalla del. 4/08, che ha regolato dispacciamento, trasporto e misura elettrica nei casi di morosità dei clienti finali o di inadempimento del venditore. Sinteticamente:

- a) vuole tutelare il credito dei venditori e degli esercenti la salvaguardia;
- b) definisce 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*). La del. 42/08 prevede che:

- a) lo *switching* decorra dal primo giorno del secondo mese successivo a quello in cui perviene la richiesta al distributore;
- b) il venditore uscente comunichi al distributore la risoluzione del contratto di vendita e i modi e i tempi in cui tali soggetti comunicano
- c) l'esercente alla maggior tutela comunichi la perdita o la mancanza, da parte di un proprio cliente, dei requisiti per l'inclusione nel servizio di maggior tutela;
- d) siano coerenti i tempi per attivare una fornitura e quelli per uno *switching*.

Recentemente, la del. 396/2012/R/eel ha modificato sia le norme sulla morosità (precedente punto 4) sia le norme sullo *switching*, perché:

- a) migliora le comunicazioni ai clienti sulla loro possibilità di scegliere venditori alternativi al venditore inadempiente;
- b) tiene in considerazione l'eventuale pagamento nel frattempo del venditore inadempiente;
- c) chiarisce ai clienti i tempi di attivazione della maggior tutela/salvaguardia e dei modi per tornare sul mercato libero.

Correlato allo *switching*, si segnala la del. 153/2012/R/com, che prevede tutele in vigore dal giugno 2012 per prevenire contratti non richiesti dal cliente finale e che avvia lo studio del concetto dello "*switching di default*", vale a dire una futura procedura per ripristinare la situazione antecedente *switching* per forniture elettriche/gas non richiesti dal cliente finale. Al momento è in corso un monitoraggio che prevedrà comunicazioni di distributori e venditori all'AEEG dal 2013.

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

- a) la corretta contabilizzazione e valorizzazione economica dell'energia prelevata da ciascun utente del dispacciamento;
- b) il contenimento dell'impatto economico ed amministrativo per gli utenti del dispacciamento dovuto alle rettifiche delle misure (impattano sia sull'utente del dispacciamento titolare dei punti con misure rettificate sia sugli altri utenti del dispacciamento tramite il prelievo residuo di area e il segno dello sbilanciamento aggregato zonale);
- c) la semplificazione contabile ed amministrativa per Terna e i distributori nel trattamento delle rettifiche e nella determinazione delle associate partite economiche.

Sul punto 7), il "Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas in merito agli obblighi di separazione amministrativa e contabile (*unbundling*) per le imprese operanti nei settori dell'energia elettrica e il gas e relativi obblighi di pubblicazione e comunicazione" (Testo Integrato o TIU) ha stabilito l'obbligo di separazione funzionale a carico dell'impresa verticalmente integrata - vale a dire l'impresa o il gruppo di imprese che, nel settore dell'energia elettrica o del gas, svolge almeno una attività in concessione (ad esempio, la distribuzione dell'energia elettrica e/o del gas) e almeno una 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 una impresa verticalmente integrata, ogni attività regolata a un Gestore Indipendente, che la deve amministrare con autonomia decisionale e organizzativa e perseguendo obiettivi di efficienza, economicità, neutralità e non discriminazione.

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

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

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

In merito al punto 8), la del. ARG/elt 191/09 ha definito il "Sistema Indennitario", che garantisce un indennizzo (Cmor) al venditore uscente in caso di mancato incasso del credito relativo alle fatture degli ultimi mesi di erogazione della fornitura, prima della data di effetto dello *switching* per il servizio prestato. La successiva del. ARG/elt 219/10 (che sostituisce integralmente la delibera precedente) emana le disposizioni per il funzionamento del Sistema Indennitario, contenute nei diversi allegati e nelle Specifiche Tecniche pubblicate dall'Acquirente Unico.

Questo sistema permette a tutti i venditori di potersi rivalere sul cliente finale, indipendentemente dal cambio di venditore richiesto dal cliente finale stesso. Il distributore è tra i principali soggetti, in quanto deve applicare il Cmor al cosiddetto venditore entrante (il nuovo venditore scelto dallo stesso cliente finale moroso).

Nel 2012 le Del. 99/2012/R/eel prima e la Del. 195/2012/R/eel poi sono intervenute ulteriormente sulla gestione dell'intero funzionamento del sistema indennitario (modi e tempi del processo di fatturazione del Cmor, flussi informativi per la gestione delle richieste di indennizzo, nuova disciplina semplificata...).

Vendita di energia elettrica

Delibera 36/2012/E/com

Introduce misure, nell'erogazione di compensazioni a carico della Cassa conguaglio per il settore elettrico, in caso di inottemperanza agli obblighi previsti dal TIU (Allegato A alla deliberazione n. 11/07) in materia di *unbundling*.

Delibera 99/2012/R/eel

Il provvedimento modifica l'attuale disciplina del sistema indennitario al fine di definire specifiche procedure in caso di mancato pagamento del corrispettivo relativo a morosità pregresse da parte del cliente finale (CMOR). Il provvedimento stabilisce altresì un apposito trattamento delle comunicazioni del cliente finale aventi ad oggetto l'applicazione dello stesso corrispettivo.

Delibera 195/2012/R/eel

Approva la disciplina semplificata per il funzionamento del sistema indennitario di cui alla deliberazione ARG/elt 191/09, così come modificata ai fini di recepire le nuove procedure previste in caso di mancato pagamento del corrispettivo CMOR da parte del cliente finale. Il provvedimento effettua altresì alcune modifiche al sistema indennitario al fine di recepire le osservazioni prevenute alla consultazione della disciplina semplificata.

Delibera 122/2012/R/eel

Il provvedimento proroga il termine per il completamento della regolazione relativa alla compensazione della spesa per la fornitura di energia elettrica (bonus elettrico) per i clienti in gravi condizioni di salute di cui al decreto interministeriale 28 dicembre 2007 in applicazione del decreto del Ministro della Salute 13 gennaio 2011.

Delibera 153/2012/R/com

Il provvedimento introduce misure per la prevenzione del fenomeno dei contratti e attivazioni di forniture di energia elettrica e/o di gas naturale non richiesti dal cliente finale, e per consentire il ripristino della situazione antecedente l'attivazione non richiesta.

Delibera 194/2012/R/com

Il provvedimento aggiorna il Glossario contenente i principali termini utilizzati nei documenti di fatturazione, al fine di tenere conto della variazione della terminologia introdotta da nuovi provvedimenti regolatori.

Delibera 258/2012/R/com provvede a modificare e integrare il testo integrato monitoraggio *retail* (TIMR) al fine di effettuare alcune precisazioni, nonché di modificare alcuni degli indicatori relativi alla esigibilità del credito, tenuto conto che i dati di base afferenti a tali indicatori non sono ancora stati richiesti ai soggetti obbligati ai sensi dell'articolo 3, del TIMR.

Delibera 260/2012/E/com

Istituzione del Servizio conciliazione clienti energia e approvazione della disciplina di prima attuazione.

Delibera 301/2012/R/eel

La presente deliberazione prevede il coordinamento testuale del TIV (Testo integrato vendita) e della nuova regolazione introdotta in materia di tariffe dal TIT (Testo integrato trasmissione e distribuzione) nonché la semplificazione del TIV alla luce dell'evoluzione normativa in materia di servizi di vendita di energia elettrica di maggior tutela e di salvaguardia.

Delibera 350/2012/R/eel

Il provvedimento introduce modifiche alla disciplina della regolazione relativa alla compensazione della spesa per la fornitura di energia elettrica (bonus elettrico) per i clienti in gravi condizioni di salute di cui al decreto interministeriale 28 dicembre 2007 in applicazione al decreto del Ministero della Salute 13 gennaio 2011.

Delibera 441/2012/R/eel

Il provvedimento dispone misure urgenti in tema di erogazione del servizio di maggior tutela nei confronti di utenze domestiche che siano state erroneamente servite in salvaguardia.

Delibera 475/2012/E/com

Il provvedimento integra la deliberazione 21 giugno 2012, 260/2012/E/com, istituendo un elenco degli operatori aderenti a procedure di conciliazione.

Delibera 548/2012/E/com

Il provvedimento ha approvato il nuovo Regolamento dello Sportello per il consumatore di energia per lo svolgimento delle attività afferenti al trattamento dei reclami e modifica il Regolamento disciplinante le modalità di copertura degli oneri relativi allo Sportello.

Vendita Gas

Delibera 260/2012/E/com e successiva 475/2012/E/com

In riferimento alle previsioni di cui all'articolo 7, comma 6 e all'articolo 44, comma 4 del D. lgs. 93/2011 è stato istituito il servizio di conciliazione dei clienti di energia.

Delibera 548/2012/E/com

Il provvedimento ha approvato il nuovo Regolamento dello Sportello per il consumatore di energia per lo svolgimento delle attività afferenti al trattamento dei reclami.

Delibera 16/2012/R/gas

In attuazione del decreto legge 1/2012, in merito ai prezzi di riferimento del gas naturale per i clienti vulnerabili, la delibera si pone ad integrazione del procedimento avviato con deliberazione ARG/gas

77/11, finalizzato a definire un intervento di riforma delle condizioni economiche di fornitura del gas naturale per il servizio di tutela.

Delibera 19/2012/R/gas

Il provvedimento prevede il riconoscimento, al Fornitore di ultima istanza, delle condizioni economiche per l'erogazione del relativo servizio, nell'anno termico 2010-2011. Tale riconoscimento è previsto dalla deliberazione ARG/gas 131/10, che ha definito i criteri per l'effettuazione delle procedure di selezione del fornitore di ultima istanza con riferimento al citato anno termico.

Il riconoscimento ha la finalità di dare copertura economica alla differenza tra quanto offerto in sede di procedura e le condizioni economiche effettivamente applicate ai clienti finali, cui è stato erogato il servizio. Si stima che i volumi forniti dal Fornitore di ultima istanza, nell'anno termico 2010-2011, siano stati circa 8.000.000 Smc.

Delibera 90/2012/R/gas

Proroga al 31 maggio 2012 del termine per la comunicazione dei dati relativi agli ammontari di compensazione, erogati dai distributori ai venditori di gas naturale e trasferiti ai clienti finali, con riferimento ai consumi dei soggetti che beneficiano dei bonus gas per l'anno 2010.

Delibera 153/2012/R/com

Introduzione di misure per la prevenzione del fenomeno dei contratti e attivazioni di forniture di energia elettrica e/o di gas naturale non richiesti dal cliente finale, e per consentire il ripristino della situazione antecedente l'attivazione non richiesta.

Delibera 194/2012/R/COM

Aggiornamento del Glossario contenente i principali termini utilizzati nei documenti di fatturazione, al fine di tenere conto della variazione della terminologia introdotta da nuovi provvedimenti regolatori.

Delibera 353/2012/R/gas (Art. 22 D.lgs164/00 come modificato dall'articolo 7 del D.lgs 93/11 – DM Sviluppo Economico 3 agosto 2012)

La Delibera definisce le procedure ad evidenza pubblica per l'individuazione dei fornitori di ultima istanza per l'anno termico 2012 - 2013. Nel provvedimento, alla luce dell'ampliamento dei clienti aventi diritto, vengono altresì modificate le condizioni di erogazione del servizio nonché definito il meccanismo di reintegrazione per i clienti non disalimentabili.

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 oggi, ai sensi della normativa vigente, 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.

Il decreto-legge 22 giugno 2012, n. 83, convertito, con modificazioni, in legge 7 agosto 2012, n. 134, hanno introdotto alcune modifiche alla normativa sulle concessioni. 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. Per i beni materiali rientranti nel ramo

di azienda il corrispettivo per il concessionario uscente sarà determinato sulla base del valore di mercato inteso come valore di ricostruzione a nuovo diminuito nella misura dell'ordinario degrado, salvo che per le opere devolvibili, per le quali è dovuto un importo determinato sulla base del metodo del costo storico rivalutato, calcolato al netto dei contributi pubblici in conto capitale, anch'essi rivalutati, eventualmente ricevuti dal concessionario, diminuito nella misura dell'ordinario degrado.

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 e successive modifiche ed integrazioni.

La Legge n. 42 del 2010 ha disposto (mediante inserimento del comma 186 bis nella L. 23.12.2009 n. 191) 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 marzo 2011 dal decreto mille proroghe (D.L. 29 dicembre 2010, n. 225), e nuovamente prorogato al 31 dicembre 2012 dal DL 29.12.2011 n. 216 (mille proroghe).

A seguito della soppressione delle AATO, introdotta dal Parlamento in sede di conversione del decreto legge 25 gennaio 2010 n. 2, dopo una breve parentesi nel corso della quale le attività di gestione e vigilanza sui servizi idrici sono state affidate all'Agenzia nazionale di vigilanza sulle risorse idriche, le funzioni attinenti alla regolazione e al controllo dei servizi idrici sono state trasferite all'Autorità per l'Energia Elettrica ed il Gas con il DL 201/2011 convertito con Legge 22/12/2011 n. 214, il quale ha altresì precisato che tali funzioni "vengono esercitate con i medesimi poteri attribuiti all'Autorità stessa dalla legge 14 novembre 1995, n. 481".

In tal senso vanno menzionate:

- la Delibera 585/2012/R/idr Approvazione del metodo tariffario transitorio per il calcolo delle tariffe per gli anni 2012 e 2013 per tutte le gestioni, ad esclusione dei gestori CIPE e delle Regioni/Province Autonome Valle d'Aosta, Trento e Bolzano La metodologia proposta non determina le tariffe, ma definisce i criteri per la loro quantificazione e anticipa le linee generali di quella definitiva, prevista a partire dal 2014. L'Autorità ha previsto che nella fase transitoria sia mantenuta un'articolazione tariffaria per gestore/ambito analoga alla preesistente;
- la Delibera 586/2012/R/idr con la quale è stata approvata una Direttiva in merito ai contenuti minimi e alla trasparenza della bolletta del Servizio idrico integrato con l'obiettivo di migliorarne la leggibilità e la comprensione.

In data 1° febbraio 2012, l'Autorità per l'energia ha approvato altresì 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 è conseguente al parere che l'Autorità stessa aveva richiesto al Consiglio di Stato sull'esatta decorrenza temporale dei propri poteri in tema di tariffe dell'acqua.

Per individuare la quota parte della tariffa da restituire agli utenti finali con riferimento al periodo compreso fra il 21 luglio e il 31 dicembre 2011, l'Autorità intende seguire i criteri già utilizzati per la definizione del c.d. Metodo Tariffario Transitorio, di cui alla citata delibera 585/2012 che copre il biennio 2012-2013, all'interno del quale già si sono considerati gli effetti del referendum abrogativo. Tali criteri sono anche confermati nel parere 267/13 del Consiglio di Stato quando si afferma che, anche nell'ambito dell'intervento di restituzione debba comunque essere assicurato il rispetto del principio del *full cost recovery*.

Servizio gestione rifiuti

Il decreto-legge n. 216 del 29 dicembre 2011 (cosiddetto "decreto milleproroghe") ha disposto il rinvio al 31 dicembre 2012 della soppressione delle Autorità d'Ambito Territoriale competenti per la gestione del servizio idrico integrato e del ciclo di gestione dei rifiuti.

Per Gestione Integrata Rifiuti si intende il complesso delle attività volte ad ottimizzare la gestione dei rifiuti, ovvero 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 dl n. 138/2011 convertito in legge 14 settembre 2011 n. 148, come ulteriormente modificato dal dl. 24 gennaio 2012 n. 1, nel Codice dell'Ambiente (d.lgs. 152/2006, e s.m.i.) e ed a livello regionale dalle L. R. Emilia Romagna n. 25/99, n. 10/2008 e n. 23/2011.

Poiché per le Autorità d'Ambito Territoriale per la gestione delle risorse idriche e per la gestione integrata dei rifiuti urbani di cui agli articoli 148 e 201 del D. Lgs. n. 152/2006 (c.d. Codice ambiente) è prevista la cessazione al 31.12.2012, è stato attribuito alle Regioni il compito di conferire con legge le funzioni già esercitate da detti organismi nel rispetto dei principi di sussidiarietà, differenziazione e adeguatezza.

Si segnala che la Regione Emilia Romagna ha già provveduto in tal senso con la legge n. 23 del 23 dicembre 2011 "Norme di organizzazione territoriale delle funzioni relative ai servizi pubblici locali dell'ambiente" istituendo l'Agenzia Territoriale dell'Emilia Romagna per i servizi idrici e rifiuti cui partecipano tutti i comuni e le province della Regione, cui spettano le funzioni di regolazione per l'intero territorio regionale. Tale Agenzia (ATERSIR) è entrata in funzione nel corso dell'anno 2012.

Si evidenzia inoltre che il termine di entrata in operatività del sistema Sistri, già differito con il Decreto Milleproroghe (DL 216/2011) al 31.12.2012, è stato sospeso sino ad una data indefinita e comunque non successiva sino al 30.06.2013, per effetto del DL 83/2012 convertito in legge 7 agosto 2012, n. 134, disponendosi altresì la sospensione del pagamento del contributo per l'anno 2012.

Sistema tariffario relativo ai servizi ambientali

Ai sensi dell'art. 238 del Decreto Ambiente, chiunque possieda o detenga a qualsiasi titolo locali, o aree scoperte ad uso privato o pubblico non costituenti accessorio o pertinenza dei locali medesimi, a qualsiasi uso adibiti, esistenti nelle zone del territorio comunale, che producano rifiuti urbani, è tenuto al pagamento di una tariffa.

La tariffa costituisce il corrispettivo per lo svolgimento del servizio di raccolta, trattamento e smaltimento dei rifiuti solidi urbani

La tariffa per la gestione dei rifiuti è commisurata alle quantità e qualità medie ordinarie di rifiuti prodotti per unità di superficie, in relazione agli usi e alla tipologia di attività svolte, tenendo conto anche di indici reddituali articolati per fasce di utenza e territoriali.

La tariffa è determinata dalle Agenzie d'Ambito ed è applicata e riscossa dai soggetti affidatari del servizio di gestione integrata.

Nella determinazione della tariffa è prevista la copertura anche di costi accessori relativi alla gestione dei rifiuti urbani quali, ad esempio, le spese di spazzamento delle strade.

La tariffa è composta da:

- una quota determinata in relazione alle componenti essenziali del costo del servizio, riferite in particolare agli investimenti per le opere ed ai relativi ammortamenti; nonché
- da una quota rapportata alle quantità di rifiuti conferiti, al servizio fornito e all'entità dei costi di gestione, in modo che sia assicurata la copertura integrale dei costi di investimento e di esercizio.

Nel 2009, in seguito a ricorsi presentati da alcuni cittadini, la questione della tariffa rifiuti di cui all'art. 49 del D. Lgs. 22/1997 (TIA 1) è stata sottoposta a giudizio della Corte Costituzionale che ha stabilito che la TIA aveva natura tributaria come la TARSU e non era una vera tariffa per mancanza di corrispondenza tra il servizio reso e l'importo dovuto e quindi non poteva essere assoggettata ad IVA.

Con il D.L.78/2010 veniva stabilito, in via interpretativa che la tariffa era un'entrata patrimoniale quindi soggetta ad IVA facendo però riferimento alla TIA 2 (ex art. 238 DLgs 152/2006).

Posizione quest'ultima ribadita anche dal Dipartimento delle politiche fiscali con circolare n.3/2010 che ribadiva l'applicabilità delle IVA sia sulla TIA 1 che sulla TIA 2 per analogia di criteri di determinazione. La Corte di Cassazione con sentenza 3756/2012 ha smentito la tesi del Dipartimento delle politiche fiscali, stabilendo la natura tributaria sia della TIA1 (ex art.49 D. LGS. 22/1997) che della TIA 2 ((ex art. 238 D Lgs. 152/2006).

L'art. 14 del D.L. 201/2011, convertito nella L. 22/12/2011 n. 214 istituisce il nuovo Tributo (TARES), in tutti i Comuni, a decorrere dal 1° gennaio 2013, a copertura dei costi relativi al servizio di gestione dei rifiuti urbani e dei rifiuti assimilati avviati allo smaltimento svolto in regime di privativa dai comuni, e dei costi relativi ai servizi indivisibili dei comuni.

Il tributo in oggetto è a carico di chiunque possieda, occupi o detenga a qualsiasi titolo locali o aree scoperte, adibiti a qualsiasi uso, suscettibili di produrre rifiuti urbani.

Il tributo è corrisposto in base a tariffa commisurata alle quantità e qualità medie ordinarie di rifiuti prodotti per unità di superficie, in relazione agli usi e alla tipologia di attività svolte.

Dal 1° gennaio 2013 sono soppressi, di conseguenza, tutti i vigenti prelievi relativi alla gestione dei rifiuti urbani sia di natura patrimoniale sia di natura tributaria - TIA o TARSU.

La titolarità dell'entrata spetta dunque ai Comuni, così come le modalità di accertamento e riscossione. Il tributo, anche in deroga all'articolo 52 del DLGS 15/12/97 n.446, dovrà essere versato dall'utente al Comune.

A seguito della modifica del c. 35 dell'art. 14 citato, sostituito dall' art. 1, comma 387, lett. f), L. 24 dicembre 2012, n. 228, a decorrere dal 1° gennaio 2013, è stabilito che:

“I comuni, in deroga all'articolo 52 del decreto legislativo 15 dicembre 1997, n. 446, possono affidare, fino al 31 dicembre 2013, la gestione del tributo o della tariffa di cui al comma 29, ai soggetti che, alla data del 31 dicembre 2012, svolgono, anche disgiuntamente, il servizio di gestione dei rifiuti e di accertamento e riscossione della TARSU, della TIA 1 o della TIA 2”.

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 (art. 4 comma 1 del D. Lgs. 387/2003), mentre l'incremento annuale della quota per il periodo 2007-2012 è stato portato allo 0,75% dalla Legge 24 dicembre 2007, n. 244 (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 secondo i criteri stabiliti dai decreti MAP 24 ottobre 2005.

Il periodo di diritto al riconoscimento ai certificati verdi, inizialmente pari a 8 anni, è stato successivamente esteso a 12 anni dal D. Lgs. 3 aprile 2006, n. 152 (Testo Unico Ambientale).

La Legge n. 244 del 24 dicembre 2007 (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.

Gli impianti riconosciuti cogenerativi in base ai parametri della delibera dell'AEEG n. 42/02 sono esentati dall'acquisto dei certificati verdi. Inoltre, l'art. 1 comma 71 della Legge 24 agosto 2004, n. 239 (Marzano) attribuiva anche agli impianti di cogenerazione abbinati al teleriscaldamento (nonché a quelli a idrogeno e a celle a combustibile) il diritto al riconoscimento dei C.V. per le proprie produzioni. Tale comma è stato abrogato dall'art. 1 comma 1120 lettera g della Legge 27 dicembre 2006, n. 296 (Finanziaria 2007), ma i diritti acquisiti dagli impianti che rispettano le condizioni previste dall'art. 14 del D. Lgs. 8 febbraio 2007 n. 20 (in particolare relative alle date di autorizzazione e/o entrata in esercizio e all'ottenimento della certificazione EMAS) sono stati fatti salvi. I C.V. attribuiti agli impianti di cogenerazione abbinati al teleriscaldamento tuttavia sono soggetti ad alcune limitazioni: il periodo di riconoscimento è di 8 anni (Legge 24 dicembre 2007, n. 244) e possono essere utilizzati per coprire fino al 20% dell'obbligo (D. Lgs. 8 febbraio 2007, n. 20 – art. 14 comma 3).

Con decreto del Ministero dello Sviluppo Economico del 21 dicembre 2007 sono state approvate e pubblicate le Procedure Tecniche che definiscono le modalità di presentazione delle istanze di qualifica IAFR; tali procedure sono differenziate tra fonti rinnovabili e le cosiddette fonti assimilate (tra cui la cogenerazione abbinata al teleriscaldamento).

In base a quanto previsto dall'art. 2 comma 150 della legge finanziaria 2008, il Ministero dello Sviluppo Economico con D.M. 18 dicembre 2008 ha stabilito le direttive per l'attuazione di quanto disposto dai commi da 143 a 149 dell'art. 2 della finanziaria 2008 stabilendo modalità per la transizione dal precedente meccanismo di incentivazione ai nuovi meccanismi (previsti dalla Finanziaria 2008), nonché le modalità per l'estensione dello scambio sul posto agli impianti alimentati con fonti rinnovabili di potenza nominale media annua non superiore a 200 kW.

La transizione riguarda, tra il resto, il periodo 2009-2011 durante il quale il GSE (su richiesta del detentore dei C.V.) ritira i C.V. rilasciati per le produzioni riferite fino a tutto il 2010 al prezzo medio di mercato del triennio precedente.

Il 3 marzo 2011 è stato emanato il D. Lgs. 28/2011 in attuazione della direttiva 2009/29/CE sulle fonti rinnovabili. Tra i punti di maggiore impatto per Iren si evidenziano quelli relativi al Titolo V sui regimi di sostegno:

- Il decreto, per quel che riguarda l'elettricità, dispone che gli impianti che entreranno in esercizio dopo il 31 dicembre 2012 saranno incentivati con un sistema “feed in” diversificato per fonte e per scaglioni

di potenza per gli impianti fino a 5 MW, mentre quelli al di sopra di tale soglia avranno diritto a un incentivo assegnato tramite aste al ribasso gestite dal GSE;

- Sono previsti incentivi anche per la produzione di energia termica da fonte rinnovabile;
- Gli impianti in esercizio e quelli che entreranno in esercizio fino al 31/12/2012 avranno diritto ai CV. Tutti gli impianti che beneficiano dei CV saranno poi convertiti al sistema “feed in” a partire dal 2016. Per le modalità attuative si rimanda a un decreto Mse - Min. Ambiente, sentita l’Autorità, da adottare entro sei mesi dall’entrata in vigore del D.Lgs;
- Il GSE ritirerà tutti i CV (al 78% del valore determinato con il meccanismo attuale) fino alla loro estinzione. La novità più rilevante è che anche i CV TRL saranno ritirati dal GSE ad un prezzo pari a quello medio di mercato del 2010;
- Per il resto il decreto interviene sulle autorizzazioni (con un regime semplificato), la cui applicazione potrà essere estesa agli impianti fino a 1 MW, sulle regolamentazioni tecniche e sulla promozione delle Fer nell’edilizia e del biometano nei trasporti. Il decreto contiene inoltre norme per lo sviluppo delle reti di trasmissione e distribuzione nonché per il collegamento degli impianti di produzione di biometano alla rete del gas fino alle reti di teleriscaldamento/teleraffrescamento.
- Nel mese di luglio sono stati pubblicati due importanti e attesi DM di attuazione del D. Lgs. 28/2011:
 - Decreto ministeriale 5 luglio 2012 - Incentivi per energia da fonte fotovoltaica
 - Decreto ministeriale 6 luglio 2012 - Incentivi per energia da fonti rinnovabili elettriche non fotovoltaiche (idroelettrico, geotermico, eolico, biomasse, biogas).

I Decreti pongono le basi per uno sviluppo ordinato e sostenibile delle energie rinnovabili, allineando gli incentivi ai livelli europei e adeguandoli agli andamenti dei costi di mercato delle tecnologie (calati radicalmente nel corso degli ultimi anni). Si introduce inoltre un sistema di controllo e governo dei volumi installati e della relativa spesa complessiva (aste per impianti grandi e registri per impianti di taglia media).

In linea con le previsioni della precedente normativa, il nuovo sistema per il fotovoltaico è entrato in vigore 45 giorni dopo il superamento della soglia di 6 miliardi di incentivi per il fotovoltaico (registrato il 13 luglio 2012 – entrata in vigore il 27 agosto 2012), e il 1 gennaio 2013 per il non fotovoltaico, per il quale è previsto comunque un periodo transitorio di 4 mesi. In particolare sono previsti:

- un ampliamento del budget di spesa, per un totale di 500 Milioni di Euro annui - pari a ulteriori 10 Miliardi di Euro di spesa su 20 anni - suddivisi tra Fotovoltaico (200 Milioni) e Non-Fotovoltaico (300 Milioni);
- una forte semplificazione delle procedure per l’iscrizione ai registri;
- l’innalzamento delle soglie di accesso ai registri per tutte le categorie rilevanti. In particolare, per il fotovoltaico, vengono esentati dai registri gli impianti a concentrazione, quelli innovativi e quelli realizzati da Amministrazioni pubbliche, oltre a quelli in sostituzione di amianto fino a 50 KW. Inoltre, sono esentati gli impianti tra 12 e 20 KW che richiedono una tariffa ridotta del 20%;
- un premio per gli impianti fotovoltaici realizzati in sostituzione di coperture in amianto e per quelli con preponderante uso di componenti europei;
- un incremento degli incentivi per alcune specifiche tecnologie che presentano una forte ricaduta sulla filiera nazionale, ad esempio: geotermico innovativo, fotovoltaico a concentrazione e innovativo;
- una rimodulazione dei termini di pagamento dei certificati verdi;
- la conferma della priorità di accesso al registro per gli impianti realizzati dalle aziende agricole.

Infine, con la pubblicazione del DM 28/12/12, il c.d. decreto “Conto Termico”, si dà attuazione al regime di sostegno introdotto dal decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28 per l’incentivazione di interventi di piccole dimensioni per l’incremento dell’efficienza energetica e per la produzione di energia termica da fonti rinnovabili.

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 meccanismo di incentivazione è rivolto a due tipologie di soggetti:

- Amministrazioni pubbliche;
- Soggetti privati, intesi come persone fisiche, condomini e soggetti titolari di reddito di impresa o di reddito agrario.

Gli interventi incentivabili si riferiscono a:

- A. interventi di incremento dell'efficienza energetica (efficientamento dell'involucro di edifici esistenti - coibentazione pareti e coperture, sostituzione serramenti e installazione schermature solari)
- B. interventi di piccole dimensioni relativi a impianti per la produzione di energia termica da fonti rinnovabili e sistemi ad alta efficienza (sostituzione di impianti esistenti per la climatizzazione invernale con impianti a più alta efficienza - caldaie a condensazione - sia alla sostituzione o, in alcuni casi, alla nuova installazione di impianti alimentati a fonti rinnovabili - pompe di calore, caldaie, stufe e camini a biomassa, impianti solari termici anche abbinati a tecnologia *solar cooling* per la produzione di freddo).

Le Amministrazioni pubbliche possono richiedere l'incentivo per entrambe le categorie di interventi (categoria A e categoria B). I soggetti privati possono accedere agli incentivi solo per gli interventi di piccole dimensioni relativi a impianti per la produzione di energia termica da fonti rinnovabili e sistemi ad alta efficienza (categoria B).

Per gli interventi di incremento dell'efficienza energetica l'incentivo consiste in un contributo pari al 40% della spesa ammissibile sostenuta. Per gli interventi di piccole dimensioni di produzione di energia termica da fonti rinnovabili e di sistemi ad alta efficienza, il decreto predispone schemi di calcolo specifici per tecnologia, in base a coefficienti di valorizzazione dell'energia prodotta e alla producibilità presunta di energia termica dell'impianto/sistema installato, in funzione della taglia e della zona climatica.

Sono tuttora in corso contatti con il Ministero per lo Sviluppo Economico e dell'Ambiente per supportare la stesura del decreto ministeriale attuativo previsto dal D. Lgs. 28/2011 e ancora mancante che dovrà definire le modalità di erogazione del sostegno allo sviluppo di reti di teleriscaldamento.

La Delibera 11/2012/R/efr, ai fini della definizione del prezzo di collocamento sul mercato dei certificati verdi per l'anno 2012, quantifica il valore medio annuo del prezzo di cessione dell'energia elettrica, registrato nell'anno 2011, in 74,72 €/MWh.

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. Per tutelare gli investimenti in via di completamento, il Decreto prevede che gli impianti dotati di titolo autorizzativo antecedente all'11 luglio 2012 (data di entrata in vigore del decreto) che entrano in esercizio entro il 30 aprile 2013 e i soli impianti alimentati da rifiuti di cui all'art. 8, comma 4, lettera c) che entrano in esercizio entro il 30 giugno 2013, possono richiedere l'accesso agli incentivi con le modalità e le condizioni stabilite dal DM 18/12/2008. A tali impianti saranno applicate le decurtazioni sulla tariffa omnicomprensiva o sui coefficienti moltiplicativi per i certificati verdi previste nell'art. 30, comma 1 del Decreto.

Il nuovo Decreto disciplina anche le modalità con cui gli impianti già in esercizio, incentivati con il DM 18/12/08, passeranno, a partire dal 2016, dal meccanismo dei certificati verdi ai nuovi meccanismi di incentivazione.

Titoli di efficienza energetica

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. Due decreti ministeriali del 20 luglio 2004 hanno fissato gli obiettivi di risparmio energetico annuale nazionale dei due settori (quantificati in *tep*) per gli anni 2005-2009 e un decreto ministeriale del 21 dicembre 2007 ha aggiornato gli obiettivi per il 2008-2009, fissato i nuovi obiettivi per il 2010-2012 ed esteso l'obbligo anche ai distributori con almeno 50.000 clienti alla data del 31 dicembre di due anni antecedenti a ciascun anno d'obbligo. Delibere annuali dell'AEEG fissano gli obiettivi dei singoli distributori elettrici e gas (del. EEN 35/08 per gli obiettivi 2009 e del. EEN 25/09, come rettificata dalla EEN 1/10, per gli obiettivi 2010).

I decreti del 20 luglio 2004 prevedono che i distributori tenuti alla realizzazione del risparmio energetico consegnino annualmente all'AEEG un quantitativo di "titoli di efficienza energetica" (TEE) o "Certificati bianchi" pari al loro obbligo di risparmio energetico. I TEE, di valore unitario 1 tep, sono rilasciati dal Gestore del Mercato Elettrico (a seguito della certificazione dei risparmi da parte dell'Autorità) a favore dei distributori, delle società controllate dai distributori, delle società operanti nel settore dei servizi energetici (ESCO, *energy service companies*) e dal 2008 anche delle società con *energy manager* ai sensi della legge 10/91 a fronte della realizzazione di progetti di incremento di efficienza energetica. Rientrano tra tali tipologie di progetto gli interventi che diminuiscono le quantità di energia primaria necessarie a soddisfare le richieste energetiche dei clienti oppure che riducono i consumi energetici delle apparecchiature installate presso l'utenza e gli interventi di sostituzione degli apparecchi che utilizzano energie fossili con apparecchi che utilizzano fonti rinnovabili. Se i TEE ottenuti dagli interventi realizzati non sono sufficienti per adempiere all'obbligo, i distributori obbligati possono acquistare sul mercato dei TEE la quantità mancante di certificati, offerta da altri distributori, dalle società controllate dai distributori e dalle ESCO e dalle società con *energy manager* ai sensi della legge 10/91. I metodi di valutazione del risparmio energetico conseguito dai singoli interventi realizzati e la disciplina del procedimento per il riconoscimento degli effetti pregressi conseguiti con progetti realizzati nel periodo 2001-2004 sono indicati all'interno delle Linee Guida, emanate dall'Autorità (delibera n. 103/03, modificata con delibere n. 200/04, n. 123/07 ed EEN 1/09) come previsto dai decreti ministeriali del 20 luglio 2004.

Facendo seguito a una serie di consultazioni, nel corso del 2008 l'Autorità ha emanato nuove delibere che hanno modificato alcune schede di rendicontazione dei risparmi energetici (EEN 4/08), aggiornato il valore del fattore di conversione MWh/tep (EEN 3/08), stabilito la dimensione minima dei progetti per i nuovi soggetti obbligati e per le società con *energy manager* (EEN 34/08), introdotto l'obbligo di registrazione dei contratti di scambio bilaterali di TEE (EEN 5/08) e adottato una nuova formula per calcolare annualmente l'entità del contributo tariffario a favore dei soggetti obbligati (EEN 36/08). Nel corso del 2009, l'Autorità ha stabilito il valore del contributo tariffario per l'anno 2010 (EEN 21/09) e, in seguito a consultazione, ha emanato delibere per l'aggiornamento (EEN 17/09) e per l'introduzione (EEN 2/10) di schede tecniche di rendicontazione dei risparmi. Con la delibera EEN 09/10 l'Autorità ha approvato tre nuove schede tecniche relative a sistemi centralizzati per la climatizzazione di edifici, piccola cogenerazione e sistemi di teleriscaldamento nel settore civile.

Nel triennio 2010-2012, in particolare, si è osservato il costante incremento degli obblighi annuali di conseguimento degli obiettivi di risparmio energetico imposti ad AEM Torino Distribuzione in qualità di distributore di energia elettrica. In considerazione delle criticità di adempimento agli obblighi da parte degli operatori espresse ripetutamente presso gli enti competenti, sono state oggetto di consultazione alcune proposte dell'AEEG per modificare il meccanismo dei TEE (DCO 43/10 e tavolo tecnico previsto da EEN 7/11) che ha determinato l'emissione di nuove linee guida (EEN 9/11 in sostituzione dell'all. A - del. 103/03) e che prevedono in sintesi le seguenti novità:

- introduzione del coefficiente di durabilità che tiene conto dei casi in cui la vita tecnica degli interventi supera la vita utile definita ai sensi della normativa vigente (ossia il periodo di riconoscimento dei TEE) e che viene utilizzato come fattore moltiplicativo dei risparmi riconosciuti nell'arco della vita utile degli interventi in modo da valorizzare anche i risparmi generati oltre al periodo di riconoscimento dei TEE; il valore della vita tecnica, della vita utile e il coefficiente di durabilità sono indicati nella tab. 2 delle Linee guida per raggruppamenti di tipologie di intervento e costituiscono un riferimento generale (in casi particolari, e con adeguata giustificazione, se ne potranno usare di diversi nelle proposte di progetto e programma di misura - PPPM);
- riduzione della dimensione minima dei progetti a 20, 40 e 60 tep rispettivamente per progetti standardizzati, analitici e a consuntivo, indipendentemente dalla tipologia del soggetto titolare;
- inserimento nell'elenco della tabella 2 delle Linee guida di una nuova categoria inerente gli interventi di efficientamento delle reti elettriche e del gas naturale;
- possibilità di applicare un premio del 2% ad alcune tipologie di progetto standardizzato se accompagnato da campagne finalizzate a informare i clienti finali sulle corrette modalità di utilizzo degli apparecchi e dispositivi;
- possibilità di applicare metodi di valutazione a consuntivo anche a progetti costituiti da interventi per i quali sono disponibili metodi di valutazione standardizzati o analitici, purché la scelta sia motivata e i progetti siano costituiti da interventi valutabili con metodi diversi.
- obbligo di presentare le RVC (richieste di verifica e certificazione) entro 180 giorni dalla data di avvio del progetto standardizzato o analitico;

- obbligo di iniziare la contabilizzazione dei risparmi conseguiti da progetti analitici o a consuntivo entro il 24° mese successivo alla data di prima attivazione (definita come la prima data nella quale almeno uno dei clienti partecipanti inizia a beneficiare di risparmi energetici);
- obbligo di conservare la documentazione per un periodo di tempo pari alla vita tecnica degli interventi inclusi nel progetto.

La nuova disciplina verrà applicata a tutti i progetti già presentati all'AEEG, con riferimento ai risparmi conseguiti a partire dalla data di entrata in vigore delle nuove Linee guida, e in particolare:

- nel caso di progetti a consuntivo, nella RVC presentata dopo l'entrata in vigore delle Linee guida dovranno essere indicate anche la categoria di intervento, il valore di vita tecnica e il valore del coefficiente di durabilità;
- nel caso di progetti analitici, le RVC presentate dopo l'entrata in vigore delle Linee guida si baseranno sulle schede tecniche aggiornate;
- nel caso di progetti standardizzati, l'incremento di TEE derivante dall'applicazione delle nuove Linee guida e delle schede tecniche aggiornate alle emissioni trimestrali ancora spettanti verrà riconosciuto anticipatamente e in un'unica soluzione (entro il 30 aprile 2012). Questo dovrebbe far aumentare in modo significativo la quantità di TEE disponibili sul mercato;
- infine, l'AEEG, sul proprio sito web, integrerà l'elenco delle società di servizi energetici che hanno ottenuto TEE con l'aggiunta di informazioni relative al numero di RVC presentate e alla ripartizione per tipologia di TEE ottenuti, nonché sull'eventuale ottenimento della certificazione UNI-CEI 11352 (requisiti delle ESCO).

Le nuove linee guida, in sinergia con quanto previsto dal D. Lgs. 28/2011 sulle fonti rinnovabili, potrebbero ridurre l'attuale divario tra gli obblighi fino al 2012 (molto elevati) e i TEE disponibili (limitati), attraverso i seguenti interventi:

- approvazione delle nuove schede standard redatte dall'Enea,
- raccordo del periodo di diritto dei certificati con la vita utile dell'intervento,
- equiparazione dei risparmi nei trasporti ai risparmi di gas,
- riduzione degli obblighi in virtù di risparmi da efficientamento delle reti elettriche e gas.

Infine, è stato pubblicato il DM 28 dicembre 2012 (Gazzetta Ufficiale del 2/1/2013) relativo alla "Determinazione degli obiettivi quantitativi nazionali di risparmio energetico che devono essere perseguiti dalle imprese di distribuzione dell'energia elettrica e il gas per gli anni dal 2013 al 2016 e per il potenziamento del meccanismo dei certificati bianchi". In sintesi le novità più rilevanti del DM (rispetto al DM del 27/12/2007 che definiva i risparmi per il periodo 2008-2012) sono:

- la definizione di "obiettivi" (nazionali, in tep) DIVERSI da "obblighi" (di settore, in TEE);
- la definizione di un trend degli obblighi 2013 e 2014 più contenuto rispetto al passato;
- i TEE dovuti dai distributori sono tep moltiplicati per il coefficiente "tau" con valore medio 2,5;
- gli obblighi sono al netto dei TEE da CAR;
- possibile teorico aumento degli obblighi per eccesso di TEE anche presso i distributori;
- riduzione degli obblighi grazie agli interventi di efficientamento reti;
- in assenza di nuovi obblighi post-2016 il GSE continuerà a ritirare i TEE a un prezzo standard e non saranno più impediti nuove RVC;
- nuove linee guida sui TEE emanate dal Ministero a valle di consultazione con vigore dal 2014;
- dal 2014 accederanno ai certificati bianchi solo i progetti ancora da realizzarsi o quelli in corso di realizzazione (sarà possibile recuperare gli interventi fatti nel passato solo fino al 31 dicembre 2013);
- ampliamento dei soggetti e minori vincoli per l'accesso ai progetti da parte delle imprese che ricorrono alla legge 10/91 e alla ISO 50001;
- i "grandi progetti" avranno un canale preferenziale e un possibile maggiore riconoscimento dei TEE se in aree metropolitane;
- AEEG definirà un valore massimo del contributo tariffario;
- obbligo minimo del 50% (non più 60%) per il 2013 e 2014;
- la compensazione del residuo avverrà in due anni (non più uno solo) per il 2013-2016;
- AEEG definirà le modalità di calcolo della sanzione;
- più verifiche, specie per i progetti da oltre 3.000 tep/anno;
- dal 2013 AEEG passa al GSE la gestione del meccanismo dal punto di vista operativo;
- approvazione di 18 nuove schede.

Con la delibera 1/2013/R/efr è 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, in attuazione del Decreto Interministeriale 28 dicembre 2012.

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 - PNA - da approvarsi da parte della Commissione Europea) 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.

Ogni anno i gestori degli impianti regolati dalla direttiva 2003/87/CE sono tenuti a restituire un numero di quote corrispondenti alle emissioni reali prodotte.

L'eventuale surplus di quote (differenza positiva tra le quote assegnate ad inizio anno e le emissioni effettivamente immesse in atmosfera) potrà essere accantonato o venduto sul mercato, mentre il deficit potrà essere coperto attraverso l'acquisto delle quote. Gli Stati membri dovranno quindi assicurare la libera circolazione delle quote di emissioni all'interno della Comunità Europea consentendo lo sviluppo effettivo del mercato Europeo dei diritti di emissione.

Con riferimento al periodo 2008 – 2012, il 27 novembre 2008 il Comitato nazionale di gestione e attuazione della direttiva 2003/87/CE ha approvato la Deliberazione 20/2008 che dà esecuzione alla Decisione di Assegnazione delle quote di CO2 per il periodo 2008-2012 a seguito dell'approvazione del PNA da parte della Commissione Europea.

Ad aprile 2012 il Comitato Nazionale per la gestione della Direttiva 2003/87CE ha approvato, ai sensi dell'articolo 2, comma 1 della Legge n° 111/2010, la Deliberazione n° 8/2012, che determina le quote di CO2 per gli impianti "Nuovi Entranti" ai quali non sono state assegnate quote a titolo gratuito. Nell'elenco allegato alla Deliberazione sono indicate le quote di CO2 spettanti per gli anni 2010, 2011 e 2012, per l'impianto di via Diete di Roncaglia a Piacenza, n° di Autorizzazione 1617. Con Deliberazione n. 563/2012/R/EFR l'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas ha riconosciuto all'impianto di produzione di calore di via Diete di Roncaglia:

- 2.518 quote 2010 (pari a 37.132,31 € di crediti spettanti);
- 10.245 quote 2011 (pari a 134.004,60 € di crediti spettanti).

In relazione alla raccolta dei dati necessari per determinare la quantità di quote di gas serra da assegnare a titolo gratuito per il periodo post-2012 ai sensi della Decisione 2011/278/CE, il Comitato Nazionale Emission Trading ha approvato il 5 luglio 2012 la deliberazione n. 18/2012 "*Avvio della consultazione pubblica sulle misure nazionali d'attuazione di cui all'art. 11, paragrafo 1 della Direttiva 2003/87/CE*". Con tale deliberazione sono stati predisposti sia l'elenco degli impianti soggetti all'*Emissions Trading* con le relative assegnazioni di quote gratuite, sia l'elenco degli impianti aderenti alla clausola dell'*opt out* (esclusione dal sistema ETS per impianti di piccole dimensioni e a determinate condizioni) e relative emissioni consentite. Il documento è stato sottoposto a consultazione pubblica fino al 20 luglio 2012.

Il 27 luglio 2012 il Comitato Nazionale ha approvato la Deliberazione n. 20/2012 con cui vengono approvate e notificate le assegnazioni gratuite delle quote di CO2 per gli impianti esistenti ricadenti nel sistema nel periodo 2013-2020. La lista degli impianti, le rispettive assegnazioni e l'elenco degli impianti in "*opt out*" sono stati inviati alla Commissione europea che dovrà valutare la proposta italiana, così come quelle degli altri Stati membri della UE. La decisione finale delle quote assegnate a titolo gratuito per il periodo 2013-2020 a tutti gli impianti UE spetta alla Commissione europea. Il rilascio effettivo delle quote verrà invece effettuato annualmente dagli Stati membri entro il 28 febbraio, come già previsto dal sistema vigente.

Con la Delibera 08/11/2012 466/2012/R/eel vengono riconosciuti ai produttori di CIP 6 gli oneri derivanti dalla direttiva 2003/87/CE per l'anno 2011.

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% dalla SPL Iren Acqua Gas S.p.A.. Il relativo affidamento da parte del Comune di Genova è stato rilasciato in data 29 dicembre 1995 in capo alla allora AMGA S.p.A..

Si segnala che le concessioni sono attualmente in regime di *prorogatio* in attesa della indizione delle gare ad evidenza pubblica il cui termine è fissato in 24 mesi per l'ambito Genova 2 – Provincia – e in 30 mesi per Genova 1 – Città e Impianto di Genova.

Area Torinese

I servizi, rispettivamente, di distribuzione del gas metano nel comune di Torino e di distribuzione del teleriscaldamento nei comuni di Torino e di Moncalieri, a far tempo dal 27 gennaio 2001, sono gestiti da AES TORINO S.p.A. per effetto del conferimento: (i) da parte di ITALGAS, del ramo di azienda afferente il servizio di distribuzione del gas metano, (ii) da parte di AEM Torino S.p.A., del ramo di azienda afferente il servizio di distribuzione del calore.

Il Comune di Torino, con deliberazione del Consiglio Comunale del 23 gennaio 2000 n. 63, ha approvato: (i) il testo della Convenzione relativa al "servizio gas" e l'affidamento della medesima ad Italgas ed il successivo trasferimento alla costituenda AES Torino S.p.A.; (ii) l'autorizzazione a trasferire alla costituenda AES Torino S.p.A. il ramo di azienda di AEM Torino relativo alla distribuzione del teleriscaldamento, con connesso subentro della medesima ad AEM Torino nella titolarità della Convenzione stipulata con il Comune stesso il 28 novembre 1996, con scadenza 31 dicembre 2036. A seguito di conferimenti di rami di azienda, con efficacia dal 31 ottobre 2006 l'attività di vendita del calore è stata trasferita a Iride (ora Iren) Mercato S.p.A. e l'attività di produzione del calore è stata trasferita a Iride (ora Iren) Energia S.p.A.

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. Ad oggi non sono ancora state indette le gare ad evidenza pubblica.

Con convenzione del 29 dicembre 2008 la Città di Nichelino (TO) ha affidato, con durata di 30 anni dall'ultimo allacciamento effettuato, 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 attualmente in regime di *prorogatio* in attesa della indizione delle gare ad evidenza pubblica il cui termine è fissato ai sensi del DM 226/2011 (c.d. Decreto Criteri).

Altre Aree territoriali

Il Gruppo Iren opera inoltre in numerose altre realtà del territorio Italiano in forza di affidamenti o concessioni rilasciati dai comuni competenti a società a capitale misto in cui partecipa direttamente o indirettamente tramite società del Gruppo.

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)
- Comune di Vercelli - ATENA S.p.A. (partecipata al 40% da Zeus S.p.A. controllata al 100% 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 95,09% 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 secondo la tempistica fissata nell'allegato 1 del decreto 12 novembre 2011 n. 226.

Vendita gas naturale

In ottemperanza a quanto previsto dal Decreto Letta in materia di *unbundling*, ossia di separazione fra le attività di distribuzione e quelle di vendita di gas il Gruppo Iren svolge, inoltre, l'attività di vendita del gas naturale principalmente attraverso Iren Mercato.

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.

A seguito di fusione per incorporazione di Enìa Energia S.p.A. in Iren Mercato (efficace dal 1° luglio 2010), quest'ultima ha acquisito la clientela già servita dalla società incorporata nell'area emiliana.

Settore Energia elettrica

AEM Torino Distribuzione S.p.A. gestisce nella Città di Torino il servizio pubblico di distribuzione dell'energia elettrica in forza di concessione ministeriale rilasciata dal Ministro dell'Industria Commercio e Artigianato ad AEM Torino S.p.A. in data 8 maggio 2001 e trasferita – ex art. 38 L. 340/00 – alla predetta AEM Torino Distribuzione con decreto di voltura del Ministro delle Attività Produttive del 23 febbraio 2004. Detta concessione ha termine di scadenza al 31 dicembre 2030.

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

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

AEM Torino Distribuzione S.p.A. distribuisce l'energia elettrica nel Comune di Parma. Ai sensi del Decreto Bersani, le imprese distributrici hanno l'obbligo di connettere alle proprie reti tutti i soggetti che ne facciano richiesta, senza compromettere la continuità del servizio e purché siano rispettate le regole tecniche nonché le Delibera emanate dall'AEEG in materia di tariffe, contributi ed oneri. Le imprese distributrici operanti alla data di entrata in vigore del Decreto Bersani continuano a svolgere il servizio di distribuzione sulla base di concessioni rilasciate entro il 31 marzo 2001 dal Ministro dell'Industria, del commercio e dell'artigianato e aventi scadenza il 31 dicembre 2030. Allo scadere di tale termine, il servizio è affidato sulla base di gare da indire, nel rispetto della normativa nazionale e comunitaria in materia di appalti pubblici, non oltre il quinquennio precedente la medesima scadenza. Al fine di razionalizzare la distribuzione dell'energia elettrica, è rilasciata una sola concessione di distribuzione per ambito comunale. La concessione per l'esercizio dell'attività di distribuzione di energia elettrica nel Comune di Parma, già attribuita all'AMPS S.p.A. e successivamente confluita in ENIA S.p.A., è stata volturata alla AEM Torino Distribuzione S.p.A., mantenendo la medesima scadenza al 31 dicembre 2030, con Decreto del Ministro dello Sviluppo Economico del 22 settembre 2010.

Servizio idrico integrato

Area Genovese

Iren Acqua Gas è titolare dell'affidamento della gestione del servizio idrico integrato (acquedotto, fognatura, depurazione) 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 in data 13 giugno 2003 n.8. Con L.R. Liguria num. 39 del 28/10/2008 è stata disciplinata l'organizzazione del servizio idrico integrato nel rispetto dei principi fissati dalla normativa comunitaria e nazionale, sono stati individuati sul territorio gli Ambiti territoriali ottimali per la Regione Liguria, tra cui quello di Genova, coincidente con il territorio della rispettiva provincia e sono state istituzionalizzate per ciascun Ambito e Autorità d'ambito territoriale.

Con successiva Decisione n. 9 del 17.12.2008, la Conferenza dei Sindaci dell'A.A.T.O., su richiesta di IAG S.p.A., prendeva atto che, ai sensi e per gli effetti dell'art. 4, comma 5, della Legge Regionale 39/2008, la concessione – già assegnata in via temporanea alla società IAG S.p.A., con la citata Decisione n. 8 del 13 giugno 2003, doveva ritenersi esistente al momento dell'entrata in vigore della predetta legge Regionale e poi, sempre la Conferenza dei Sindaci, in data 07.08.2009, assumeva la Decisione n. 9 con cui, in particolare, deliberava:

- *di prendere atto, approvandola, della "Relazione conclusiva sull'andamento della rinegoziazione delle condizioni contrattuali con il gestore unico, Iride Acqua Gas S.p.A., di cui alle decisioni della Conferenza dei Sindaci n. 9 del 17.12.2008, n. 5 del 12.05.2009 e n. 7 del 26.06.2009" predisposta dalla Segreteria tecnica, sottoscritta per impegno da parte del Gestore ed allegata alla presente decisione per formarne parte integrante e sostanziale;*
- *di dare atto che, conseguentemente, ai sensi dell'art. 4, V comma, Legge Regionale 39/2008, si è conclusa la rinegoziazione della convenzione e che pertanto si è realizzata la condizione prevista dallo stesso art. 4, V comma, Legge Regionale 39/2008;*
- *di determinare, in forza del più volte richiamato art. 4, V comma, Legge Regionale 39/2008, la data di cessazione della concessione esistente, rilasciata ad A.M.G.A. s.p.a. (oggi Iride Acqua Gas S.p.a.) con decisioni di questa Conferenza n. 8 del 13 giugno 2003 e n. 16 del 22 dicembre 2003, al 31 dicembre 2032;*
- *di dare atto che la gestione del Servizio Idrico Integrato continuerà con le attuali modalità organizzative ed operative e mediante il ricorso a tutte le Società già operanti sul territorio provinciale;*
- *di approvare il Piano d'Ambito e il disciplinare tecnico sulla gestione degli investimenti e dei lavori, allegati al presente atto*
- *(omissis..)"*

Sulla base di tale Decisione, in data 05.10.2009 veniva sottoscritta con IAG la Convenzione Aggiuntiva che, mantenendo ferme le condizioni contrattuali già previste nella precedente Convenzione (quella stipulata sulla base della decisione n. 8 del 13 giugno 2003), recepisce tutte le nuove condizioni contrattuali.

La gestione del servizio idrico integrato nel territorio dei Comuni della provincia di Genova viene svolta da IAG tramite i gestori operativi salvaguardati e/o autorizzati con specifici provvedimenti dell'Autorità dell'Ambito Territoriale Ottimale Genovese che sono state assunti a decorrere dall'anno 2003. Le società autorizzate e/o salvaguardate del Gruppo Iren che svolgono la funzione di gestore operativo, e che hanno sottoscritto con IAG specifiche convenzioni, sono Mediterranea delle Acque S.p.A. (controllata al 60% da Iren Acqua Gas), Idro-Tigullio S.p.A. (controllata al 66,55% da Mediterranea delle Acque S.p.A.) e AMTER S.p.A. (partecipata al 49% da Mediterranea delle Acque S.p.A.).

In particolare, Mediterranea delle Acque rappresenta il principale gestore operativo che supporta la SPL Iren Acqua Gas come gestore dell'ATO Genovese, estendendo la propria attività, oltre che alla Città di Genova, ad altri 37 Comuni (su un totale di 67) appartenenti al medesimo Ambito Territoriale.

Area Emiliana

Il Gruppo Iren presta i servizi idrici integrati sulla base di specifico affidamento del servizio fatto dai rispettivi Enti Locali regolati dalle Convenzioni stipulate con gli ATO competenti. La tabella che segue riporta i dati relativi alle convenzioni in essere nel territorio in cui opera il Gruppo.

ATO	Regime	Data di stipula	Data di scadenza
Reggio Emilia	Convenzione ATO/gestore	30 giugno 2003	31 dicembre 2011(*)
Parma	Convenzione ATO/gestore	27 dicembre 2004	30 giugno 2025
Piacenza	Convenzione ATO/gestore	20 dicembre 2004	31 dicembre 2011(*)

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

Sulla base della normativa della Regione Emilia Romagna (art. 10, per i servizi idrici della L.R. n. 25/99, come modificata dalla L.R. n. 1/2003), le convenzioni del servizio idrico integrato prevedono una durata decennale degli affidamenti, fatta eccezione per la convenzione dell'ATO di Parma che, sulla base dell'art. 113, comma 15-bis, del T.U.E.L., fissa la scadenza dell'affidamento al 30 giugno 2025, in virtù della cessione del 35% del capitale di AMPS effettuata nel 2000 dal Comune di Parma con procedura ad evidenza pubblica.

Con delibera di giunta regionale n. 1690/11, adottata in attuazione della L.23/12/2009 n. 191, art. 2 c.186 bis dei provvedimenti in tema di SPL, la Regione Emilia-Romagna ha disposto la continuazione delle gestioni in corso, nonché la continuità, il livello di qualità e la possibilità di sviluppo del servizio idrico integrato e del servizio gestione rifiuti urbani e assimilati per il periodo 2012-2013-2014.

Per quanto attiene al regime della proprietà dei beni connessi alla gestione dei servizi idrici, in ottemperanza delle disposizioni in vigore, contestualmente al processo di fusione che aveva dato vita ad Enìa, AGAC, AMPS e TESA hanno provveduto a incorporare il rispettivo patrimonio del Servizio Idrico Integrato, facendolo confluire in Agac Infrastrutture S.p.A., Parma Infrastrutture S.p.A. e Piacenza Infrastrutture S.p.A. (c.d. società degli *asset*) a totale partecipazione degli Enti Locali soci.

Le società degli *asset* mettono a disposizione del Gruppo Iren tutto il patrimonio scorporato relativo alla gestione del SII, a fronte di un contratto e del pagamento dei canoni disposti rispettivamente dagli ATO di Reggio Emilia, Parma e Piacenza.

In esito alle operazioni di riorganizzazione previste dal processo di fusione di Enia S.p.A. in Iride S.p.A., con effetto dal 1° luglio 2010 la gestione dei SII 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 cui dispone Iren Emilia anche per il tramite delle Società Operative Territoriali dalla stessa controllate.

La gestione del SII di Piacenza è stata trasferita da Iren Emilia ad Iren Acqua Gas nel mese di settembre 2011.

Altre Aree territoriali

Il Gruppo Iren opera inoltre nel settore del SII in altre realtà del territorio italiano in forza di affidamenti o concessioni rilasciate dagli ATO o enti territoriale competenti a società a capitale misto in cui partecipa direttamente o indirettamente Iren Acqua Gas o altre società del Gruppo. Di seguito se ne indicano le principali.

ATO Toscana Costa – ASA S.p.A. (partecipata al 40% di AGA S.p.A. controllata al 95,09% 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 21,82% 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 ZEUS S.p.A. a sua volta controllato al 100% 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 – ASMT Servizi Pubblici S.p.A. (partecipata al 44,76% Iren Emilia) per il Comune di Tortona.

Settore ambientale

Il Gruppo Iren tramite la società Iren Emilia S.p.A. presta i servizi ambientali sulla base degli affidamenti disposti dagli enti Locali regolati dalle Convenzioni stipulate con le ATO competenti. La tabella che segue riporta i dati relativi alle convenzioni in essere nel territorio in cui opera il Gruppo:

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

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

Sulla base della normativa della Regione Emilia Romagna (art. 16, per i servizi ambientali, della L.R. 25/99, come modificata dalla L.R. n. 1/2003), le convenzioni prevedono una durata decennale degli Affidamenti. Anche per il servizio gestione rifiuti si applicano le scadenze previste dal legislatore nazionale con L. 221/2012 e dal legislatore regionale.

Settore Servizi al Comune di Torino

Iride Servizi S.p.A., dal 31/10/2006, è subentrata, per effetto di conferimento di ramo di azienda nell'ambito del processo di riorganizzazione societaria connesso alla fusione per incorporazione di AMGA S.p.A. in AEM Torino S.p.A., ad AEM Torino S.p.A.:

- nella titolarità della Convenzione stipulata con il Comune di Torino il 28/11/1996, efficace dal 01/01/1997, ed 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 (deliberazione del Consiglio Comunale di Torino n. 111/94 e conseguente Disciplinare del 30/11/2000);
- nella titolarità dell'affidamento, con scadenza il 31/12/2014, del servizio di gestione degli impianti elettrici e speciali degli edifici comunali (deliberazione del Consiglio Comunale di Torino in data 29/11/1999 e convenzione stipulata in data 21/12/1999 efficace dal 01/01/2000).

Con deliberazione del 3 novembre 2010 la Giunta Comunale di Torino ha individuato Iride Servizi S.p.A. quale affidataria, ai sensi dell'art. 218 del Codice dei contratti pubblici (d. lgs. n. 163/2006) dei servizi di manutenzione degli impianti termici e degli impianti elettrici e speciali degli edifici comunali fino al 31 dicembre 2017.

GESTIONE FINANZIARIA

Scenario di riferimento

Nel corso dell'anno 2012, è proseguito il trend di ribasso dei tassi di interesse ripreso dal secondo semestre 2011. La Banca Centrale Europea, dopo aver rialzato nel corso del 2011 il tasso di riferimento all'1,5%, ha poi abbassato il tasso di riferimento fino all'attuale 0,75% con tre interventi attuati a novembre 2011, dicembre 2011 e luglio 2012.

Esaminando l'andamento del tasso euribor a sei mesi, si rileva una fase ribassista iniziata a metà 2011 e proseguita durante tutto l'anno 2012 che ha portato all'attuale livello dello 0,3%. Le quotazioni dei tassi fissi, riflessi nei valori dell'IRS a 5 e 10 anni, nel corso del 2012 hanno conosciuto anch'essi una fase ribassista con nuovi minimi storici, a inizio anno 2013 si è peraltro registrata una breve fase di crescita dei tassi a termine.

Attività svolta

Nel corso del 2012 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 2012, si evidenzia che nel mese di giugno sono stati perfezionati ed utilizzati nuovi finanziamenti a medio termine per complessivi 120 milioni di euro, precisamente 50 milioni di euro con BBVA, 30 milioni di euro con Banca Popolare dell'Emilia Romagna e 40 milioni di euro con Mediobanca.

A fine anno 2011 e inizio 2012 sono stati sottoscritti con Banca Europea per gli Investimenti nuovi finanziamenti per complessivi 440 milioni di euro con durata fino a 15 anni, per l'utilizzo di tali finanziamenti è richiesta la garanzia di enti accettati da BEI. Una prima tranche di 100 milioni è stata utilizzata entro il 2011 e ulteriori 282 milioni, in quattro tranche, sono stati utilizzati nel corso dell'anno 2012. L'utilizzo dei residui 58 milioni è previsto nel primo semestre 2013.

Nel primo trimestre 2013 è stato inoltre stipulato ed utilizzato un nuovo finanziamento con Cassa Depositi e Prestiti per 100 milioni di euro con durata 15 anni.

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 2012 sul totale indebitamento finanziario netto di Gruppo il debito per mutui e put bond rappresenta una quota pari al 96% e l'indebitamento finanziario netto a medio lungo termine rappresenta una quota pari al 81%, tale percentuale tiene conto della classificazione nelle Attività finanziarie a lungo dei crediti verso il Comune di Torino.

Nell'ambito del Gruppo, la società AES Torino (consolidata al 51%) ha ottenuto nel mese di giugno 2012 un nuovo finanziamento bancario per 20 milioni di euro, inoltre a fine anno 2012 ha perfezionato ed utilizzato la linea di complessivi 55 milioni di euro finanziata da Banca Europea per gli Investimenti e intermediata da Intesa Sanpaolo. La società OLT Offshore LNG Toscana (consolidata al 41,71%) ha ottenuto nel corso del 2012 nuovi finanziamenti dai soci Iren Mercato (finanziata da Iren nell'ambito della finanza accentrata di gruppo) ed E.On in quote paritarie e per complessivi 81 milioni di euro; il totale finanziamento soci alla società OLT a supporto degli investimenti risulta pari a 601 milioni di euro al 31 dicembre 2012.

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 "Risk Management" delle Note Esplicative.

Nel 2012 è stato stipulato un nuovo contratto di Basis Swap per 40 milioni di euro con validità per l'anno 2013 e primo semestre 2014. La finalità di questa tipologia di contratti è quella di consentire uno scambio tra due tassi variabili, nel caso specifico Euribor 1 mese contro Euribor 6 mesi, tale scambio consente di perfezionare le coperture rischio tasso esistenti e di ridurre lo spread annuo.

Al 31 dicembre 2012 la quota di debito a tasso variabile non coperta con strumenti di derivato tasso è pari al 27% delle posizioni di mutuo e al 30% dell'indebitamento finanziario netto consolidato, 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 netto per scadenza

Indebitamento finanziario netto per tipologia tasso

Situazione al 31/12/2011



Situazione al 31/12/2012



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.

SISTEMI INFORMATIVI

L'attività svolta nel 2012 ha visto a livello di Gruppo la prosecuzione delle attività di consolidamento e ottimizzazione applicativo ed infrastrutturale delle diverse società.

Tra le attività di maggiore rilevanza realizzate dal Gruppo Iren si segnalano quelle legate all'unificazione dei sistemi informativi a supporto della distribuzione Energia completando l'integrazione della rete di distribuzione EE di Parma nel rispetto dei vincoli previsti dall'unbundling: il progetto consentirà, oltre agli efficientamenti dovuti al consolidamento applicativo, un migliore gestione dei processi della distribuzione elettrica oltre ai benefici dovuti al miglioramento dei processi fatturazione.

Vanno inoltre segnalati il completamento e la messa in esercizio del sistema per la cessione rotativa del credito, che consentirà una gestione integrata e massiva delle cessioni ai factor selezionati, fornendo un importante contributo alla gestione della Posizione Finanziaria del Gruppo.

Sempre nell'area commerciale è stato avviato il nuovo sistema per la gestione e l'amministrazione della clientela commerciale sull'area Genovese realizzando il primo passo del percorso di unificazione di relativi applicativi.

Nel settore ambientale sono state realizzate iniziative di automazione dei centri di raccolta (isole ecologiche) e la gestione, la misura e la fatturazione dei rifiuti raccolti con la modalità "porta a porta"; è stato inoltre migliorato il processo di accettazione e pesa dei veicoli della raccolta con l'introduzione di un sistema di riconoscimento automatico della targa dei veicoli oltre alle iniziative necessarie all'adeguamento dei sistemi ai nuovi regimi tributari previsti dal settore.

E' stato completato nel corso del 2012 il nuovo sistema di telecontrollo delle reti di distribuzione dei fluidi (gas e acqua) con l'integrazione in una stessa piattaforma di gestione di tutte le tipologie di periferiche presenti sugli impianti e l'unificazione sostanziale del Telecontrollo-Centro Chiamate di Emergenza per il territorio emiliano. Analogamente si è proceduto con interventi strutturali sul contact center di Torino con il potenziamento dell'integrazione con la gestione delle segnalazioni dei guasti.

Interventi di adeguamento dei sistemi transazionali dell'area genovese sono stati poi realizzati per far fronte alle esigenze di omogeneizzazione di processi gestiti da Iren Acqua Gas anche per le società partecipate e in relazione alle maggiori esigenze informative del Gruppo e a quelle interne anche alla luce dei requisiti regolatori previsti dall'AEEG per il settore idrico.

Ancora, sono state implementate soluzioni sia per la gestione del personale, con la messa a disposizione di servizi via intranet ai dipendenti, sia per il monitoraggio e controllo dei costi, con l'implementazione di un DWH dedicato.

Sotto il profilo delle infrastrutture si infine è proceduto al potenziamento dei data center di Genova e al consolidamento e potenziamento dei data center di Torino e dell'area emiliana.

RISK MANAGEMENT

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

Per ciascuna delle seguenti tipologie di rischio:

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

Sono state definite specifiche "policy", con l'obiettivo primario di esplicitare le linee guida strategiche, i principi organizzativo/gestionali, i macro processi e le tecniche necessarie alla gestione attiva dei relativi rischi.

Nell'ambito del modello di Enterprise Risk Management del Gruppo, sono stati integrati anche i rischi c.d. Reputazionali, connessi al mantenimento della fiducia e dell'immagine positiva del Gruppo da parte degli stakeholder.

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.

Nell'ambito del Gruppo Iren è stata costituita la Direzione "Risk Management", posta alle dipendenze dell'Amministratore Delegato, a cui sono state formalmente demandate le seguenti attività:

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

La Direzione Risk Management, inoltre, su base trimestrale, effettua l'analisi della sinistrosità su tutte le aree operative del Gruppo e ne definisce le modalità di contenimento e riduzione.

Di seguito si riporta una sintesi della modalità di gestione dei rischi del Gruppo.

1. RISCHI FINANZIARI

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

a) Rischio di liquidità

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

La Funzione Finanza del Gruppo è centralizzata allo scopo di ottimizzare il reperimento e l'utilizzo delle risorse finanziarie. In particolare la gestione centralizzata dei flussi finanziari in Iren, sia attraverso un sistema di cash pooling, sia con un sistema di accentramento sui conti correnti di Iren di tutti gli incassi e pagamenti, consente di allocare i fondi disponibili a livello di Gruppo secondo le necessità che di volta in volta si manifestano tra le singole Società. I movimenti di liquidità sono registrati su conti 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. Al 31 dicembre 2012 gli affidamenti bancari a breve termine utilizzati dalla Capogruppo sono pari a 269 milioni di euro.

Attraverso i rapporti che Iren intrattiene con i principali Istituti di Credito Italiani e Internazionali vengono ricercate le forme di finanziamento più adatte alle proprie esigenze e le migliori condizioni di mercato. Nel corso del 2012 al Gruppo Iren sono stati erogati nuovi finanziamenti a medio-lungo termine per complessivi 440 milioni di euro, di cui 402 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 31.12.2012 il debito residuo per mutui risulta contrattualizzato per il 42% a tasso fisso e per il 58% 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 i contratti di finanziamento a medio lungo termine di alcune società del Gruppo prevedono il rispetto di indici finanziari (Posizione Finanziaria Netta/EBITDA, Posizione Finanziaria Netta/Patrimonio Netto) che risultano soddisfatti.

b) Rischio di cambio

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

c) Rischio tassi di interesse

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

Con un'ottica non speculativa, i rischi connessi alla crescita dei tassi di interesse vengono monitorati e, se ritenuto opportuno, ridotti o eliminati stipulando con controparti finanziarie di elevato *standing* creditizio, appositi contratti (*swap* e *collar*) che perseguono esclusivamente finalità di copertura dei flussi finanziari (*cash flow hedge*). Alla data del 31 dicembre 2012 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*.

Il *fair value* complessivo dei suddetti contratti di copertura su tassi di interesse al 31 dicembre 2012 è negativo per 59.767 migliaia di euro.

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 70% 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 riportata nel paragrafo V, Risk Management delle note al bilancio consolidato.

Nel corso delle Commissioni Financial Risk, si verifica il rispetto dei limiti imposti dalla policy per quanto riguarda le principali metriche e si analizzano la situazione di mercato, l'andamento dei tassi di interesse, il valore delle coperture stipulate e la rispondenza alle condizioni imposte dai covenant.

2. RISCHIO DI CREDITO

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

Il Gruppo, nello svolgimento della propria attività, è esposto al rischio che i crediti possano, a causa delle condizioni finanziarie dell'obbligato in relazione all'attuale crisi economico/finanziaria generalizzata, non essere onorati alla scadenza e quindi i rischi sono riconducibili oltre all'aumento dell'anzianità dei crediti, al rischio di insolvenza ed all'aumento dei crediti sottoposti a procedure concorsuali oltre che incorrere in una perdita di valore che può comportare la cancellazione in tutto o in parte dal bilancio.

Per controllare il rischio di credito, la cui gestione operativa è demandata alle singole funzioni territoriali, sono state definite metodologie per il monitoraggio ed il controllo dei crediti oltre alla definizione di strategie atte a ridurre l'esposizione creditizia tra le quali l'analisi di solvibilità dei Clienti in fase di acquisizione attraverso un'accurata analisi del merito creditizio finalizzata a contenere il rischio di insolvenza, l'affidamento di crediti di Clienti cessati e/o attivi a società di recupero crediti esterne e la gestione del contenzioso legale dei crediti relativi ai servizi erogati con l'introduzione di nuove modalità di recupero.

La politica di gestione dei crediti commerciali 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 per fasce dimensionali di consumo.

Al fine di rafforzare la capacità di analisi e monitoraggio dei crediti, nel corso degli ultimi anni sono stati introdotti, nuovi strumenti volti all'acquisizione d'informazioni commerciali e delle esperienze di pagamento dei Clienti, alla gestione operativa del recupero del credito scaduto, facendo ricorso all'outsourcing delle attività di sollecito telefonico per alcuni segmenti di clientela. Il Gruppo sta inoltre completando il progetto "contatori elettronici" con lo scopo di migliorare la tempestività dei distacchi e comprimerne i costi.

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

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

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

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

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

Nel corso dell'anno 2012 è stato avviato inoltre un progetto di "cessione dei crediti" con l'obiettivo di implementare un applicativo in grado di gestire operazioni di smobilizzo dei crediti in modo strutturato.

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 scaduto, sia a livello di Società di primo livello sia per il Gruppo nel suo complesso.

Durante le Commissioni, 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.

Nei mesi di novembre e dicembre 2011, a copertura del portafoglio energetico del 2012, sono state stipulate operazioni di derivato su commodity (Commodity swap su indice Gas Release 07) per un nozionale complessivo di 1,7 TWh e due operazioni di derivato su cambio (Average Rate Forward) per 105.000 mila USD. Un ulteriore derivato su cambio è stato stipulato a febbraio 2012 per 25.000 mila USD con validità gli ultimi quattro mesi del 2012.

Nei mesi di novembre e dicembre 2012, a copertura del portafoglio energetico del 2013, sono state stipulate operazioni di derivato su commodity (Commodity swap su indice Gas Release 07) per un nozionale complessivo di 2 TWh. Sempre nel mese di dicembre sono poi stati stipulati ulteriori swap su indice Gas Release 07 per 0,5 TWh abbinati ad operazioni di swap su PUN per pari nozionale che conseguono l'obiettivo di stabilizzare il margine.

Il Fair Value dei contratti in essere al 31 dicembre 2012 è complessivamente negativo e pari a 3.905 migliaia di euro.

Nell'ambito della società Iren Mercato è stata avviata 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.

I contratti che originano tale attività sono classificati in un apposito Portafoglio di Trading il cui fair value totale al 31 dicembre 2012 è pari a -77 migliaia di euro.

Nel corso delle Commissioni Energy Risk, si verifica il rispetto dei limiti imposti dalla policy per quanto riguarda le principali metriche e si analizzano la situazione di mercato, i volumi di vendita, l'esposizione ai rischi legati al tasso di cambio e ai prezzi delle materie prime energetiche e l'andamento delle coperture stipulate.

4. RISCHI OPERATIVI

Rientrano in questa categoria tutti i rischi non ricompresi negli ambiti precedenti che possono impattare sul conseguimento degli obiettivi operativi, vale a dire relativi all'efficacia e all'efficienza delle operazioni aziendali inclusi i livelli di performance, di redditività e di protezione delle risorse da eventuali perdite.

Il modello di Enterprise Risk Management operativo nell'ambito del Gruppo ha come obiettivo la gestione integrata e sinergica dei rischi e segue un processo che si articola nelle seguenti fasi:

- individuazione;
- valutazione;
- trattamento;
- controllo;
- reporting.

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

I principali rischi rientranti nelle categorie di cui sopra sono valutati in termini di impatto, di probabilità di accadimento e di livello di controllo; tali valutazioni sono soggette a revisione periodica. Sono monitorati altresì gli indicatori che consentono di esaminare il rischio in termini di trend e di di criticità.

Su base 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.

Oltre ai rischi c.d. operativi, sono gestiti anche i principali rischi reputazionali.

Le situazioni di rischio e i relativi indicatori sono trasmessi al top management e ai risk owner, che sono coinvolti nelle attività di mitigazione e di miglioramento.

L'analisi di rischio è utilizzata come input per la redazione degli strumenti di pianificazione.

Il processo di gestione dei rischi operativi è anche finalizzato all'ottimizzazione dei profili assicurativi di Gruppo nei principali filoni "property" e "liability".

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 e per quanto possibile mitigarne gli effetti.

b. Rischi strategici

Il settore delle local utilities è in fase di forte evoluzione e consolidamento. Deregolamentazione e liberalizzazione impongono di affrontare con maggior decisione la pressione competitiva, cogliendo le occasioni di crescita aziendale esogena ed endogena che il nuovo scenario di mercato offre.

Il piano di sviluppo strategico del Gruppo Iren prevede l'effettuazione di considerevoli investimenti, dallo sviluppo in joint venture di importanti impianti di rigassificazione per la fornitura del gas, alla realizzazione o al rinnovo degli impianti di cogenerazione per completare il piano di estensione del teleriscaldamento, al consolidamento della presenza nei settori della distribuzione di energia elettrica, del gas, nel settore idrico e nel settore ambientale.

Da tutto ciò deriva un'esposizione del Gruppo a rischi di carattere normativo, tecnico, commerciale, economico e finanziario (ottenimento di autorizzazioni, applicazione di nuove tecnologie, rispetto delle marce commerciali, analisi della posizione competitiva, etc.), cui esso fa fronte attraverso processi e strutture dedicate, volti a presidiare tutte le fasi dalla valutazione, all'autorizzazione, alla realizzazione di tali progetti.

Sui rischi di tipo strategico, 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 viene 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 ha recentemente svolto dei survey, grazie ai quali ha potuto dettagliare accuratamente gli eventi a cui tali impianti potrebbero essere esposti e le conseguenti azioni di prevenzione.

Sono altresì operativi strumenti assicurativi opportunamente configurati in base alle singole realtà impiantistiche.

d. Rischi informatici

I principali rischi operativi di tipo informatico sono correlati alla disponibilità dei sistemi "core" tra i quali 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 vengono sottoposte a simulazioni, al fine di garantirne l'efficacia.

e. Rischio congiunturale

La difficile situazione economica mondiale degli ultimi anni, che ha colpito pesantemente i Paesi dell'Eurozona, sta tuttora avendo effetti recessivi gravi sulle finanze dello Stato e delle imprese.

In particolare, il crollo dei consumi e della produzione industriale può avere forti impatti su imprese che, come Iren, prestano servizi di pubblica utilità ai cittadini e alle imprese.

Secondo il Bollettino Economico della Banca d'Italia, non emergono nel nostro Paese segnali di un'inversione ciclica nel primo semestre 2013; il ritorno alla crescita, seppur modesta, potrebbe avvenire nel secondo semestre. L'andamento della domanda interna di beni e servizi e le condizioni (costo e qualità) del credito costituiscono le maggiori incertezze sulla previsione di ripresa economica.

Nell'ambito del Gruppo Iren, attraverso il sistema di Enterprise Risk Management, sono monitorati l'evoluzione e gli impatti sulle business unit aziendali assumendo i possibili correttivi, in particolare nei settori finanziario e delle commodity.

RICERCA E SVILUPPO

Le attività di ricerca e sviluppo svolte nell'ambito del Gruppo nel corso dell'esercizio 2012 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 e sviluppo svolte nell'ambito del Gruppo nel 2012 sono state prevalentemente orientate a:

- sviluppo in ambiente accademico di progetti di ricerca in aree di interesse strategico correlate al teleriscaldamento;
- ottimizzazione e miglioramento di applicazioni operative;
- valutazioni di opportunità connesse all'utilizzo di tecnologie innovative.

Si riportano di seguito le principali iniziative che hanno caratterizzato l'attività di ricerca e sviluppo di Iren Energia (e controllate) nel 2012.

I CONTRATTI DI RICERCA SU COGENERAZIONE E TELERISCALDAMENTO

A valle del ciclo di incontri del "Comitato cogenerazione e teleriscaldamento" tenutosi nel corso del 2011, sono stati attivati e sviluppati nel corso del 2012 n. 6 contratti di ricerca con Politecnico, ICOOR e RIE che hanno come oggetto l'approfondimento di temi di interesse strategico correlati al teleriscaldamento, in particolare:

1. Sistemi di accumulo e pompe di calore;
2. Analisi, monitoraggio e modellizzazione del comportamento dell'utenza;
3. Schema logico sistema esperto TLR;
4. Analisi del mercato potenziale per l'erogazione di servizi di teleraffrescamento;
5. Pianificazione strategica delle reti TLR;
6. Marketing strategico.

Durante il 2012 Iren Energia ha collaborato nello svolgimento delle attività correlate ai contratti di ricerca. Tutti i contratti di ricerca hanno avuto come esito il raggiungimento dei macro obiettivi posti.

PROGETTI EUROPEI

PROLITE

Il progetto già vinto dalla Città di Torino era originariamente nato come efficientamento degli impianti semaforici: successivamente, in seguito alla decisione della Città di predisporre un bando apposito, si è deciso di spostare l'intervento sull'illuminazione degli edifici scolastici e pertanto verranno rinnovati gli impianti di almeno 3 edifici.

Iride Servizi realizzerà i lavori di competenza degli impianti elettrici con un corrispettivo pari a circa 750.000 euro.

RISPARMIO ENERGETICO E FONTI RINNOVABILI

Illuminazione pubblica della città di Torino

E' in corso il piano di sostituzione degli apparecchi con lampade a mercurio, installando sodio HP o alogenuri metallici: è prevista la sostituzione di circa 6.700 apparecchi con una riduzione di potenza di circa 100 W cadauno.

Al 31 dicembre risultano sostituiti 1.871 apparecchi (28%), 500 dei quali sostituiti a dicembre del 2011, mentre i restanti sono stati sostituiti nel periodo da maggio a novembre 2012.

Il risparmio stimato, nel 2012, è stato pari a 85 TEP.

A fine piano, previsto per la fine del 2013, la riduzione di potenza sarà di 700 kW.

Annualmente il risparmio sarà di circa 2,94 GWh, con una riduzione di emissioni pari a circa 550 TEP.

Sono altresì in corso alcune valutazioni sulla sperimentazione di particolari apparecchi, sempre a LED, ma che al loro interno possono montare una piccola telecamera.

Qualora si desse corso alla sperimentazione, la stessa si attuerà presso un'area del Parco del Valentino particolarmente critica per i frequenti atti vandalici.

Sistema dinamico di gestione degli impianti semaforici

Nel corso del 2012 sono state installate 240 lanterne, per una potenza installata pari a 9,32 kW.

L'utilizzo di lanterne tradizionali avrebbe comportato l'installazione di una potenza pari a 43,02 kW.

Tenendo conto degli orari di accensione degli impianti e dell'alternanza delle luci semaforiche, il risparmio annuo è pari a 8,04 TEP.

Efficientamento energetico degli edifici

E' proseguito, in collaborazione con una società esterna, lo studio su quattro tra gli edifici più "energivori" di proprietà della Città di Torino mirato ad individuare le azioni necessarie per migliorare le performance energetiche della struttura.

Gli interventi attuabili prendono in considerazione l'insieme edificio-impianti e per quanto riguarda quest'ultimi - di specifica competenza di IRIDE Servizi - si possono realizzare interventi mirati sia sugli impianti elettrici, sia sugli impianti termici.

Relativamente agli edifici di proprietà del Gruppo, si è conclusa l'attività del Gruppo di Lavoro coordinato dall'Energy Manager con l'individuazione di tutti gli interventi possibili per migliorare le prestazioni energetiche degli immobili. Alcuni di tali interventi saranno messi a budget per il 2013.

Efficienza energetica

Sul fronte dell'efficienza energetica del Gruppo, si sono avviate le analisi per giungere alla certificazione UNI CEI EN 50001 sui Sistemi di Gestione dell'Energia e, come attività propedeutica, si è avviato uno studio sistematico sui consumi energetici interni al Gruppo.

Per diffondere all'interno del Gruppo la cultura del risparmio e dell'efficienza energetica, è stato avviato un progetto di comunicazione aziendale attraverso la rete intranet locale per l'ottenimento dei seguenti obiettivi:

1. Diffondere in azienda la cultura del risparmio energetico
2. Motivare i dipendenti in azioni di risparmio energetico
3. Ottenere un "significativo" risparmio energetico

Il progetto prevede la pubblicazione di articoli sull'energy manager e sulle attività correlate (sulla rete intranet e sul periodico "Iren Informa"), l'affissione di poster e la pubblicazione sulla INTRANET aziendale di un'area dedicata all'ENERGY MANAGER in cui la presentazione della figura dell'energy manager e delle iniziative proposte trovano un riferimento culturale e motivazionale. In particolare si sono affrontati i seguenti argomenti:

1. Consumo / risparmio energia elettrica
2. Consumo / risparmio acqua (vista come risorsa energetica);
3. Consumo / risparmio energia riscaldamento
4. Consumo / risparmio rifiuti (visti come risorsa energetica)

Per ciascun filone, caratterizzato da una "vignetta" (richiamo grafico simpatico) si è proposto:

- questionario (con risposte multiple) per attirare l'attenzione sull'argomento e sollecitare la curiosità;
- risposte al questionario a breve distanza temporale (qualche giorno) con eventuali link al Bilancio di Sostenibilità;
- pubblicazione di "consigli pratici" per il risparmio energetico nella vita in azienda e privata e di link a siti dedicati ed esperti del settore considerato;
- pubblicazione di materiale dedicato (riflessioni, spiegazioni tecniche, ecc.) sull'argomento specifico del filone;
- azioni concrete da porre in atto in azienda;
- apertura di un'area "comune" di comunicazione con i dipendenti;
- inserimento di link a siti specifici, pubblicazioni, attività di altre aziende, ecc.

Analisi e sperimentazione cabine elettriche ad impatto elettromagnetico nullo

Lo scopo dell'attività è stato quello di valutare la fattibilità di realizzazione della massima riduzione della fascia di rispetto di una cabina elettrica del Distributore, con l'obiettivo di contenere tale fascia di rispetto (alle condizioni di carico nominale della cabina) entro una distanza massima di 10-20 cm dalle pareti di cabina.

Telecontrollo della rete di teleriscaldamento

Il progetto di telecontrollo della rete 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 da AEMNet 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. Il progetto consiste nella messa in opera di tutta la piattaforma tecnologica e comprende sia le attività di produzione, fornitura ed installazione dell'hardware di periferia, da installare presso 5.600 sottostazioni del teleriscaldamento, sia la fornitura dei collegamenti di trasmissione dati, sia la fornitura dei server centrali e lo sviluppo dei software di elaborazione. Nel corso del periodo 2011-2012 sono stati installati circa 3600 impianti (di cui 3000 già in esercizio) concentrati prevalentemente sull'area di Torino Centro e Torino.

Nel corso del 2012 è stato attivato il nuovo portale per la gestione integrata delle letture contatori, sia per le teleletture che per quelle raccolte dai lettori con l'obiettivo di migliorare i processi di raccolta dei dati e di controllo degli stessi.

Grazie alla quasi completa installazione degli impianti nelle zone di Torino Centro e Torino Nord, è oggi possibile rappresentare il funzionamento dei baricentri, in quanto sono costantemente acquisiti i dati di portata, di potenza e tutte le temperature di esercizio; nei punti più significativi sono raccolte anche le pressioni di rete. Tali dati saranno inoltre resi disponibili alle strutture di progettazione per ulteriori analisi.

Portale e integrazione sistemi del Distributore

Aem Torino Distribuzione (AEMD) ha avviato un 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" coinvolge personale tra funzioni di AEMD, Iren Mercato, Iren Emilia, Enia Parma e personale IT di Iren Emilia e Iren Energia, organizzate in gruppi di lavoro coordinati da un PM lato distribuzione ed uno lato mercato; il progetto impatta oltre 10 diversi sistemi informatici (SAP, CNRG, Reti, AMM, EDW, Portale Aemd, Repository Misure, Load Profiling, etc.) ed è strutturato in due fasi:

- la prima che ha visto l'attivazione, avvenuta entro la metà di maggio 2012, delle funzionalità del Portale AEMD ai venditori anche per i clienti allacciati alla rete elettrica di Parma;
- la seconda per il completamento dell'integrazione entro fine 2012.

Gli obiettivi principali sono:

- unificare i sistemi informatici del distributore con conseguente riduzione dei costi di gestione e manutenzione dei sistemi stessi,
- possibilità di riorganizzare ed accentrare la attività commerciali, per sfruttare le sinergie,
- porre le basi per l'unificazione dei sistemi anche per la gestione delle attività operative (segnalazione guasti, Moby, etc.)
- attuare la separazione delle banche dati tra AEMD e Iren Mercato anche relativamente all'Area di Parma, come previsto dalle disposizioni dell'Autorità per l'Energia elettrica e il gas in materia Unbundling.

Portale Vocale Magazzino Centrale Torino Nord

L'applicazione permette ai manutentori di prelevare direttamente il materiale dal magazzino non presidiato della centrale termoelettrica di Torino Nord per le operazioni di manutenzione ordinaria e straordinaria.

L'interfaccia web dell'applicazione permette di selezionare da una struttura ad albero la sede tecnica oggetto di manutenzione e visualizzare la distinta base dei componenti presenti a magazzino, in modo da indicarne l'ubicazione e la quantità disponibile.

L'interfaccia vocale permette tramite una chiamata ad un numero telefonico predefinito di prelevare il materiale dal magazzino, seguendo le istruzioni di una voce guida e digitando sulla tastiera numerica i codici del materiale prelevato e la quantità di pezzi.

Tramite l'interfaccia web il responsabile del magazzino può validare o meno i prelievi del materiale effettuati dai manutentori e confermare l'impegno a magazzino.

L'applicazione si interfaccia tramite l'EAI (Enterprise Application Integration) BIS di Seeburger al modulo PM (Plant Maintenance) di SAP, dove sono censite le sedi tecniche che compongono la centrale e vengono gestite le movimentazioni dei materiali a magazzino.

L'interfaccia vocale dell'applicazione utilizza il sistema Tempest di Waycom dotato dei moduli IVR (Interactive Voice Response) per l'interazione tramite tastiera DTMF, TTS (Text To Speech) per la sintesi vocale dei messaggi di testo, ASR (Automatic Speech Recognition) per il riconoscimento dei comandi vocali impartiti telefonicamente.

Controllo Accessi In Cabina

L'applicazione permette di monitorare costantemente l'accesso alle cabine di trasformazione di AEM Torino Distribuzione e di inviare allarmi visivi e sonori nel caso venga rilevata una situazione di pericolo.

Prima di accedere ad una cabina gli operatori inviano ad un numero di telefono prestabilito un SMS contenente il comando di ingresso, il codice della cabina ed il tempo di permanenza previsto.

L'applicazione web permette di visualizzare gli accessi alle cabine attraverso un report ed attraverso una mappa interattiva nella quale vengono mostrate le cabine nelle quali è stato registrato un accesso.

L'operatore viene avvisato automaticamente con un SMS cinque minuti prima della scadenza del periodo di permanenza previsto, in modo che possa eventualmente inviare un ulteriore SMS per prolungare la presenza in cabina.

Se non viene ricevuto un SMS di uscita dalla cabina entro il tempo di permanenza previsto, viene generato un allarme che invia un SMS all'operatore in cabina ed avverte il personale addetto al telecontrollo con segnalazioni visive e sonore.

L'applicazione si interfaccia alla MAM (Messaggistica Aziendale Mobile) di Vodafone per l'invio e la ricezione degli SMS.

Le mappe interattive sono realizzate con Google Maps e con i relativi servizi per la geolocalizzazione delle cabine.

Il dispositivo di segnalazione è costituito da una colonna luminosa e da un avvisatore acustico pilotati da un microcontroller Arduino Ethernet che interroga un web service esposto dall'applicazione che notifica le situazioni di allarme.

Rinnovo piattaforma contact center - INTEGRAZIONE CON GUASTI

Il progetto prevede l'integrazione dell'applicazione di segnalazione guasti su rete elettrica con la piattaforma del contact center in modo che per ogni segnalazione di guasto siano automaticamente abbinate le informazioni relative alla chiamata, ovvero data e ora di ricezione, numero di telefono del chiamante, operatore del contact center e registrazione audio della chiamata, come previsto dalla delibera AEEG 198/2011.

Area Genova

Durante il primo semestre dell'anno 2012 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 nell'anno 2012 ha programmato 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 nel 2012 hanno riguardato:

Modelli di stima dell'elasticità della domanda di acqua in presenza di database incompleti: La stima della domanda della elasticità della domanda di acqua con ristretti intervalli di confidenza ha permesso di determinare gli impatti delle politiche regolatorie sulle quantità di acqua vendute e quindi sui ricavi totali dell'azienda. Corrispondentemente il regolatore ha necessità di conoscere l'elasticità della domanda di acqua per determinare gli impatti che le alternative politiche regolatorie possono avere sul benessere della collettività, sui risultati aziendali e sulle possibilità di finanziare gli investimenti. Nell'ambito del progetto è stato possibile individuare le procedure più affidabili per la rilevazione dei dati necessari mettendo a punto metodologie congrue ai modelli econometrici utilizzati in un contesto caratterizzato da un ampio numero di missing value (dati indisponibili).

Gli investimenti nelle public utilities: Studio finalizzato ad analizzare le implicazioni e le modalità di realizzazione degli investimenti da parte delle Water Utilities comprende un'analisi della situazione in Italia con particolare riferimento ai modelli di gestione del servizio idrico integrato ed agli incentivi all'investimento connesso alle diverse tipologie di affidamento. Il lavoro comprende una review delle esperienze internazionali di finanziamento del settore, con particolare attenzione agli strumenti finanziari adottati nelle realtà americana ed europea. Il report di progetto comprende le seguenti sezioni: oggetto dello studio, sintesi dei risultati e opzioni di policy; finanziamento e regolazione del settore idrico italiano: criticità emergenti; analisi delle esperienze europee (Regno Unito, Olanda, Germania, Francia, Spagna); strumenti finanziari innovativi provenienti dal modello americano (Project finance, Fondi rotativi, Water bonds).

L'uso delle capacità residue di laghi artificiali esistenti come accumulo di energia elettrica: Il progetto, ancora in essere, si è posto come obiettivo la creazione di una sensibilizzazione sulla possibilità di usare i laghi artificiali come stoccaggio di energia elettrica identificando le aree dove è più ragionevole indirizzare eventuali investimenti, in contrapposizione a modalità alternative di produzione di energia da fonte eolica e solare fotovoltaica. Tali tecnologie sono definite non governabili in quanto non risultando prevedibile il momento e la quantità prodotta in ciascuna ora del giorno, le variazioni di energia prodotta generano instabilità e congestioni nelle reti di vettoriamento elettrico.

Materiali a contatto con acqua potabile. Prospettive normative e regolamentari a livello Europeo: quali riflessi sull'industria Italiana: Il progetto 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 interesse per individuare e difendere l'industria nazionale, i laboratori accreditati, i gestori di acquedotto ed i consumatori finali.

Impianti di depurazione e Interferenti Endocrini: A conclusione dell'indagine sulla presenza di Interferenti Endocrini nelle acque destinate al consumo umano conclusa nel 2011, è emerso che al fine di prevenire la presenza di tali sostanze nelle risorse idriche utilizzate a scopo idropotabile è utile verificare l'impatto degli scarichi degli impianti di depurazione nel ciclo idrico. A tal fine l'indagine, a cui hanno partecipato i più importanti acquedotti italiani, l'Università di Genova e l'Istituto Superiore di Sanità di Roma, prevede la verifica dei tenori di IE presenti nelle acque di alcuni impianti di depurazione, scelti sulla base di un Questionario distribuito ai Gestori del ciclo idrico italiani. Al fine di misurare i livelli di Interferenti Endocrini nelle acque reflue sono stati messi a punto specifici metodi di analisi, comprendendo la ricerca di nuovi composti, quali farmaci e ritardanti di fiamma.

Microcistine algali nelle acque destinate al consumo umano: Il rischio di intossicazioni da tossine algali è un problema che interessa la comunità scientifica, in quanto le intossicazioni sono sempre più frequenti e principalmente dovute all'eutrofizzazione di aree marine costiere e di bacini lacustri. Quest'ultimi sono un importante fonte di approvvigionamento per la produzione di acqua destinata al consumo umano, rappresentando a livello nazionale il 30% della risorse disponibili. Le attività hanno previsto la predisposizione e diffusione tra i Gestori di acquedotti di un questionario conoscitivo, la messa a punto del metodo di campionamento ed analisi e la pianificazione del monitoraggio che sarà condotto nel 2013 a livello nazionale.

All'indagine partecipano i principali acquedotti italiani (Bari, Cagliari, Firenze, Genova, Como, Torino, Venezia), l'Università di Genova e l'Istituto Superiore di Sanità di Roma.

Patogeni di interesse sanitario nelle risorse idriche: Il progetto ha previsto l'ampliamento e l'integrazione delle informazioni sulle problematiche igienico-sanitarie delle acque utilizzate a scopo potabile, con particolare riferimento a casi studio individuati tra le risorse utilizzate dai gestori del Gruppo Iren. In quest'ambito è stata individuata una metodologia di lavoro esportabile a qualunque realtà acquedottistica che consenta di esaminare in modo adeguato e mirato le criticità legate alla contaminazione microbiologica nella filiera di trattamento. In particolare è stato trattato l'aspetto relativo alla messa a punto di metodi di indagine specifici mediante la tecnica PCR, che permettano di ampliare la conoscenza in merito alla diffusione nelle acque destinate al consumo umano di microrganismi patogeni ampliando la gamma di forme monitorate e completando la redazione delle Linee Guida per l'applicazione dei Water Safety Plan (WSS) per gli aspetti microbiologici.

Iren Acqua Gas nel 2012 ha continuato a partecipare la 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 il 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 finalizzate a finanziare assegni di ricerca relative a temi relativi alla qualità delle acque.

Progetto POR: Nel mese di marzo 2012 è ufficialmente iniziato il progetto finanziato da Regione Liguria nell'ambito del Programma Operativo Regionale: nell'ambito del progetto è in corso di realizzazione una piattaforma integrata di monitoraggio ambientale ove rendere disponibili alcuni dati e misure acquisite in tempo reale nonché i risultati delle simulazioni relative alle reti tecnologiche anche rappresentate da carte tematiche realizzate con procedure automatizzate dal Laboratorio Cartografico di IAG.

Durante l'anno 2012 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.

Progetto ROUTES: inerente la definizione di linee guida per la realizzazione di un sistema di trattamento di acque reflue urbane e fanghi, partner del progetto, coordinato dall'Istituto di Ricerca sulle Acque del Consiglio Nazionale delle Ricerche, è Mediterranea delle Acque.

@qua: partecipazione alla rete tematica europea finalizzata a veicolare le migliori pratiche e i nuclei tecnologici più appropriati per una gestione efficiente e sostenibile dei servizi idrici. I risultati ottenuti sono stati presentati in occasione dello "Stakeholder evento organizzato a Bruxelles lo scorso 15 maggio.

Progetto eLeonor: promosso nell'ambito del programma LEONARDO e avente ad oggetto la formazione continua nel comparto idrico.

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 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.

Area Emilia

Le SPL Iren Ambiente e Iren Emilia nel corso del 2012 hanno proseguito la loro 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.

Per quanto riguarda Iren RE-BUILD, progetto coordinato da Iren Rinnovabili per lo sviluppo di una 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, si è giunti 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.

Nel corso del 2° semestre è stata gestita la negoziazione di 3 progetti europei che si è positivamente conclusa e ha condotto all'approvazione di:

- NRG4CAST-Fp7-2012-CT-EeB: budget 188.580 euro di cui 100.260 finanziati.
- HOLIDES - Artemis JU: budget 564.876 euro di cui 279.669,29 finanziati
- EMPOWER - FP7-2013-ICT-GC: budget 120.976 euro di cui 90.732 finanziati

Nell'ambito di NRG4CAST- ENERGY Forecasting si realizzerà un 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 Emission 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.

Con il progetto EMPOWER si 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 interoperatività tra sistemi "cloud" differenti riducendo nel contempo i costi di adozione di tecnologie ICT e incrementando il ritorno degli investimenti. Il progetto HOLIDES invece 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 nostro caso verrà concretamente sviluppato presso la stazione di controllo di Parma per la 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 (Genesys) per permettere la riduzione dei tempi di reazione (con correlato meccanismo di certificazione) ed una migliore gestione delle attività, degli operatori e delle risorse.

E' proseguita l'attività con la CRUI (Conferenza dei Rettori delle Università Italiane) e Federutility su 4 linee di progetto:

Progetto 1: Smart metering & smart grids con l'obiettivo di sviluppare soluzioni tecnologiche in grado di promuovere e rafforzare il recupero, la produzione e la gestione integrata delle diverse fonti energetiche rinnovabili e dei relativi sistemi di distribuzione e di misurazione dell'energia prodotta;

Progetto 2: 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 interoperatività tra sistemi "cloud" differenti riducendo nel contempo i costi di adozione di tecnologie ICT e incrementando il ritorno degli investimenti;

Progetto 3: Lo smaltimento/trattamento dei fanghi di depurazione con l'obiettivo di garantire la gestione ottimale e il recupero delle risorse ambientali dei territori attraverso lo sviluppo di tecnologie e modelli operativi finalizzati anche alla rivalorizzazione delle predette risorse (ad esempio acqua potabile dal percolato) nonché alla tutela della biodiversità; con particolare focus sulla trattabilità anaerobica dei rifiuti liquidi e solidi (frazione organica) in codigestione con i fanghi di supero degli impianti di depurazione delle acque reflue urbane anche ai fini del recupero energetico (produzione di biogas ad contenuto di metano, attraverso un processo di digestione anaerobica);

Progetto 4: Smart logistics, cultura e turismo con l'obiettivo di sostenere l'innovazione attraverso lo sviluppo di tecnologie e soluzioni finalizzate a migliorare l'interoperabilità dei sistemi informativi logistici regionali e nazionali per una migliore fruizione dei beni prodotti e dei servizi a rete; ed inoltre, in via secondaria, attraverso il sostegno all'innovazione del sistema di fruizione dei patrimoni e delle attività culturali e del turismo nella regione di riferimento del Cluster (alla quale affidare, ad esempio, questa specifica fase del 4° progetto dal momento che il bando richiede espressamente il coinvolgimento della Regione del territorio di riferimento del Cluster che potrà intervenire con soluzioni complementari sostenendo anche i relativi costi).

Si attende di conoscere l'esito di altri tre progetti presentati e della valutazione del progetto presentato nell'ambito dei CLUSTER Nazionali in ambito Energetico.

Prosegue l'attività in collaborazione con il Comune di Reggio Emilia Università di Modena e Reggio, CRPA e REI nell'ambito del progetto Area Nord e più specificamente per l'iniziativa Tecnopolo di Reggio Emilia per lo sviluppo dei progetti riconducibili alla Green Economy.

PERSONALE

Al 31 dicembre 2012 risultavano in forza al Gruppo Iren 4.567 dipendenti, in riduzione del 1,2% rispetto al 31/12/2011, quando erano 4.622. Nella tabella seguente si riporta la consistenza degli addetti al 31 dicembre 2012, suddivisa per Holding e Società di Primo Livello (con relative controllate).

Società	Organico al 31.12.2012	Organico al 31.12.2011
Iren S.p.A.	263	268
Iren Acqua Gas e controllate	977	993
Iren Ambiente e controllate	198	241
Iren Emilia e controllate	1.672	1.668
Iren Energia e controllate	1.008	1.018
Iren Mercato e controllate	449	434
Totale	4.567	4.622

La riduzione avvenuta nel 2012 è correlata:

- al proseguimento della politica in materia di gestione degli organici, con contenimento delle assunzioni e incentivazioni all'esodo, che ha prodotto un decremento di 40 unità;
- alla cessione di ramo di Undis Servizi srl per un organico pari a 16, di Gea S.p.A. per un organico pari a 8 unità, di Sasternet S.p.A. per un organico di 5 unità;
- all'acquisizione di un ramo proveniente da Erg S.p.A. per un totale di 11 unità;
- allo sviluppo delle attività in Olt Offshore LNG Toscana, che ha prodotto un incremento di 3 unità;

Formazione

All'interno del Gruppo Iren la formazione rappresenta una leva importante a supporto della politica di gestione, crescita e valorizzazione delle risorse umane e viene sviluppata in coerenza con le strategie organizzative ed i processi di innovazione interna.

Il piano di formazione di Gruppo 2012 è stato predisposto secondo un approccio *bottom-up* sulla base degli esiti derivanti dalla rilevazione dei fabbisogni che ha coinvolto Direttori, Dirigenti e Responsabili del Gruppo. Al suo interno sono state contemperate sia iniziative tecniche, professionali e manageriali relative ad attività consolidate, in un'ottica di salvaguardia e valorizzazione del patrimonio di esperienze e competenze esistenti, sia iniziative volte a promuovere l'accrescimento delle competenze a supporto dei processi di cambiamento ed integrazione del Gruppo e delle singole Società che lo compongono.

Dai dati consuntivi relativi al 2012 emergono valori in crescita rispetto all'anno precedente per quanto riguarda il numero dei dipendenti partecipanti ad almeno un corso di formazione che è risultato pari a 4.214, corrispondente al 94,4% dell'organico del Gruppo al 31/12 (+ 22% rispetto al 2011, il cui numero dei dipendenti formati era pari a 3.447). Le ore/uomo legate a iniziative di formazione e addestramento realizzate a vario titolo dal Gruppo Iren sono risultate pari a circa 83.500 (in calo del 4,5% rispetto all'anno precedente), con una media pro-capite comunque in linea con quella del 2011 e pari a circa 19 ore.

Tra le iniziative particolarmente rilevanti organizzate nel 2012 si segnalano:

- la formazione in materia sicurezza in ottemperanza a quanto previsto dall'Accorso Stato/Regioni 21/12/2012, rivolta a
 - Dirigenti del Gruppo, per i quali è stato sviluppato un percorso formativo della durata di 16 ore suddiviso in 4 moduli, relativi a competenze giuridico normative, alla gestione ed organizzazione della sicurezza, all'individuazione e valutazione dei rischi ed alla comunicazione, formazione e consultazione dei lavoratori;
 - Generalità dei Lavoratori, per i quali è stato progettato e gestito con docenza interna un programma della durata di 4 ore che, oltre ad assolvere ad un obbligo normativo, è stato

soprattutto centrato sulla condivisione di un atteggiamento partecipe alla gestione della sicurezza sul lavoro.

- la formazione sui Modelli Organizzativi ex D. Lgs. 231/2001 adottati da Iren e dalle società del Gruppo che ha coinvolto in aula circa 600 persone a livello di Dirigenti, Quadri e Responsabili a cui si aggiungono oltre 2000 persone (principalmente impiegati) invitati a seguire la versione *light* sviluppata in e-learning al fine di garantire una capillare diffusione su tutti i territori;
- Il percorso manageriale rivolto a Direttori e Dirigenti del Gruppo, con incontri privilegiati e confronti con imprenditori, manager e docenti nonché quello rivolto a Responsabili/Professional e figure apicali appartenenti alla popolazione femminile che sono stati coinvolti nei percorsi "Professione Manager" e "Leadership al Femminile – Dal Diversity Management alla Leadership della Differenza".

E' stata inoltre emessa la linea guida di Gruppo in materia di formazione e addestramento, che consente di indirizzare al meglio le attività formative nell'ambito del Gruppo.

QUALITÀ, AMBIENTE E SICUREZZA

Qualità

Tutte le società caposettore del gruppo Iren hanno sistemi certificati secondo gli standard internazionali ISO 9001 (Qualità), ISO 14001 (Ambiente), escluso Iren Mercato che non persegue la certificazione allo standard ISO 14001. La capogruppo Iren, le società torinesi e genovesi sono inoltre in possesso della certificazione ai sensi dello Standard OHSAS 18001 (Sicurezza).

Attualmente il presidio dei sistemi di gestione Qualità, Sicurezza e Ambiente è assicurato in ogni Società Capo Settore 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.

Nel corso del 2012 come da programma si sono svolte positivamente tutte le verifiche ispettive, interne ed esterne, per le società certificate.

E' stata confermata la Registrazione EMAS (Il Regolamento Comunitario 1221/2009 o EMAS Eco-Management and Audit Scheme) per gli impianti di produzione termoelettrica di Moncalieri per l'anno 2012 e convalidato l'aggiornamento della "Dichiarazione Ambientale" relativa all'anno 2011, che è stata pubblicata sul sito Internet di Iren Energia S.p.A..

Sono state inoltre avviate le attività propedeutiche all'ottenimento della registrazione EMAS per gli Impianti di Torino Nord di Iren Energia.

Iren Ambiente ha avviato e sviluppato il progetto volto al rilascio della registrazione EMAS relativamente al sito Discarica di Poitica.

Le società Iren Energia e AEM Torino Distribuzione, ciascuna nel proprio ambito, in convenzione con AICQ e l'Agenzia dei Servizi Pubblici Locali di Torino, nel corso dell'anno sono state verificate positivamente da un team di verificatori specializzati EFQM al fine di valutare il livello di maturità delle aziende nell'impegno verso l'Eccellenza, secondo i criteri della nuova edizione del modello EFQM (European Foundation for Quality Management).

Iren Acqua Gas, Mediterranea delle Acque, Genova Reti Gas e Laboratori Iren Acqua Gas mantengono la certificazione di Eccellenza rilasciata dall'Ente di Certificazione (per Iren Acqua Gas e Mediterranea delle Acque già ottenuta nel 2000 rispettivamente come AMGA e Genova Acque). L'eccellenza aziendale è stata ottenuta attraverso il controllo di tutti gli aspetti relativi a Qualità, Ambiente e Sicurezza e la realizzazione di un Sistema di Gestione Integrato che permette un controllo ed un monitoraggio costante dei tre aspetti gestionali.

Per quanto riguarda Laboratori Iren Acqua Gas si evidenzia che i Laboratori di Reggio Emilia e Imperia mantengono l'accreditamento ai sensi della ISO 17025.

Sicurezza

In tale ambito, la politica sia della Capo Gruppo Iren S.p.A. sia delle Società di Primo Livello si mantiene rivolta non solo al rispetto della normativa vigente in materia di sicurezza, ma anche al miglioramento continuo.

Nel 2012 la Capo Gruppo Iren ha raggiunto l'obiettivo di conseguire la Certificazione ai sensi della norma OHSAS 18001:2007.

Nel corso dell'anno sono proseguite le attività di Sicurezza nel rispetto della normativa BS OHSAS 18001:2007, conseguendo, per le società torinesi e genovesi, la relativa ricertificazione.

In ambito Iren Energia, Iride Servizi e AEM Torino Distribuzione procedono i comitati di Direzione periodici in cui vengono trattati e monitorati nel complesso gli aspetti di sicurezza.

E' stata avviata la formazione sulla sicurezza e salute sul lavoro, come prevista dall'accordo Stato Regioni, che prevede il coinvolgimento di tutto il personale delle società Iren Energia, Iride Servizi e AEM Torino Distribuzione.

Sono state emesse, la valutazione del rischio per mansione e le valutazioni dei rischi specifici relative alla centrale di Torino Nord (Iren Energia – Produzione Termoelettrica) ed è in fase di svolgimento l'Audit iniziale sicurezza dell'impianto.

Continua la Sorveglianza Sanitaria al personale, mediante l'utilizzo di sale visita attrezzate all'interno delle varie sedi aziendali.

Riguardo alle Società genovesi:

- Il servizio prevenzione e protezione di Iren Acqua Gas continua a svolgere in service i compiti per le altre società genovesi del Gruppo.
- Il personale del SPP interno nominato per ogni Società mantiene i requisiti necessari per svolgere i compiti di RSPP e ASPP.
- Le riunioni annuali di sicurezza si sono svolte regolarmente per tutte le Società genovesi.
- E' stata avviata la formazione generale sulla sicurezza e salute sul lavoro, come prevista dall'accordo Stato Regioni, che prevede il coinvolgimento di tutto il personale delle Società.
- Seguita l'adeguamento delle V.R per mansione e le valutazioni dei rischi specifici sui siti.
- Sono state intraprese le attività finalizzate all'individuazione degli ambienti confinati o sospetti di inquinamento con la relativa formazione del personale.
- Contestualmente e per orientare la successiva formazione del personale, sono state avviate le attività finalizzate all'individuazione degli addetti a specifiche attrezzature di lavoro così come definite dall'Accordo Stato Regioni del febbraio 2012.
- La Sorveglianza Sanitaria al personale delle Società genovesi è seguita sui diversi territori da sette MC e coordinata dal Medico Competente Coordinatore. Questa si è svolta regolarmente e conclusa senza alcuna particolare disposizione prescrittiva.

Iren Emilia è dotata di un Servizio Prevenzione e Protezione interno in possesso dei requisiti necessario per i compiti di Responsabile del Servizio Prevenzione e Protezione (RSPP) e Addetti al Servizio Prevenzione e Protezione (ASPP). Il servizio prevenzione e protezione di Iren Emilia svolge in service i compiti per le altre società emiliane del gruppo. Il datore di lavoro ha nominato tre medici competenti per lo svolgimento dei compiti di sorveglianza sanitaria nelle provincie di Parma, Piacenza e Reggio Emilia. Il Servizio Prevenzione e Protezione propone un piano formativo sulla sicurezza per tutte le società emiliane del gruppo e verifica l'efficacia della formazione.

Iren Emilia e le sue controllate ed Iren Ambiente si sono impegnate:

- nell'effettuazione di verifiche su impianti extra-audit programmate ed a campione per la verifica della corretta gestione degli aspetti connessi alla sicurezza ed alla salute dei lavoratori presso tutti gli impianti aziendali;
- nell'addestramento e nella qualificazione di alcuni referenti per ciascuna Funzione Tecnica per garantire l'effettuazione sistematica delle verifiche su impianti extra-audit suddette su tutti gli impianti aziendali;
- alla definizione di ulteriori indicatori per il monitoraggio della gestione degli aspetti correlati alla salute e sicurezza dei lavoratori per i vari processi/attività aziendali.

Nel corso dell'anno è stata inoltre avviata l'implementazione del sistema di gestione per la sicurezza ai sensi della OHSAS 18001 per la sua certificazione. Il sistema di gestione per la sicurezza peraltro già in gran parte implementato nel corso degli anni precedenti, è stato riesaminato con lo scopo di impostare delle modalità comuni ed omogenee sull'area emiliana.

Per la verifica delle ditte in appalto sono state identificate le attività di verifica in carico alle Funzioni tecniche e laddove carenti integrate nelle relative procedure e/o meglio definite in procedure generali. E' stata avviata poi un'attività di verifica in campo a campione sulle ditte in appalto anche da parte del personale della Funzione Sicurezza.

Ambiente

Per quanto concerne la salvaguardia dell'ambiente, prosegue l'impegno del Gruppo Iren nei vari settori di attività. 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.

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 ed espansione del teleriscaldamento quale tecnologia per il risparmio energetico e per il miglioramento dell'ambiente nelle aree urbane, nonché

nell'adozione delle migliori tecnologie impiantistiche disponibili sul mercato, per garantire il minor impatto ambientale nelle attività industriali;

- nel miglioramento dell'utilizzo delle risorse idriche, sia in termini di prelievo e utilizzo, che di rilascio e scarico;
- 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, etc.

Dal punto di vista gestionale, per garantire il minor impatto sull'ambiente delle attività di Iren Energia, di Iren Acqua Gas, Mediterranea delle Acque, Laboratori Iren Acqua Gas, Genova Reti Gas, Iren Emilia, Iren Ambiente e delle loro controllate, 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;
- 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 ed i campi elettromagnetici;
- all'effettuazione di audit specifici interni finalizzati alla verifica della corretta gestione delle problematiche ambientali nelle Funzioni aziendali e impianti coinvolti nel sistema di gestione ambientale certificato.

In particolare, e sempre per garantire il minor impatto sull'ambiente delle attività di Iren Energia, Iren Emilia, Iren Ambiente e loro controllate, è stata anche data importanza:

- al mantenimento dei sistemi di certificazione su base volontaria per quanto concerne i sistemi di gestione ambientale certificati ai sensi del Regolamento EMAS;
- 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 formazione, pianificata con cadenza annuale, sulle tematiche di carattere ambientale e sulle migliori pratiche di gestione degli impianti per garantire il minor impatto ambientale;
- all'implementazione della parte gestionale riguardante la problematica "ambiente" nel modello organizzativo aziendale adottato ai sensi del D. Lgs. 231/01 sulla responsabilità amministrativa delle imprese.

IREN E LA SOSTENIBILITÀ

Nel corso del 2012 è proseguito il percorso di crescita di Iren nella Responsabilità Sociale d'Impresa (CSR- Corporate Social Responsibility), elemento fondamentale per il nostro Gruppo, attento alle problematiche di impatto sociale e allo sviluppo nei territori in cui opera.

Gli indirizzi strategici perseguiti nel 2012, ed i relativi investimenti del Gruppo, sono coerenti con l'impegno della sostenibilità: espansione della rete di teleriscaldamento (conseguente al Progetto Torino Nord); produzione di energia "pulita"; efficienza nel servizio idrico integrato; miglioramento nella sicurezza della rete di distribuzione gas e indipendenza nell'approvvigionamento (rigassificatore OLT di Livorno); crescita nel settore ambientale (Polo Ambientale Integrato di Parma).

Questi investimenti, come gli altri asset del Gruppo Iren, contribuiscono alla riduzione delle emissioni atmosferiche e al miglioramento del bilancio energetico, obiettivi che la Società persegue in un'ottica di sviluppo sostenibile. Ad esempio, in termini energetici, il progetto di Teleriscaldamento "Torino Nord" consente un risparmio annuo di circa 100.000 Tep, che si aggiungono alle 200.000 Tep annue risparmiate grazie alla Centrale di cogenerazione di Moncalieri.

Per comunicare ai propri stakeholder azioni, risultati e obiettivi, il Gruppo Iren pubblica annualmente il Bilancio di Sostenibilità, strumento per acquisire consapevolezza delle performance dell'anno anche in termini non direttamente economici, del rispetto degli impegni assunti e di quelli futuri e della capacità dell'Azienda di soddisfare le aspettative degli stakeholder. Il Bilancio di Sostenibilità è in ogni caso un punto di arrivo di un percorso che prevede una serie di azioni varate all'insegna della Responsabilità Sociale d'Impresa,

Il Bilancio di Sostenibilità, redatto con periodicità annuale è predisposto secondo le "Sustainability Reporting Guidelines & Electric Utility 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. Il documento, sottoposto alla revisione limitata secondo i criteri emanati dall'International Auditing and Assurance Standards Board, ha conseguito il livello di applicazione A+ del GRI.

Nel corso del 2012 Iren ha inoltre partecipato al "CSR Online Awards Italy 100", ricerca internazionale sulla comunicazione online della Responsabilità Sociale d'impresa promosso da Lundquist, conseguendo il riconoscimento di "Best improver 2012" fra le 100 maggiori società italiane oggetto dell'indagine. Fra i partecipanti Iren è infatti l'azienda che ha registrato nel 2012 la crescita più significativa, salendo di 8 posizioni nella classifica generale. Di fondamentale importanza per il raggiungimento del risultato è stata l'attivazione di una sezione dedicata alla Sostenibilità sul sito internet del Gruppo, nonché l'attività di rendicontazione rappresentata dal Bilancio di Sostenibilità. Nella nuova sezione del sito Iren evidenzia gli effetti che le attività svolte producono sull'ambiente e sul tessuto sociale, oltre ai principali aspetti di carattere economico, nonché gli impegni assunti per migliorare i risultati delle performance sul territorio, sia in termini di impatto ambientale che di qualità del servizio.

Parallelamente, Iren ha partecipato al "CDP Italy 100-Climate Change Report 2012", nell'ambito del Carbon Disclosure Project, iniziativa internazionale avviata nel 2000 allo scopo di aumentare la consapevolezza di investitori, aziende e istituzioni sulle possibili strategie attuabili per contrastare gli effetti dei cambiamenti climatici e delle emissioni di gas ad effetto serra. Iren, al suo primo anno di adesione, ha conseguito uno "score" pari a 80 punti su un massimo di 100, circa la qualità e la completezza delle risposte fornite al questionario, superiore alla media dei 100 partecipanti italiani (62 punti) e dei 500 partecipanti a livello mondiale (76 punti).

Nel 2012 Iren S.p.A. è stata inclusa nei seguenti indici di rating basati su criteri afferenti la Sostenibilità (ESG- Environmental, Social, Governance):

- **FTSE ECPI Italia SRI Benchmark**, al quale hanno accesso le società comprese nel FTSE Italia All-Share che dimostrano buone caratteristiche ESG (prime 100);
- **ECPI Italy SME's Equity**, indice che seleziona 30 società quotate di piccola/media capitalizzazione (minimo 300 mln €) con elevata liquidità e rating ESG positivo secondo ECPI Screening Methodology.

INFORMAZIONI SULLA CORPORATE GOVERNANCE DI IREN

Iren S.p.A., come noto, rappresenta il risultato della fusione di Enìa S.p.A. per incorporazione in Iride S.p.A. (che ha assunto la denominazione di Iren S.p.A.), che ha avuto efficacia il 1° luglio 2010.

Iren S.p.A. si configura come una holding industriale operante nei settori dell'energia elettrica (produzione, distribuzione e vendita), dell'energia termica per teleriscaldamento (produzione e vendita), del gas (distribuzione e vendita), dei servizi idrici integrati, dei servizi ambientali (raccolta, trasporto e smaltimento dei rifiuti), della pubblica illuminazione e di ulteriori servizi minori per le pubbliche amministrazioni.

Tali attività sono svolte mediante 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 rafforzare il radicamento territoriale del Gruppo e 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.

Lo statuto di Iren S.p.A. prevede inoltre che: (i) al Presidente sia affidato il coordinamento delle Società di Primo Livello Iren Acqua Gas e Iren Mercato, nonché delle società da queste controllate e/o partecipate e delle relative attività; (ii) all'Amministratore Delegato sia affidato il coordinamento della Società di Primo Livello Iren Energia nonché delle società da queste controllate e/o partecipate e delle relative attività; (iii) al Direttore Generale sia affidato il coordinamento delle Società di Primo Livello Iren Emilia e Iren Ambiente nonché delle società da queste controllate e/o partecipate e delle relative attività.

Corporate Governance – rinvio

La Società ha un modello di *governance* tradizionale le cui regole di funzionamento, oltre che dalla vigente normativa primaria e secondaria, sono dettate dallo statuto.

In particolare, per quanto attiene al potere di gestione, assume un ruolo centrale il Consiglio di Amministrazione e, per le materie non rientranti nella competenza esclusiva di detto organo, è statutariamente prevista la delega da parte del Consiglio al Comitato Esecutivo che, a sua volta, è tenuto a subdelegare determinate materie al Presidente, all'Amministratore Delegato e al Direttore Generale.

In merito all'Assemblea dei soci, all'Organo di Controllo (Collegio Sindacale) ed al revisore legale, fermo restando quanto per i medesimi è previsto dalla vigente normativa, lo statuto della Società ne stabilisce compiti e funzionamento.

Inoltre per quanto attiene ai seguenti aspetti di *Corporate Governance* della società:

- l'adesione al nuovo Codice di Autodisciplina delle società quotate emanato da Borsa Italiana ed il relativo stato di attuazione;
- la relazione sul governo societario e gli assetti proprietari con le informazioni di cui all'art. 123-bis del D. Lgs. 24/2/1998 n. 58 e s.m.i. (Testo Unico della Finanza – TUF);
- la relazione sulle remunerazioni secondo quanto previsto dall'articolo 123-ter del D. Lgs. 24/2/1998 n. 58 e s.m.i. introdotto dall'art. 1, D. Lgs. 30 dicembre 2010, n. 259;

si rinvia (i) alla "Relazione sul governo societario e gli assetti proprietari" redatta ai sensi dell'art. 123-bis del TUF e in conformità alla III Edizione del Format diffuso da Borsa Italiana S.p.A. a febbraio 2012 e (ii) alla "Relazione sulle remunerazioni", predisposte entrambe in osservanza altresì degli obblighi informativi verso gli Azionisti ed il mercato, previsti dal Nuovo Codice di Autodisciplina e dall'art. 89-bis del Regolamento Emittenti.

Tali relazioni ed inerenti allegati, ai sensi dell'art. 123-bis, comma 3, e dell'art. 123-ter del TUF vengono diffuse congiuntamente alla presente relazione sulla gestione e sono a disposizione del pubblico presso la Sede Sociale e presso Borsa Italiana S.p.A.. I documenti sono altresì disponibili sul sito internet www.gruppoiren.it, sezione Investor Relations.

Al fine di conformare il proprio modello di governo societario alle raccomandazioni contenute nel Codice di Autodisciplina, il Consiglio di Amministrazione di Iren, nella riunione del 30 agosto 2010 ha costituito:

- un Comitato per la remunerazione (il "**Comitato per la remunerazione**")
- un Comitato per il controllo Interno (il "**Comitato controllo interno**"). A seguito dell'introduzione del nuovo codice di Autodisciplina in data 18 dicembre 2012 è stato mantenuto il Comitato per le Remunerazioni con le funzioni previste dal nuovo art. 7, nonché il Comitato per il Controllo Interno

ora denominato Comitato Controllo e Rischi, le cui funzioni e composizione sono stabilite nel nuovo art.8 del Codice.

Si riporta di seguito una breve descrizione delle competenze attribuite a ciascun comitato e della relativa composizione.

Comitato per la remunerazione

Il Consiglio di Amministrazione costituisce al proprio interno un Comitato per la remunerazione, composto da amministratori indipendenti. In alternativa, il Comitato può essere composto da amministratori non esecutivi, in maggioranza indipendenti; in tal caso, il Presidente del Comitato è scelto tra gli amministratori indipendenti. Almeno un componente del Comitato possiede una adeguata conoscenza ed esperienza in materia finanziaria o di politiche retributive, da valutarsi dal Consiglio di Amministrazione al momento della nomina.

In data 30 agosto 2010, il Consiglio di Amministrazione di Iren ha nominato quali membri del Comitato per la remunerazione i seguenti amministratori: ing. Paolo Cantarella (indipendente), avv. Ernesto Lavatelli e dr. Franco Amato (indipendente).

Il Comitato per la remunerazione è un organo consultivo e propositivo con il compito principale di:

- 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.

La costituzione di tale Comitato ha l'obiettivo di garantire la più ampia informazione e trasparenza sui compensi spettanti agli altri amministratori esecutivi ed ai dirigenti con responsabilità strategiche, nonché sulle rispettive modalità di determinazione. Il Comitato per la remunerazione riveste unicamente funzioni propositive e consultive, mentre il potere di determinare la remunerazione degli amministratori e dei dirigenti investiti di particolari cariche, in conformità all'articolo 2389, terzo comma, del Codice Civile, rimane in ogni caso in capo al Consiglio di Amministrazione, sentito il parere del Collegio Sindacale.

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.

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

Il Comitato per la remunerazione riferisce agli azionisti sulle modalità di esercizio delle proprie funzioni; a tal fine all'assemblea annuale degli Azionisti dovrebbe essere presente il Presidente o altro componente del Comitato.

Alle riunioni del Comitato può partecipare il Presidente del Collegio Sindacale o altro sindaco da lui designato; possono comunque partecipare anche gli altri sindaci.

Comitato controllo e rischi

Il Comitato controllo e rischi è composto da amministratori indipendenti. In alternativa, il Comitato può essere composto da amministratori non esecutivi, in maggioranza indipendenti; in tal caso, il Presidente del Comitato è scelto tra gli amministratori indipendenti. Almeno un componente del Comitato possiede un'adeguata esperienza in materia contabile e finanziaria o di gestione dei rischi, da valutarsi da parte del Consiglio di Amministrazione al momento della nomina

In data 30 agosto 2010, il Consiglio di Amministrazione di Iren ha nominato quali membri del Comitato i Consiglieri indipendenti ing. Enrico Salza, dr. Alcide Rosina ed prof. Alberto Clò.

A seguito delle dimissioni rassegnate il 22/05/2012 dall'ing. Salza da amministratore di Iren S.p.A. e, quindi, anche da membro del Comitato di Controllo Interno, il Consiglio di Amministrazione il 27/7/2012

ha provveduto a reintegrare la composizione del Comitato nominando come membro del medesimo il dr. Franco Amato che, in data 28/08/2012, è stato eletto Presidente dal Comitato stesso.

Il Comitato controllo e rischi ha il compito di supportare, con un'adeguata attività istruttoria, le valutazioni e le decisioni del Consiglio di Amministrazione relative al sistema di controllo interno e di gestione dei rischi, nonché quelle relative all'approvazione delle relazioni finanziarie periodiche.

Al Comitato controllo e rischi sono rimessi i compiti e le funzioni stabilite dal Nuovo Codice di Autodisciplina.

Il Comitato controllo e rischi, nell'assistere il Consiglio di Amministrazione:

- a) 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;
- b) esprime pareri su specifici aspetti inerenti le *Risk Policies*, la identificazione dei principali rischi aziendali e il Piano di Audit;
- c) 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 audit*;
- d) monitora l'autonomia, l'adeguatezza, l'efficacia e l'efficienza della funzione di *internal audit*;
- e) può chiedere alla funzione di *internal audit* lo svolgimento di verifiche su specifiche aree operative, dandone contestuale comunicazione al Presidente del Collegio Sindacale;
- f) riferisce al Consiglio, almeno semestralmente, in occasione dell'approvazione della relazione finanziaria annuale e semestrale, 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.

Infine il Comitato controllo e rischi – come più ampiamente esposto in seguito - svolge altresì le funzioni di Comitato di amministratori Indipendenti in merito alle operazioni con parti correlate ai sensi dell'art. 7, del vigente Regolamento Interno per le operazioni con parti correlate approvato dal Consiglio di Amministrazione.

Comitato per le nomine

Iren non ha ravvisato la necessità di costituire all'interno del Consiglio di Amministrazione un comitato per le proposte di nomina, ritenendo che la procedura di presentazione delle liste per l'elezione dell'organo amministrativo stabilita dallo Statuto Sociale costituisca una garanzia di correttezza e trasparenza del sistema di nomina degli amministratori.

Il Consiglio di Amministrazione potrà comunque deliberare di costituire al proprio interno il Comitato per le nomine, che dovrà essere composto, in maggioranza, da amministratori indipendenti.

Il Comitato per le nomine, laddove istituito, sarà investito delle seguenti funzioni:

- a) 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, nonché sul numero massimo di incarichi di Amministratore o Sindaco in società quotate e su deroghe al divieto di concorrenza di cui all'art. 2390 c.c.;
- b) proporre al Consiglio di Amministrazione candidati alla carica di amministratore nei casi di cooptazione, ove occorra sostituire amministratori indipendenti.

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 devono 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 dalla minoranza (articolo 148, comma 2-bis);
- 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.

Trattamento delle informazioni societarie

La gestione della comunicazione verso l'esterno delle informazioni societarie rientra nelle attribuzioni del Direttore Generale, che si avvale della Direzione *Investor Relations* che opera in coordinamento con le Direzioni "Relazioni Istituzionali ed Esterne" ed "Affari Societari" sotto la direzione dell'organo delegato alla comunicazione finanziaria di Iren.

Gli amministratori e i sindaci sono tenuti a mantenere riservati i documenti e le informazioni acquisiti nello svolgimento dei loro compiti.

Il Consiglio di Amministrazione del 10 dicembre 2010, in coerenza con le disposizioni del Regolamento di Borsa, ha adottato il "Regolamento per la gestione interna e la comunicazione all'esterno di informazioni riservate e/o privilegiate". Tale Regolamento disciplina espressamente gli obblighi di comunicazione di cui all'articolo 114 comma 7 del TUF, come modificato dall'articolo 9 della Legge n. 62/2005 (*Market Abuse*) ed agli articoli 152-sexies e seguenti del Regolamento Emittenti, con riferimento alla realtà organizzativa e societaria del Gruppo Iren.

In particolare, ai sensi delle disposizioni di legge, di regolamento e dei provvedimenti di autoregolamentazione sopra citati, le Persone Rilevanti (ovvero i soggetti individuati in base ai criteri definiti dall'articolo 152 sexies del Regolamento Emittenti) devono comunicare, entro 5 giorni di mercato aperto, alla Consob e al pubblico le operazioni di acquisto, vendita, sottoscrizione o scambio di azioni emesse dall'Emittente o strumenti finanziari ad esse collegati, dai medesimi compiute o da persone strettamente legate agli stessi, quando superino la soglia cumulativa di Euro 5.000 annui. Il Regolamento predetto è disponibile sul sito www.gruppoiren.it.

In conformità alle norme per la prevenzione degli abusi di mercato, è istituito presso Iren il Registro, previsto dall'articolo 115-bis del Testo Unico della Finanza, delle persone che, in ragione dell'attività lavorativa o professionale, ovvero in ragione delle funzioni svolte, hanno accesso alle informazioni privilegiate.

Amministratore incaricato del sistema di controllo interno e di gestione dei rischi

Il Consiglio di Amministrazione di Iren, nella seduta del 30 settembre 2010, aveva individuato l'Amministratore esecutivo incaricato di sovrintendere alla funzionalità del sistema di controllo interno nella persona del Presidente Ing. Roberto Bazzano.

In seguito all'allineamento alle più recenti previsioni del Codice di Autodisciplina di Borsa Italiana edizione del 2011, avvenuto con delibera del Consiglio di Amministrazione del 18 dicembre 2012, tale posizione ha assunto la denominazione di 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 Comitato Esecutivo, 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 di *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.

Preposto al Controllo Interno

Il Consiglio di Amministrazione, nella seduta del 30 settembre 2010, sentito il Comitato per il Controllo Interno, ha nominato i Preposti al Controllo Interno, incaricati di verificare che il sistema di controllo interno fosse sempre adeguato, pienamente operativo e funzionante. La nomina a Preposti dei Responsabili *Internal Auditing*, dr.ssa Anna Socco e dr. Maurilio Battioni è avvenuta subito dopo la nomina dell'Ing. Bazzano alla carica di Amministratore esecutivo incaricato di sovrintendere alla funzionalità del sistema di controllo interno (oggi denominato Amministratore incaricato del sistema di controllo interno e di gestione dei rischi).

In seguito alle modifiche introdotte con l'allineamento all'ultima versione del Codice di Autodisciplina di Borsa Italiana S.p.A., approvate dal Consiglio di Amministrazione di Iren S.p.A. in data 18 dicembre 2012, la figura del Preposto al Controllo Interno è stata eliminata e l'incarico di verificare che il sistema di controllo interno e di gestione dei rischi sia funzionante ed adeguato è stato attribuito all'Amministratore Delegato ing. Roberto Garbati, organo con deleghe sull'*internal auditing* e che quindi, in posizione apicale, assume la funzione di Responsabile *Internal Auditing*, ai sensi e per gli effetti dell'art. 8 del Nuovo Codice di Autodisciplina.

In occasione della presentazione della Relazione finanziaria semestrale al 30 giugno 2012 e del bilancio al 31 dicembre 2012, i Preposti al Controllo Interno di Iren, hanno presentato al Comitato controllo e rischi (allora denominato Comitato per il Controllo Interno) una relazione di sintesi sulle attività svolte nel corso del primo e del secondo semestre 2012, al fine di verificare l'adeguatezza e l'operatività del Sistema di Controllo Interno della Società.

In particolare, la relazione dei Preposti ha affrontato i seguenti argomenti:

- presentazione della configurazione attuale del sistema di controllo interno di Iren con riferimento agli elementi costitutivi dello stesso;
- presentazione delle risultanze delle verifiche svolte dalla funzione *Internal Auditing* presso le principali Società del Gruppo con l'obiettivo di monitorare il sistema di controllo interno inerente i processi più significativi di Iren e delle principali Società controllate: con riferimento a ciascuna verifica vengono presentati il quadro riassuntivo dei riscontri emersi, gli eventuali suggerimenti espressi, nonché il monitoraggio nel tempo delle azioni correttive attuate o in corso (*follow-up*);
- sintesi delle attività svolte, in Iren e nelle Società di Primo Livello, sia con riferimento all'attuazione dei Modelli di organizzazione, gestione e controllo ex D. Lgs. 231/01 approvati dai rispettivi Consigli di Amministrazione, sia per quanto concerne le attività poste in essere in merito alle prescrizioni della Legge 262/05.

Analogamente viene presentata dal Responsabile *Internal Audit* in occasione della presentazione del progetto di Bilancio 2012.

Ulteriori organi ed adempimenti

Iren ha adeguato il proprio sistema di *corporate governance* alle previsioni del Testo Unico e del Nuovo Codice di Autodisciplina attraverso l'adozione da parte del Consiglio di Amministrazione delle delibere a ciò necessarie.

Inoltre è stato individuato il Direttore *Investor Relations* nella persona dell'Ing. Giulio Domma ed è stato nominato, con il parere favorevole del Collegio Sindacale, in data 1° luglio 2010 quale Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari il Direttore Amministrazione e Finanza di Iren, dott. Massimo Levrino, ai sensi dell'articolo 154-bis del Testo Unico.

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 Paolo Cantarella, Gianfranco Carbonato, Alcide Rosina, Franco Amato, e Alberto Clò 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.

Il Modello, aggiornato dal Consiglio di Amministrazione di Iren S.p.A. nella seduta del 3 aprile 2012, comprende:

- (i) la descrizione del quadro normativo;
- (ii) la descrizione delle attività svolte dalla Società, del modello di *governance*, e dell'assetto organizzativo generale della Società;
- (iii) la descrizione della metodologia seguita per la redazione del Modello;
- (iv) la composizione ed il funzionamento dell'Organismo di Vigilanza;
- (v) il sistema disciplinare e sanzionatorio;
- (vi) il piano di formazione e comunicazione;
- (vii) i criteri di aggiornamento del Modello;
- (viii) la descrizione delle attività della Società che possono essere a rischio per la commissione degli illeciti previsti dal D. Lgs. 231/2001 con la previsione dei relativi protocolli di controllo.

Le tipologie di reati attualmente individuate sono le seguenti:

- (i) reati nei rapporti con la Pubblica Amministrazione;
- (ii) reati societari;
- (iii) *market abuse*;
- (iv) reati commessi con violazione delle norme per la prevenzione degli infortuni sul lavoro;
- (v) altre fattispecie di reato.

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.

I componenti dell'Organismo di Vigilanza sono tre amministratori privi di deleghe operative uno dei quali indipendente.

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.

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.

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.

Da ultimo e per ciò che concerne i *top managers*, si segnala che:

- a) il Presidente di Iren S.p.A. (Ing. Bazzano) riveste altresì la carica di Amministratore Delegato e di Direttore Generale nella società di primo livello Iren Acqua Gas S.p.A.;
- b) l'Amministratore Delegato di Iren S.p.A. (Ing. Garbati) riveste altresì la carica di Amministratore Delegato e di Direttore Generale nella società di primo livello Iren Energia S.p.A.;
- c) il Direttore Generale di Iren S.p.A. (Dr. Viero) riveste altresì la carica di Amministratore Delegato e di Direttore Generale nella società di primo livello Iren Emilia S.p.A. e di Amministratore Delegato nella società di primo livello Iren Ambiente S.p.A..

L'interesse che tali Organi delegati hanno in operazioni fra la Capogruppo e le Società di Primo Livello sopra indicate viene dai medesimi dichiarato ai sensi dell'art. 2391 c.c. in occasione dell'esame e discussione di dette operazioni da parte dei rispettivi Consigli di Amministrazione.

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.

Le funzioni e le competenze del comitato di amministratori indipendenti che, ai sensi del Regolamento Consob, deve esprimere il proprio parere in relazione all'effettuazione delle operazioni di minore e maggiore rilevanza con Parti Correlate e, in generale, svolgere anche tutte le altre funzioni assegnate in materia di operazioni con Parti Correlate, sono state affidate dal Consiglio di Amministrazione (seduta del 30 novembre 2010) al proprio Comitato controllo e rischi, che, per il solo svolgimento di dette competenze in materia di operazioni con Parti Correlate, assume una composizione allargata.

Più precisamente, al fine di garantire il requisito dell'indipendenza e della "non correlazione" nella singola operazione (intendendo per "non correlazione" l'estraneità rispetto alla controparte di una determinata operazione ed alle sue parti correlate), il Comitato controllo e rischi viene integrato con altri amministratori indipendenti (ex art. 148, comma 3, D. Lgs. 58/98 ed ex art. 3 del Codice di Autodisciplina

emesso da Borsa Italiana) presenti nel Consiglio di Amministrazione della Società, attribuendo al Presidente del Comitato controllo e rischi il compito di individuare, in base alla maggiore anzianità anagrafica, tenendo altresì conto degli incarichi ad essi già attribuiti ai sensi del Regolamento Interno, 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.

A tale scopo, il Consiglio di Amministrazione – nella seduta del 30 novembre 2010 – ha confermato - anche ai fini di quanto previsto dall'art. 7.1 del Regolamento Interno sulle Operazioni con Parti Correlate circa la composizione allargata del Comitato controllo e rischi, limitatamente all'espletamento delle funzioni relative alle operazioni con parti correlate - che i seguenti membri del Consiglio di Amministrazione della Società:

- Paolo Cantarella
- Gianfranco Carbonato

sono tuttora in possesso dei requisiti previsti dall'art. 148, comma 3, del D. Lgs. 58/98 e s.m.i. (c.d. TUF) e di quelli previsti dal Codice di Autodisciplina emanato da Borsa Italiana S.p.A. nonché di quello adottato dalla Società e rispondono quindi alla qualifica di amministratori indipendenti ai sensi dell'art. 3, lettera (h), del Regolamento Consob recante disposizioni in materia di operazioni con parti correlate.

Nel corso dell'esercizio 2012, si sono profilate le seguenti operazioni con parti correlate: (i) una con il Comune di Torino, per il tramite della società controllata IRIDE SERVIZI S.p.A., afferente la modificazione di alcune clausole delle vigenti convenzioni di servizio con la Città e la riduzione dello stock del credito vantato dal Gruppo Iren nei confronti della Città di Torino; (ii) una con il Comune di Torino relativa alla partecipazione di alcune società del Gruppo Iren alla gara pubblica bandita dall'Amministrazione Comunale per la cessione di quote di partecipazione al capitale sociale di TRM e di AMIAT; (iii) una con il Comune di Parma afferente l'accordo transattivo per la definizione della situazione debitoria/creditoria con alcune società del Gruppo Iren; (iv) una con il Comune di Parma, per il tramite della società controllata Iren Ambiente S.p.A., afferente la tutela giudiziaria contro i provvedimenti comunali di sospensione dei lavori di realizzazione del termovalorizzatore PAI; (v) una, infine, con la parte correlata BANCA IMI S.p.A. per l'affidamento dell'incarico di *advisor* finanziario in un'operazione straordinaria.

In conformità a quanto previsto nel vigente Regolamento OPC, laddove è risultato necessario ai fini di rispettare i requisiti dell'"indipendenza" e della "non correlazione", è stato designato un apposito sottocomitato di amministratori indipendenti e "non correlati", il quale ha provveduto al relativo esame ed espresso il parere di propria competenza sull'interesse della società alla singola operazione esaminata, nonché sulla convenienza e sulla correttezza sostanziale delle relative condizioni.

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", sono state attuate attività utili a valutare il sistema di protezione delle informazioni nelle società del Gruppo assoggettate a tale normativa. Tali attività hanno evidenziato una sostanziale adeguatezza agli adempimenti richiesti dalla normativa in materia di protezione dei dati personali gestiti da tali società.

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 2012 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 2012 che chiude con un utile di Euro 70.311.187,34.
- di approvare la seguente proposta di distribuzione dell'utile:

Utile dell'esercizio di Iren S.p.A. Euro 70.311.187,34

Alla riserva legale il 5% dell'utile d'esercizio Euro 3.515.559,37

Agi Azionisti un dividendo unitario pari a Euro 0,0523 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 4 luglio 2013 per un totale di Euro 66.746.602,91.

Alla Riserva straordinaria Euro 49.025,06

Per il Consiglio di Amministrazione
Il Presidente
Ing. Roberto Bazzano





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 Consolidato e Note esplicative

al 31 dicembre 2012

PROSPETTO DELLA SITUAZIONE PATRIMONIALE - FINANZIARIA

		migliaia di euro			
	Note	31.12.2012	di cui parti correlate	31.12.2011 Rideterminato	di cui parti correlate
ATTIVITA'					
Attività materiali	(1)	2.813.297		2.837.578	
Investimenti immobiliari	(2)	1.831		1.943	
Attività immateriali a vita definita	(3)	1.295.022		1.280.769	
Avviamento	(4)	132.861		131.651	
Partecipazioni valutate con il metodo del Patrimonio Netto	(5)	462.097		230.818	
Altre partecipazioni	(6)	29.808		170.015	
Attività finanziarie non correnti	(7)	116.168	113.188	132.299	128.780
Altre attività non correnti	(8)	38.195	2.759	27.826	
Attività per imposte anticipate	(9)	215.750		174.850	
Totale attività non correnti		5.105.029		4.987.749	
Rimanenze	(10)	89.110		67.931	
Crediti commerciali	(11)	1.253.713	151.377	1.239.730	150.717
Crediti per imposte correnti	(12)	8.690		4.400	
Crediti vari e altre attività correnti	(13)	267.253	4.315	269.887	3.005
Attività finanziarie correnti	(14)	273.550	254.223	377.235	355.751
Cassa e altre disponibilità liquide equivalenti	(15)	28.041	2.668	44.758	4.376
Totale attività correnti		1.920.357		2.003.941	
Attività destinate ad essere cedute	(16)	7.739		31.622	420
TOTALE ATTIVITA'		7.033.125		7.023.312	

I dati al 31 dicembre 2011, posti a confronto, sono stati rideterminati per effetto dell'adozione in via anticipata della versione rivista del principio IAS 19 *Benefici per i dipendenti*.

	Note	31.12.2012	di cui parti correlate	31.12.2011 Rideterminato	di cui parti correlate
migliaia di euro					
PATRIMONIO NETTO					
Patrimonio netto attribuibile ai soci della Capogruppo					
Capitale sociale		1.276.226		1.276.226	
Riserve e Utili (Perdite) a nuovo		311.070		466.075	
Risultato netto del periodo		152.559		(110.970)	
Totale patrimonio netto di pertinenza della Capogruppo		1.739.855		1.631.331	
Patrimonio netto di pertinenza dei Terzi		214.402		213.375	
TOTALE PATRIMONIO NETTO	(17)	1.954.257		1.844.706	
PASSIVITA'					
Passività finanziarie non correnti	(18)	2.197.827	177.162	2.051.413	210.604
Benefici ai dipendenti	(19)	102.999		86.791	
Fondi per rischi ed oneri	(20)	272.744		231.057	
Passività per imposte differite	(21)	110.553		114.438	
Debiti vari e altre passività non correnti	(22)	154.453	177	146.123	
Totale passività non correnti		2.838.576		2.629.822	
Passività finanziarie correnti	(23)	775.063	198.801	1.155.554	208.709
Debiti commerciali	(24)	1.135.236	70.138	1.040.014	124.649
Debiti vari e altre passività correnti	(25)	243.514	4.861	216.220	1.018
Debiti per imposte correnti	(26)	4.910		37.740	
Fondi per rischi ed oneri quota corrente	(27)	81.548		99.061	
Totale passività correnti		2.240.271		2.548.589	
Passività correlate ad attività destinate ad essere cedute	(28)	21		195	
TOTALE PASSIVITA'		5.078.868		5.178.606	
TOTALE PATRIMONIO NETTO E PASSIVITA'		7.033.125		7.023.312	

I dati al 31 dicembre 2011, posti a confronto, sono stati rideterminati per effetto dell'adozione in via anticipata della versione rivista del principio IAS 19 *Benefici per i dipendenti*.

PROSPETTO DI CONTO ECONOMICO

migliaia di euro

	Note	Esercizio 2012	di cui parti correlate	Esercizio 2011 Rideterminato	di cui parti correlate
Ricavi					
Ricavi per beni e servizi	(29)	4.003.654	179.325	3.254.248	226.672
Variazione dei lavori in corso	(30)	669	197	632	
Altri proventi	(31)	323.518	4.048	265.719	17.559
- di cui non ricorrenti		23.015		-	
Totale ricavi		4.327.841		3.520.599	
Costi operativi					
Costi materie prime sussidiarie di consumo e merci	(32)	(2.116.257)	(232.336)	(1.682.008)	(479.810)
Prestazioni di servizi e godimento beni di terzi	(33)	(1.236.254)	(118.290)	(940.605)	(111.083)
Oneri diversi di gestione	(34)	(105.250)	(8.029)	(71.563)	(3.481)
- di cui non ricorrenti		(14.644)		-	
Costi per lavori interni capitalizzati	(35)	20.667		28.208	
Costo del personale	(36)	(261.142)		(262.565)	
Totale costi operativi		(3.698.236)		(2.928.533)	
MARGINE OPERATIVO LORDO		629.605		592.066	
Ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni					
Ammortamenti	(37)	(205.495)		(209.293)	
Accantonamenti e svalutazioni	(38)	(83.179)		(74.140)	
- di cui accantonamenti relativi ad operazioni non ricorrenti		(7.631)		-	
Totale ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni		(288.674)		(283.433)	
RISULTATO OPERATIVO		340.931		308.633	
Gestione finanziaria					
Proventi finanziari	(39)	26.533	11.543	23.783	11.374
Oneri finanziari		(129.610)	(18.649)	(93.704)	(67)
Totale gestione finanziaria		(103.077)		(69.921)	
Risultato di collegate contabilizzate con il metodo del patrimonio netto	(40)	9.673		(3.806)	
Rettifica di valore di partecipazioni	(41)	(105)		(224.308)	
- di cui non ricorrenti		-		(217.466)	
Risultato prima delle imposte		247.422		10.598	
Imposte sul reddito	(42)	(85.251)		(113.013)	
Risultato netto delle attività in continuità		162.171		(102.415)	
Risultato netto da attività operative cessate	(43)	-		-	
Risultato netto del periodo		162.171		(102.415)	
attribuibile a:					
- Utile (perdita) di pertinenza del Gruppo		152.559		(110.970)	
- Utile (perdita) di pertinenza di terzi	(44)	9.612		8.555	
Utile per azione ordinarie e di risparmio					
- base (euro)	(45)	0,12		(0,09)	
- diluito (euro)		0,12		(0,09)	

I dati dell'esercizio 2011, posti a confronto, sono stati rideterminati per effetto dell'adozione in via anticipata della versione rivista del principio IAS 19 *Benefici per i dipendenti*.

PROSPETTO DELLE ALTRE COMPONENTI DI CONTO ECONOMICO COMPLESSIVO

		migliaia di euro	
	Note	Esercizio 2012	Esercizio 2011 Rideterminato
Utile/(perdita) del periodo - Gruppo e Terzi (A)		162.171	(102.415)
Altre componenti di conto economico complessivo	(46)		
- quota efficace delle variazioni di fair value della copertura di flussi finanziari		(26.488)	(11.002)
- variazioni di fair value delle attività finanziarie disponibili per la vendita		-	8.067
- utili (perdite) attuariali piani per dipendenti a benefici definiti (IAS19)		(15.542)	4.609
- quota degli altri utili/(perdite) delle imprese valutate con il metodo del patrimonio netto		2.995	(5.852)
Effetto fiscale delle altre componenti di conto economico complessivo		14.420	1.626
Totale altre componenti di conto economico complessivo al netto dell'effetto fiscale (B)		(24.615)	(2.552)
Totale Utile/(perdita) complessiva (A)+(B)		137.556	(104.967)
attribuibile a:			
- Utile (perdita) di pertinenza del Gruppo		128.239	(113.479)
- Utile (perdita) di pertinenza di terzi		9.317	8.512

I dati dell'esercizio 2011, posti a confronto, sono stati rideterminati per effetto dell'adozione in via anticipata della versione rivista del principio IAS 19 *Benefici per i dipendenti*.

PROSPETTO DELLE VARIAZIONI DELLE VOCI DI PATRIMONIO NETTO

	Capitale sociale	Riserva sovrapp. Emissione azioni	Riserva legale
31/12/2010 Rideterminato	1.276.226	105.102	23.862
Riserva legale			5.134
Dividendi agli azionisti			
Utili portati a nuovo			
Cambio interessenze			
Variazione area di consolidamento			
Aumento capitale società controllate			
Altri movimenti			
Utile complessivo rilevato nel periodo di cui:			
- Utile netto del periodo			
- Altre componenti di Conto Economico complessivo			
31/12/2011 Rideterminato	1.276.226	105.102	28.996
Dividendi agli azionisti			
Perdite portate a nuovo			
Variazione area di consolidamento			
Cambio interessenze			
Aumento capitale società controllate			
Altri movimenti			
Utile complessivo rilevato nel periodo di cui:			
- Utile netto del periodo			
- Altre componenti di Conto Economico complessivo			
31/12/2012	1.276.226	105.102	28.996

I dati al 31 dicembre 2010 e al 31 dicembre 2011 sono stati rideterminati per effetto dell'adozione in via anticipata della versione rivista del principio IAS 19 *Benefici per i dipendenti*.

migliaia di euro							
Riserva copertura flussi finanziari	Riserva Available for Sale	Altre riserve e Utile (perdite) accumulate	Totale riserve e Uti (perdite) accumulate	Risultato del periodo	Patrimonio netto del Gruppo	Patrimonio netto di Terzi	Patrimonio netto del Gruppo e di Terzi
(17.029)	(8.119)	327.817	431.633	144.171	1.852.030	229.590	2.081.620
			5.134	(5.134)	-		-
		(10.975)	(10.975)	(97.504)	(108.479)	(12.818)	(121.297)
		41.533	41.533	(41.533)	-		-
		1.355	1.355		1.355	(597)	758
			-		-	(11.592)	(11.592)
			-		-	283	283
		(96)	(96)		(96)	(3)	(99)
(13.708)	8.119	3.080	(2.509)	(110.970)	(113.479)	8.512	(104.967)
				(110.970)	(110.970)	8.555	(102.415)
(13.708)	8.119	3.080	(2.509)		(2.509)	(43)	(2.552)
(30.737)	-	362.714	466.075	(110.970)	1.631.331	213.375	1.844.706
		(16.591)	(16.591)		(16.591)	(5.691)	(22.282)
		(110.970)	(110.970)	110.970	-		-
		(3.860)	(3.860)		(3.860)	(3.350)	(7.210)
		1.510	1.510		1.510		1.510
			-		-	849	849
		(773)	(773)		(773)	(99)	(872)
(11.908)		(12.413)	(24.321)	152.559	128.238	9.318	137.556
				152.559	152.559	9.612	162.171
(11.908)	-	(12.413)	(24.321)		(24.321)	(294)	(24.615)
(42.645)	-	219.617	311.070	152.559	1.739.855	214.402	1.954.257

RENDICONTO FINANZIARIO

migliaia di euro

	Esercizio 2012	Esercizio 2011 Rideterminato
A. Disponibilità liquide iniziali	44.758	144.112
Flusso finanziario generato dall'attività operativa		
Risultato del periodo	162.171	(102.415)
Rettifiche per:		
Ammortamenti attività materiali e immateriali	205.495	209.293
(Plusvalenze) Minusvalenze e altre variazioni patrimoniali	(33.073)	(11.975)
Variazione netta TFR e altri benefici ai dipendenti	818	(4.399)
Variazione netta fondo rischi e altri oneri	33.538	40.348
Variazione imposte anticipate e differite	(30.683)	(30.073)
Variazione altre attività/passività non correnti	1.392	(623)
Dividendi ricevuti	(656)	(558)
Quota del risultato di collegate	(9.673)	3.806
Svalutazioni (Rivalutazioni) nette di attività immobilizzate	(1.784)	230.553
B. Cash flow operativo prima delle variazioni di CCN	327.545	333.957
Variazione rimanenze	(21.321)	(22.704)
Variazione crediti commerciali	(18.269)	(124.495)
Variazione crediti tributari e altre attività correnti	(3.540)	(59.029)
Variazione debiti commerciali	98.154	84.338
Variazione debiti tributari e altre passività correnti	(3.998)	(29.044)
C. Flusso finanziario derivante da variazioni di CCN	51.026	(150.934)
D. Cash flow operativo (B+C)	378.571	183.023
Flusso finanziario da (per) attività di investimento		
Investimenti in attività materiali e immateriali	(339.749)	(493.254)
Investimenti in attività finanziarie	(60.285)	(46)
Realizzo investimenti e variazione attività destinate ad essere cedute	157.775	38.369
Dividendi ricevuti	9.417	11.137
Altri movimenti di attività finanziarie	131	-
E. Totale flusso finanziario da attività di investimento	(232.711)	(443.794)
F. Free cash flow (D+E)	145.860	(260.771)
Flusso finanziario da attività di finanziamento		
Erogazione di dividendi	(22.282)	(121.297)
Altre variazioni di Patrimonio netto	-	1.042
Nuovi mutui e finanziamenti a lungo termine	440.250	655.758
Rimborsi di mutui e finanziamenti a lungo termine	(503.133)	(109.518)
Variazione crediti finanziari	118.438	(43.927)
Variazione debiti finanziari	(195.850)	(220.641)
G. Totale flusso finanziario da attività di finanziamento	(162.577)	161.417
H. Flusso monetario del periodo (F+G)	(16.717)	(99.354)
I. Disponibilità liquide finali (A+H)	28.041	44.758

I dati dell'esercizio 2011, posti a confronto, sono stati rideterminati per effetto dell'adozione in via anticipata della versione rivista del principio IAS 19 *Benefici per i dipendenti*.

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, reti di distribuzione del gas e 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).

Nell'apposito paragrafo XII, 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.

I dati al 31 dicembre 2011, posti a confronto, sono stati rideterminati per effetto dell'adozione in via anticipata della versione rivista del principio IAS 19 Benefici per i dipendenti.

Sono state apportate delle riclassifiche ai prospetti al 31 dicembre 2011 per adeguarsi alla classificazione adottata per le voci corrispondenti al 31 dicembre 2012. Le riclassifiche principali sono descritte nelle note al bilancio.

Il bilancio consolidato della società, per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2012, comprende i bilanci della Società e delle sue controllate, i bilanci proporzionali delle società a controllo congiunto (unitamente, il "Gruppo" e, singolarmente, le "entità del Gruppo") e la quota di partecipazione del Gruppo in società collegate.

I. CONTENUTO E FORMA DEL BILANCIO CONSOLIDATO

Il Bilancio consolidato al 31 dicembre 2012 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), tutte le interpretazioni dell'International Financial Reporting Interpretations Committee (IFRIC), precedentemente nominato 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 2011, con le eccezioni evidenziate nei paragrafi "Principi contabili, emendamenti ed interpretazioni efficaci dal 1° gennaio 2012" e "Cambiamento principi contabili".

Il presente Bilancio consolidato al 31 dicembre 2012 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 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 la valutazione di 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 DI CONSOLIDAMENTO

Nell'area di consolidamento rientrano le società controllate, le partecipazioni in joint venture e le società collegate.

Società controllate (società consolidate con il metodo integrale)

Sono considerate controllate le imprese in cui il Gruppo esercita il controllo, così come definito dallo IAS 27 – Bilancio consolidato e bilancio separato.

Tale controllo esiste quando il Gruppo ha il potere, direttamente o indirettamente, di determinare le politiche finanziarie ed operative di un'impresa al fine di ottenere benefici dalle sue attività. 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 che il nuovo IAS 27, applicabile in modo prospettico dal 1° gennaio 2010, stabilisce 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.

In precedenza, la rilevazione dell'avviamento derivante dall'acquisizione di una partecipazione di terzi in una controllata, rappresentava l'eccedenza del costo dell'investimento aggiuntivo rispetto al valore contabile dell'interessenza nelle attività nette acquisite alla data di scambio.

Società a controllo congiunto (società consolidate con il metodo proporzionale)

Sono società sulla cui attività il Gruppo ha un controllo congiunto, così come definito dallo IAS 31 – Partecipazioni in joint venture, in virtù di accordi contrattuali. 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, in relazione all'effettiva possibilità da parte del socio privato di controllare congiuntamente le decisioni strategiche relative alla società partecipata.

Il bilancio consolidato include, linea per linea, la quota di pertinenza del Gruppo di ricavi, costi, attività e passività delle società a controllo congiunto dalla data in cui ha inizio il controllo congiunto alla data in cui questo cessa.

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.

III. 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 cinque 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:

- Bonifica Autocisterne
- Montequerce
- Tecnoborgo

3) Iren Emilia e le Società da questa controllate:

- AGA
- AMIAT V
- Consorzio GPO
- Enìa Parma
- Enìa Piacenza
- Enìa Reggio Emilia
- Eniatel
- Zeus

4) Iren Energia e le Società da questa controllate:

- AEM Torino Distribuzione
- CELPI (classificata come attività destinata ad essere ceduta)
- Iride Servizi e la controllata:
 - AEM NET
- Nichelino Energia

5) Iren Mercato e le Società da questa controllate:

- CAE Amga Energia, e le controllate:
 - O.C. CLIM
 - CLIMATEL
- GEA Commerciale

In tali società la Capogruppo detiene, direttamente o tramite sue controllate dirette e indirette, la maggioranza dei voti in assemblea ordinaria.

Società consolidate con il metodo proporzionale:

Sono consolidate con il metodo proporzionale le società su cui il Gruppo, a seguito di accordi stipulati con gli altri soci, ha il controllo congiunto. Tali società sono:

- AES Torino, partecipata al 51% da Iren Energia;
- Società Acque Potabili, partecipata al 30,86% da Iren Acqua Gas;
- Acquedotto Savona, partecipato al 100% da Società Acque Potabili;
- Acquedotto Monferrato, partecipato al 100% da Società Acque Potabili;
- Acque potabili Crotone, partecipata al 100% da Società Acque Potabili;
- OLT Offshore LNG S.p.A., partecipata al 41,71% da Iren Mercato;
- Iren Rinnovabili, partecipata al 90,185% da Iren Ambiente;
- Enia Solaris, partecipata al 100% da Iren Rinnovabili.

Per l'elenco dettagliato delle partecipazioni si rinvia agli elenchi inclusi tra gli Allegati.

VARIAZIONE AREA DI CONSOLIDAMENTO

Le variazioni dell'esercizio 2012 relative all'area di consolidamento del Gruppo Iren hanno riguardato:

- il consolidamento con il metodo integrale della società AMIAT V S.p.A. a seguito della costituzione della società avvenuta alla fine del mese di dicembre 2012. Il consolidamento della società non ha avuto effetti sul patrimonio netto di Gruppo, mentre ha comportato un incremento del patrimonio netto di terzi per 2.008 migliaia di euro. Per maggiori dettagli si rimanda al capitolo "Fatti di rilievo del periodo" della Relazione sulla gestione;
- l'uscita dal perimetro di consolidamento della società GEA per effetto del perfezionamento della cessione dell'intera partecipazione detenuta dal Gruppo, pari al 59,33% del capitale sociale, avvenuto in data 28 dicembre 2012. La cessione ha comportato un incremento del patrimonio netto di gruppo

pari a 7.033 migliaia di euro, mentre ha comportato una riduzione di 3.090 migliaia di euro sul patrimonio netto di terzi;

- l'uscita dal perimetro di consolidamento della società Sasternet per effetto del perfezionamento della cessione dell'intera partecipazione detenuta dal Gruppo, pari al 85% del capitale sociale, avvenuto nel mese di ottobre 2012. La cessione ha comportato una plusvalenza di gruppo pari a 397 migliaia di euro, mentre ha comportato una riduzione di circa 2.295 migliaia di euro sul patrimonio netto di terzi;
- l'uscita dal perimetro di consolidamento della società Tema per effetto della conclusione della procedura di liquidazione della società. Al 31 dicembre 2011 le attività e le passività di Tema erano esposte tra le attività destinate ad essere cedute e tra le passività correlate ad attività destinate ad essere cedute. Il deconsolidamento della società ha avuto un effetto non significativo sul patrimonio netto di gruppo e di terzi;
- l'uscita dal perimetro di consolidamento della società Undis Servizi in quanto nel corso del mese di luglio del 2012 si è perfezionata la cessione delle quote detenute dal Gruppo nella società. Il deconsolidamento della società ha avuto un effetto non significativo sul patrimonio netto di gruppo e di terzi.
- l'uscita dal perimetro di consolidamento della joint venture Namtra Investments Limited, società di diritto cipriota, in quanto si è concluso il processo di liquidazione e in data 21 giugno 2012 è stato ottenuto il certificato di cancellazione dal registro delle imprese cipriote. Il deconsolidamento della società ha avuto un effetto non significativo sul patrimonio netto di gruppo.

Inoltre, nel corso dell'esercizio 2012, si è ridotta dal 100% al 90,185% la percentuale di possesso delle società Iren Rinnovabili ed Enia Solaris a seguito dell'entrata nel capitale del socio CCPL con il quale è stato siglato un accordo di joint venture. Di conseguenza le due società vengono consolidate con il metodo proporzionale. L'operazione ha comportato un incremento del patrimonio netto di gruppo per 1.510 migliaia di euro.

IV. PRINCIPI CONTABILI E CRITERI DI VALUTAZIONE

Di seguito sono indicati i criteri adottati nella redazione del bilancio consolidato al 31 dicembre 2012 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 2011, ad eccezione di quanto riportato al paragrafo "Cambiamento principi contabili".

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 (comprensivi, 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. 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 della Legge 7 agosto 2012), è stato sospeso il relativo ammortamento. Le aliquote applicate sono riportate nella tabella seguente:

	Aliquota Minima	Aliquota Massima
Fabbricati	0,9%	11,1%
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%	100,0%

La differenza di aliquota minima relativa alle costruzioni leggere è dovuta ad un adeguamento delle vite utili dei rami idrici a quanto adottato dall'ATO. Gli effetti economici di tale variazione non sono significativi. Relativamente alla voce Hardware la variazione di aliquota minima è dovuta alla modifica dell'area di consolidamento.

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 dello stato patrimoniale 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 dello Stato Patrimoniale 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	50
Software	2	5
Altre attività immateriali a vita utile definita	3	20

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 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.

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 come gli stessi siano classificati nelle Altre passività, con la distinzione tra la quota corrente e non corrente, mentre il relativo rilascio confluisca 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.

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 nello stato patrimoniale 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, ovvero società sulle quali viene esercitata un'influenza notevole. Queste ultime sono 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 contabilizzate con il metodo del patrimonio netto", mentre la quota delle altre componenti di conto economico complessivo delle collegate 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 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. 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, par. 27A, 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 commerciali 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 a 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 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.

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 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 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.

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 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 consiste nella riduzione delle emissioni di CO2 entro il 2012 del 6,5% rispetto al livello del 1990.

Il Gruppo intende partecipare 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, 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 riscontano il costo d'acquisto dei titoli invenduti.

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.

CAMBIAMENTO PRINCIPI CONTABILI

A partire dall'esercizio 2012 la Società ha inteso applicare in via anticipata il principio IAS 19 revised (pubblicato in Gazzetta Ufficiale il 6 giugno 2012) come da opzione in esso prevista.

L'emendamento allo IAS 19 – Benefici ai dipendenti, elimina l'opzione di differire il riconoscimento degli utili e delle perdite attuariali con il metodo del corridoio (già non applicato presso il Gruppo Iren), richiedendo la presentazione nella situazione patrimoniale e finanziaria del deficit o surplus del fondo nella sua interezza. Inoltre prevede il riconoscimento separato nel conto economico delle componenti di costo legate alla prestazione lavorativa e gli oneri finanziari netti e l'iscrizione degli utili e perdite attuariali che derivano dalla rideterminazione in ogni esercizio della passività e attività tra gli Altri utili/(perdite) complessivi. Inoltre, il rendimento delle attività incluso tra gli oneri finanziari netti dovrà essere calcolato sulla base del tasso di sconto delle passività e non più del rendimento atteso delle stesse. L'emendamento

infine, introduce nuove informazioni addizionali da fornire nelle note al bilancio. In proposito si precisa che la versione “revised” del principio IAS 19, omologato da parte della Commissione Europea, prevede che, al fine di fornire informazioni attendibili e più rilevanti, la rilevazione di tali componenti avvenga direttamente tra le “Riserve da valutazione” incluse nel patrimonio netto con il riconoscimento immediato delle stesse nel “Prospetto di conto economico complessivo”.

I dati comparativi relativi al bilancio 2011, come previsto dallo IAS 8, sono stati adeguati per renderli confrontabili con quelli dell’esercizio 2012.

Nella tabella seguente vengono riportati gli effetti dell’applicazione anticipata sulle voci di bilancio dell’esercizio 2011 che si traduce nell’eliminazione degli utili e perdite attuariali dai proventi o oneri finanziari e dalla loro contabilizzazione tra le altre componenti di conto economico complessivo. Viene inoltre evidenziato il relativo effetto fiscale.

	migliaia di euro
	Esercizio 2011
Proventi finanziari	(5.042)
Oneri finanziari	433
Imposte sul reddito	1.472
Risultato netto del periodo	(3.137)
Altre componenti di conto economico complessivo	
Utili (perdite) attuariali piani per dipendenti a benefici definiti (IAS19)	4.609
Effetto fiscale delle altre componenti di conto economico complessivo	(1.472)
Totale altre componenti di conto economico complessivo	3.137
Totale risultato complessivo	-

PRINCIPI CONTABILI, EMENDAMENTI ED INTERPRETAZIONI EFFICACI DAL 1° GENNAIO 2012

In data 7 ottobre 2010 lo IASB ha pubblicato alcuni emendamenti al principio *IFRS 7 – Strumenti finanziari: Informazioni integrative*, applicabili per i periodi contabili che avranno inizio il o dopo il 1° luglio 2011. Tali emendamenti, omologati dagli organi competenti dell’Unione Europea con Regolamento pubblicato il 23 novembre 2011, mirano a consentire agli utilizzatori del bilancio di comprendere meglio le esposizioni ai rischi connesse con il trasferimento di attività finanziarie e gli effetti di detti rischi sulla posizione finanziaria dell’entità. Gli emendamenti inoltre richiedono maggiori informazioni nel caso in cui un ammontare sproporzionato di tali transazioni sia posto in essere in prossimità della fine di un periodo contabile.

L’adozione di tale modifica non ha prodotto alcun effetto dal punto di vista della valutazione delle poste di bilancio.

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

Si segnalano inoltre i seguenti Principi contabili, emendamenti ed interpretazioni non ancora applicabili e non adottati in via anticipata dal gruppo Iren:

- In data 12 maggio 2011 lo IASB ha emesso il principio IFRS 10 – *Bilancio Consolidato* che sostituirà il SIC-12 *Consolidamento – Società a destinazione specifica (società veicolo)* e parti dello IAS 27 – *Bilancio consolidato e separato* il quale sarà ridenominato *Bilancio separato* e disciplinerà il trattamento contabile delle partecipazioni nel bilancio 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 deve essere applicato in modo retrospettivo, al più tardi, dagli esercizi aventi inizio dal o dopo il 1° gennaio 2014.

- In data 12 maggio 2011 lo IASB ha emesso il principio IFRS 11 – Accordi di compartecipazione che sostituirà 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 congiunti:
 1. le operazioni congiunte;
 2. le *joint ventures*.

Le due tipologie si distinguono in base ai diritti e agli obblighi che sorgono in capo alle parti di un accordo congiunto. In una operazione congiunta le parti hanno diritti riguardanti le attività e obbligazioni relative alle passività dell'accordo congiunto, mentre in una *joint venture* le parti hanno diritti alle attività nette dell'accordo. L'IFRS 11 stabilisce che le attività, passività, costi e ricavi di un'operazione congiunta vengano rilevate dalle parti in base alla percentuale di controllo e, per contro, che le *joint ventures* siano rilevate dalle parti utilizzando il metodo del Patrimonio netto, così come previsto dallo IAS 28 "Partecipazioni in imprese collegate e *joint ventures*". Il principio deve essere applicato in modo retrospettivo, al più tardi, dagli esercizi aventi inizio dal o dopo il 1° gennaio 2014. A seguito dell'emanazione del principio lo IAS 28 – *Partecipazioni in imprese collegate* è stato emendato per comprendere nel suo ambito di applicazione, dalla data di efficacia del principio, anche le partecipazioni in imprese a controllo congiunto.

- In data 12 maggio 2011 lo IASB ha emesso il principio IFRS 12 – *Informazioni aggiuntive su partecipazioni in altre imprese* che è un nuovo e completo principio sulle informazioni aggiuntive da fornire su ogni tipologia di partecipazione, ivi incluse quelle su imprese controllate, gli accordi di compartecipazione, collegate, società a destinazione specifica ed altre società veicolo non consolidate. Il principio deve essere applicato in modo retrospettivo, al più tardi, dagli esercizi aventi inizio dal o dopo il 1° gennaio 2014.
- In data 12 maggio 2011 lo IASB ha emesso il principio IFRS 13 – *Misurazione del fair value* che chiarisce come deve essere determinato il fair value ai fini del bilancio e si applica a tutti i principi IFRS che richiedono o permettono la misurazione del fair value o la presentazione di informazioni basate sul fair value. Qualora non sia disponibile un fair value direttamente osservabile sul mercato, il principio prevede l'utilizzo di tre possibili tecniche di valutazione: a) il prezzo di mercato desumibile da transazioni simili; b) il valore attuale netto dei flussi di cassa; c) il valore di sostituzione. Il principio è applicabile in modo prospettico dal 1° gennaio 2013.
- In data 16 giugno 2011 lo IASB ha emesso un emendamento allo IAS 1 – *Presentazione del bilancio* per richiedere alle imprese di raggruppare tutti i componenti presentati tra gli Altri utili/(perdite) complessivi a seconda che esse possano o meno essere riclassificate successivamente a conto economico. L'emendamento è applicabile dagli esercizi aventi inizio dopo o dal 1° luglio 2012.
- 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. Gli emendamenti sono applicabili in modo retrospettivo per gli esercizi aventi inizio dal o dopo il 1° gennaio 2014.
- In data 16 dicembre 2011 lo IASB ha emesso alcuni emendamenti all'IFRS 7 – *Strumenti finanziari: informazioni integrative*. L'emendamento richiede informazioni sugli effetti o potenziali effetti dei contratti di compensazione delle attività e passività finanziarie sulla situazione patrimoniale-finanziaria. Gli emendamenti sono applicabili per gli esercizi aventi inizio dal o dopo il 1° gennaio 2013 e periodi intermedi successivi a tale data. Le informazioni devono essere fornite in modo retrospettivo.

Alla data del presente bilancio gli organi competenti dell'Unione Europea non hanno ancora concluso il processo di omologazione dei seguenti principi contabili.

- In data 12 novembre 2009 lo IASB ha pubblicato il principio IFRS 9 – *Strumenti finanziari*, lo stesso principio è poi stato emendato. Il principio, applicabile dal 1° gennaio 2015 in modo retrospettivo, rappresenta la prima parte di un processo per fasi che ha lo scopo di sostituire interamente lo IAS 39 e introduce dei nuovi 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.

- In data 17 maggio 2012, lo IASB ha emesso un insieme di modifiche agli IFRS (Annual Improvement to IFRS's – 2009-2011 Cycle) che saranno applicabili in modo retrospettivo dal 1° gennaio 2013. Gli emendamenti riguardano principalmente i seguenti principi contabili internazionali:
 - a) IAS 1 - *Presentazione del bilancio*. L'emendamento chiarisce le modalità di presentazione delle informazioni comparative nel caso in cui un'impresa modifichi dei principi contabili e nei casi in cui l'impresa effettui una riesposizione retrospettiva o una riclassifica e nei casi in cui l'impresa fornisca delle situazioni patrimoniali aggiuntive rispetto a quanto richiesto dal principio; le modifiche apportate riguardano altresì la tematica dei contributi pubblici;
 - b) IAS 16 - *Immobil, impianti e macchinari*. L'emendamento chiarisce che i ricambi e le attrezzature sostitutive devono essere capitalizzate solo se questi rispettano la definizione di Immobili, impianti e macchinari, altrimenti devono essere classificate come Rimanenze;
 - c) IAS 32 - *Strumenti finanziari: esposizione in bilancio*. L'emendamento elimina un'incoerenza tra lo IAS 12 – Imposte sul reddito e lo IAS 32 sulla rilevazione delle imposte derivanti da distribuzioni ai soci stabilendo che queste devono essere rilevate a conto economico nella misura in cui la distribuzione si riferisce a proventi generati da operazioni originariamente contabilizzate a conto economico.
 - d) IAS 34 - *Bilanci intermedi*. Con riferimento all'informativa a livello di segment reporting, l'emendamento precisa che il totale delle attività per ciascun settore o segmento operativo dovrà essere riportato solo se tale informazione è regolarmente fornita dal chief operating decision maker dell'entità e si è verificato un cambiamento significativo nel totale dell'attività del segmento rispetto a quanto riportato nell'ultima Relazione finanziaria annuale.

Gli amministratori stanno valutando, con particolare riferimento all'IFRS 11, l'impatto sul Gruppo dei nuovi principi sopra menzionati.

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.

V. RISK MANAGEMENT

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

Nell'ambito del modello di Enterprise Risk Management del Gruppo, sono stati integrati anche i rischi c.d. Reputazionali, connessi al mantenimento della fiducia e dell'immagine positiva del Gruppo da parte degli stakeholder.

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.

Nell'ambito del Gruppo Iren è stata costituita la Direzione "Risk Management", posta alle dipendenze dell'Amministratore Delegato, a cui sono state formalmente demandate le seguenti attività:

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

La Direzione Risk Management, inoltre, su base trimestrale, effettua l'analisi della sinistrosità su tutte le aree operative del Gruppo e ne definisce le modalità di contenimento e riduzione.

Di seguito si riporta una sintesi della modalità di gestione dei rischi del Gruppo.

RISCHI FINANZIARI

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

a) Rischio di liquidità

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

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

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

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

Viene costantemente monitorata la situazione finanziaria attuale, prospettica e la disponibilità di adeguati affidamenti bancari. Al 31 dicembre 2012 gli affidamenti bancari a breve termine utilizzati dalla Capogruppo sono pari a 269 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 (*)	2.441.635	(2.874.532)	(393.353)	(1.502.559)	(978.620)
Coperture rischio tasso	59.767	(57.495)	(18.797)	(35.531)	(3.167)

(*) 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 2012 al Gruppo Iren sono stati erogati nuovi finanziamenti a medio-lungo termine per complessivi 440 milioni di euro, di cui 402 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 della Relazione sulla Gestione.

Si evidenzia che al 31.12.2012 il debito residuo per mutui risulta contrattualizzato per il 42% a tasso fisso e per il 58% 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 i contratti di finanziamento a medio lungo termine di alcune società del Gruppo prevedono il rispetto di indici finanziari (Posizione Finanziaria Netta/EBITDA, Posizione Finanziaria Netta/Patrimonio Netto) che risultano soddisfatti.

b) Rischio di cambio

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

c) Rischio tassi di interesse

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

Con un'ottica non speculativa, i rischi connessi alla crescita dei tassi di interesse vengono monitorati e, se ritenuto opportuno, ridotti o eliminati stipulando con controparti finanziarie di elevato *standing* creditizio, appositi contratti (*swap* e *collar*) che perseguono esclusivamente finalità di copertura dei flussi finanziari (*cash flow hedge*). Alla data del 31 dicembre 2012 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*.

Il *fair value* complessivo dei suddetti contratti di copertura su tassi di interesse al 31 dicembre 2012 è negativo per 59.767 migliaia di euro.

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 70% 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 2012.

	migliaia di euro	
	aumento di 100 bps	diminuzione di 100 bps
Incremento (diminuzione) degli oneri finanziari netti	4.696	(4.675)
Incremento (diminuzione) degli oneri da <i>fair value</i> contratti derivati	861	(246)
Incremento (diminuzione) della riserva copertura flussi finanziari	25.654	(26.899)

RISCHIO DI CREDITO

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

Il Gruppo, nello svolgimento della propria attività, è esposto al rischio che i crediti possano, a causa delle condizioni finanziarie dell'obbligato in relazione all'attuale crisi economico-finanziaria generalizzata, non essere onorati alla scadenza e quindi i rischi sono riconducibili oltre all'aumento dell'anzianità dei crediti, al rischio di insolvibilità ed all'aumento dei crediti sottoposti a procedure concorsuali oltre che incorrere in una perdita di valore che può comportare la cancellazione in tutto o in parte dal bilancio.

Per controllare il rischio di credito, la cui gestione operativa è demandata alle singole funzioni territoriali, sono state definite metodologie per il monitoraggio ed il controllo dei crediti oltre alla definizione di strategie atte a ridurre l'esposizione creditizia tra le quali l'analisi di solvibilità dei Clienti in fase di acquisizione attraverso un'accurata analisi del merito creditizio finalizzata a contenere il rischio di insolvenza, l'affidamento di crediti di Clienti cessati e/o attivi a società di recupero crediti esterne e la gestione del contenzioso legale dei crediti relativi ai servizi erogati con l'introduzione di nuove modalità di recupero.

La politica di gestione dei crediti commerciali 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 per fasce dimensionali di consumo.

Al fine di rafforzare la capacità di analisi e monitoraggio dei crediti, nel corso degli ultimi anni sono stati introdotti, nuovi strumenti volti all'acquisizione d'informazioni commerciali e delle esperienze di pagamento dei Clienti, alla gestione operativa del recupero del credito scaduto, facendo ricorso all'outsourcing delle attività di sollecito telefonico per alcuni segmenti di clientela. Il Gruppo sta inoltre completando il progetto "contatori elettronici" con lo scopo di migliorare la tempestività dei distacchi e comprimerne i costi.

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

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

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

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

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

Nel corso dell'anno 2012 è stato avviato inoltre un progetto di "cessione dei crediti" con l'obiettivo di implementare un applicativo in grado di gestire operazioni di smobilizzo dei crediti in modo strutturato.

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 scaduto, sia a livello di Società di primo livello sia per il Gruppo nel suo complesso.

Durante le Commissioni, 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 la controllata Iride Servizi ed il Comune di Torino. Per maggiori dettagli si rimanda in particolare alla nota di commento 7_Attività finanziarie non correnti del bilancio consolidato.

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 novembre e dicembre 2011, a copertura del portafoglio energetico del 2012, sono state stipulate operazioni di derivato su commodity (Commodity swap su indice Gas Release 07) per un nozionale complessivo di 1,7 TWh e due operazioni di derivato su cambio (Average Rate Forward) per 105.000 mila USD. Un ulteriore derivato su cambio è stato stipulato a febbraio 2012 per 25.000 mila USD con validità gli ultimi quattro mesi del 2012.

Nei mesi di novembre e dicembre 2012, a copertura del portafoglio energetico del 2013, sono state stipulate operazioni di derivato su commodity (Commodity swap su indice Gas Release 07) per un nozionale complessivo di 2 TWh. Sempre nel mese di dicembre sono poi stati stipulati ulteriori swap su indice Gas Release 07 per 0,5 TWh abbinati ad operazioni di swap su PUN per pari nozionale che conseguono l'obiettivo di stabilizzare il margine.

Il Fair Value dei contratti in essere al 31 dicembre 2012 è complessivamente negativo e pari a 3.905 migliaia di euro.

Nell'ambito della società Iren Mercato è stata avviata 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.

I contratti che originano tale attività sono classificati in un apposito Portafoglio di Trading il cui fair value totale al 31 dicembre 2012 è pari a -77 migliaia di euro.

Nel corso delle Commissioni Energy Risk, si verifica il rispetto dei limiti imposti dalla policy per quanto riguarda le principali metriche e si analizzano la situazione di mercato, i volumi di vendita, l'esposizione ai rischi legati al tasso di cambio e ai prezzi delle materie prime energetiche e l'andamento delle coperture stipulate.

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.

	31.12.2012		31.12.2011	
	Valore contabile	Fair Value	Valore contabile	Fair Value
Attività per contratti derivati di copertura	80	80	473	473
Mutui quota non corrente e bond (*)	(2.120.293)	(2.020.406)	(2.004.987)	(2.087.892)
Mutui quota corrente	(321.342)	(373.177)	(499.203)	(568.689)
Passività per contratti derivati di copertura	(59.847)	(59.847)	(43.251)	(43.251)
Totale	(2.501.402)	(2.453.350)	(2.546.968)	(2.699.359)

(*) Il fair value del Put Bond al 31.12.2012 è pari a 196.822 migliaia di euro.

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).

31.12.2012	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		845		845
Totale attività	-	845	-	845
Passività finanziarie derivate		(64.593)		(64.593)
Totale complessivo	-	(63.748)	-	(63.748)

	migliaia di euro			
31.12.2011	Livello 1	Livello 2	Livello 3	Totale
Attività finanziarie disponibili per la vendita		36	140.273	140.309
Attività finanziarie designate al fair value rilevato a conto economico				-
Investimenti finanziari detenuti per finalità di trading				-
Attività finanziarie derivate		15.155		15.155
Totale attività	-	15.191	140.273	155.464
Passività finanziarie derivate		(50.578)		(50.578)
Totale complessivo	-	(35.387)	140.273	104.886

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*. Al 31 dicembre 2011 nel livello 3 era ricompresa la partecipazione in Delmi, per un importo pari a 140.273 migliaia di euro.

RISCHI OPERATIVI

Rientrano in questa categoria tutti i rischi non ricompresi negli ambiti precedenti che possono impattare sul conseguimento degli obiettivi operativi, vale a dire relativi all'efficacia e all'efficienza delle operazioni aziendali inclusi i livelli di performance, di redditività e di protezione delle risorse da eventuali perdite. Il modello di Enterprise Risk Management operativo nell'ambito del Gruppo ha come obiettivo la gestione integrata e sinergica dei rischi e segue un processo che si articola nelle seguenti fasi:

- individuazione;
- valutazione;
- trattamento;
- controllo;
- reporting.

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

I principali rischi rientranti nelle categorie di cui sopra sono valutati in termini di impatto, di probabilità di accadimento e di livello di controllo; tali valutazioni sono soggette a revisione periodica. Sono monitorati altresì gli indicatori che consentono di esaminare il rischio in termini di trend e di criticità.

Su base 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.

Oltre ai rischi c.d. operativi, sono gestiti anche i principali rischi reputazionali.

Le situazioni di rischio e i relativi indicatori sono trasmessi al top management e ai risk owner, che sono coinvolti nelle attività di mitigazione e di miglioramento.

L'analisi di rischio è utilizzata come input per la redazione degli strumenti di pianificazione.

Il processo di gestione dei rischi operativi è anche finalizzato all'ottimizzazione dei profili assicurativi di Gruppo nei principali filoni "property" e "liability".

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 e per quanto possibile mitigarne gli effetti.

b. Rischi strategici

Il settore delle local utilities è in fase di forte evoluzione e consolidamento. Deregolamentazione e liberalizzazione impongono di affrontare con maggior decisione la pressione competitiva, cogliendo le occasioni di crescita aziendale esogena ed endogena che il nuovo scenario di mercato offre.

Il piano di sviluppo strategico del Gruppo Iren prevede l'effettuazione di considerevoli investimenti, dallo sviluppo in joint venture di importanti impianti di rigassificazione per la fornitura del gas, alla realizzazione o al rinnovo degli impianti di cogenerazione per completare il piano di estensione del teleriscaldamento, al consolidamento della presenza nei settori della distribuzione di energia elettrica, del gas, nel settore idrico e nel settore ambientale.

Da tutto ciò deriva un'esposizione del Gruppo a rischi di carattere normativo, tecnico, commerciale, economico e finanziario (ottenimento di autorizzazioni, applicazione di nuove tecnologie, rispetto delle marce commerciali, analisi della posizione competitiva, etc.), cui esso fa fronte attraverso processi e strutture dedicate, volti a presidiare tutte le fasi dalla valutazione, all'autorizzazione, alla realizzazione di tali progetti.

Sui rischi di tipo strategico, 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 viene 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 ha recentemente svolto dei survey, grazie ai quali ha potuto dettagliare accuratamente gli eventi a cui tali impianti potrebbero essere esposti e le conseguenti azioni di prevenzione.

Sono altresì operativi strumenti assicurativi opportunamente configurati in base alle singole realtà impiantistiche.

d. Rischi informatici

I principali rischi operativi di tipo informatico sono correlati alla disponibilità dei sistemi "core" tra i quali 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 vengono sottoposte a simulazioni, al fine di garantirne l'efficacia.

e. Rischio congiunturale

La difficile situazione economica mondiale degli ultimi anni, che ha colpito pesantemente i Paesi dell'Eurozona, sta tuttora avendo effetti recessivi gravi sulle finanze dello Stato e delle imprese.

In particolare, il crollo dei consumi e della produzione industriale può avere forti impatti su imprese che, come Iren, prestano servizi di pubblica utilità ai cittadini e alle imprese.

Secondo il Bollettino Economico della Banca d'Italia, non emergono nel nostro Paese segnali di un'inversione ciclica nel primo semestre 2013; il ritorno alla crescita, seppur modesta, potrebbe avvenire nel secondo semestre. L'andamento della domanda interna di beni e servizi e le condizioni (costo e qualità) del credito costituiscono le maggiori incertezze sulla previsione di ripresa economica.

Nell'ambito del Gruppo Iren, attraverso il sistema di Enterprise Risk Management, sono monitorati l'evoluzione e gli impatti sulle business unit aziendali assumendo i possibili correttivi, in particolare nei settori finanziario e delle commodity.

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.

VI. INFORMATIVA SUI RAPPORTI 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 interno in materia di operazioni con parti correlate", che si applica a far data dal 1° gennaio 2011, è pubblicato sul sito Iren (www.gruppofiren.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.

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 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 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.

Dal 2010, 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.. Detto contratto viene periodicamente aggiornato per modifiche normative o riorganizzazioni societarie.

Il perimetro di consolidamento fiscale, nell'esercizio 2012, oltre alla consolidante Iren S.p.A., include quindi, senza soluzione di continuità, le seguenti società: AEM Torino Distribuzione, CELPI, Iride Servizi, AEMNET, Iren Acqua Gas, Iren Mercato, Iren Energia, CAE AMGA Energia, AGA, AES Torino, Mediterranea delle Acque, Zeus (oggi incorporata nella società Iren Emilia), Immobiliare delle Fabbriche, Nichelino Energia, ENIA Parma, ENIA Piacenza, ENIA Reggio Emilia, Eniatel, Tecnoborgo, Iren Ambiente e Iren Emilia, Genova Reti Gas.

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 sopra indicate, le parti hanno convenuto sulla necessità di aggiornare il Regolamento in vigore in conformità a quanto previsto dall'art. 22 dello stesso, 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). Detta addizionale deve essere liquidata in modo autonomo da dette società anche se partecipanti al consolidato fiscale.

Opzione per l'IVA di Gruppo - Il gruppo Iren ha optato nell'anno 2012 per la Liquidazione IVA di Gruppo provvedendo all'invio dell'opzione entro i termini di legge.

Da un punto di vista procedurale, per l'esercizio 2012, 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., Iride Servizi S.p.A., Iren Acqua Gas S.p.A., Iren Mercato S.p.A., AEM Torino Distribuzione S.p.A., AEMNET S.p.A., CAE AMGA Energia S.p.A., AES Torino S.p.A., CELPI, Genova Reti Gas, Nichelino Energia, Idrotigullio, ENIA Reggio Emilia S.p.A., ENIA Parma S.p.A., ENIA Piacenza S.p.A., Iren Ambiente S.p.A., Iren Emilia S.p.A., ENIA Solaris S.p.A..

Altre operazioni significative con società collegate

Si segnala inoltre che nel 2012 è proseguita l'operatività di Iren Mercato tramite il contratto di fornitura gas con le società collegate Plurigas e Sinergie Italiane che ha consentito di servire, oltre al bacino genovese ed emiliano, anche alcune aziende commerciali facenti capo al Gruppo Iren.

Il Gruppo, tramite Iren Mercato, dispone inoltre, tramite contratti di Tolling, di una quota parte dell'energia derivante dalle centrali della collegata Edipower.

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 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 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 IRIDE Servizi e la Città di Torino.

Inoltre si segnala la partecipazione di alcune società del Gruppo Iren alla gara pubblica bandita dall'Amministrazione Comunale per la cessione di quote di partecipazione al capitale sociale di TRM e di AMIAT. Per maggiori dettagli si rimanda a quanto riportato nel paragrafo "Fatti di rilievo del periodo" della Relazione sulla gestione.

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, CAE 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.

Iren Emilia assicura

- 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 è stato affidato a Banca IMI S.p.A. l’incarico di *advisor* finanziario in un’operazione straordinaria.

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 amministratori

Da ultimo e per ciò che concerne i *key managers*, si segnala che:

- a) il Presidente di Iren S.p.A. (Ing. Bazzano) riveste altresì la carica di Amministratore Delegato e di Direttore Generale in Iren Acqua Gas;
- b) l’Amministratore Delegato di Iren S.p.A. (Ing. Garbati) riveste altresì la carica di Amministratore Delegato e di Direttore Generale in Iren Energia;
- c) il Direttore Generale di Iren S.p.A. (Dr. Viero) riveste altresì la carica di Amministratore Delegato e di Direttore Generale in Iren Emilia e di Amministratore Delegato in Iren Ambiente.

L’interesse che tali Organi delegati hanno in operazioni fra la Capogruppo e le Società di Primo Livello è dichiarato in occasione della loro approvazione da parte dei rispettivi Consigli di Amministrazione.

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.

VII. FATTI DI RILIEVO AVVENUTI DOPO LA CHIUSURA DELL’ESERCIZIO

Esercizio dell’opzione *put* per l’uscita da Edipower

Il Consiglio di Amministrazione di Iren S.p.A. ha deliberato il 16 gennaio 2013 di dar corso all’esercizio dell’opzione *put* per l’uscita da Edipower, contemplata dagli accordi, e di avviare la procedura formale secondo le modalità e i tempi previsti dai suddetti accordi.

Variazione dei componenti del Consiglio di Amministrazione di Iren S.p.A.

Il 6 febbraio 2013 il Consiglio di Amministrazione di Iren S.p.A. ha nominato Lorenzo Bagnacani Consigliere, Vice Presidente e membro del Comitato Esecutivo della multiutility in sostituzione di Luigi Giuseppe Villani, dimessosi il 19 gennaio 2013, a seguito delle indagini in corso che hanno portato all’applicazione di provvedimenti restrittivi nei confronti, tra gli altri, anche dell’ex Presidente di Iren Emilia S.p.A., Angelo Buzzi. Iren S.p.A. è già parte civile nei processi scaturiti dall’indagine “Green Money” da cui discende l’operazione “Public Money” in cui emergono circostanze che confermerebbero la condizione di parte lesa dell’Azienda. La Società ha garantito la massima collaborazione agli organi inquirenti, come avvenuto in occasione di “Green Money” che aveva portato al licenziamento dei due dipendenti all’epoca coinvolti nell’inchiesta. Esprimendo piena fiducia nell’operato della Magistratura, Iren S.p.A. ha ribadito la propria totale estraneità ai fatti contestati ai soggetti coinvolti e, ritenendosi parte lesa, ha dato mandato ai propri legali per l’eventuale tutela dei propri interessi e della propria immagine.

Si specifica inoltre che dalle verifiche interne svolte da Internal Auditing non sono emerse responsabilità a carico della Società ai sensi del D. Lgs. 231/2001.

Presentazione aggiornamento del Piano Industriale al 2015

Il Gruppo Iren ha presentato il 6 febbraio 2013 alla comunità finanziaria l'aggiornamento del Piano Industriale al 2015. Il Piano prevede il conseguimento di un Ebitda al 2015 di circa 670 milioni di euro, con una crescita media annua del 3,2%, una Posizione finanziaria netta in contrazione per circa 700 milioni di euro rispetto al 2011 e con valori a fine piano inferiore a 2 miliardi di euro.

Gli investimenti cumulati per il periodo 2013 - 2015 si attestano a circa 800 milioni di euro.

Linee strategiche di sviluppo contemplano:

- il consolidamento e la crescita all'interno dei territori di riferimento, nei *business* in cui il Gruppo Iren è tra i *leader* di settore: Ambiente, Ciclo Idrico Integrato e Teleriscaldamento.
- il raggiungimento dell'*operational full potential*, completando il processo di integrazione e razionalizzazione interno al Gruppo e realizzando ulteriori rilevanti efficienze operative.
- lo sviluppo della base clienti all'interno dei territori di riferimento con particolare attenzione alle fasce *retail* e *small business*.
- la riduzione del livello di indebitamento tramite il contenimento degli investimenti, le dismissioni di *asset non-core* e la riduzione del capitale circolante.
- l'attuazione di *partnership* finanziarie, per cogliere nuove opportunità di sviluppo mantenendo l'equilibrio finanziario.
- la crescita del valore del Gruppo e mantenimento di un adeguato ritorno per gli azionisti.

Finanziamento di 100 milioni di euro da CDP

Il 25 febbraio 2013 Iren S.p.A. ha stipulato con Cassa Depositi e Prestiti S.p.A. (CDP) un contratto di finanziamento dell'ammontare di 100 milioni di euro e durata 15 anni destinato a supportare la realizzazione del Piano Industriale 2013-2015, in particolare per quanto riguarda gli investimenti del settore Infrastrutture energetiche.

VIII. ALTRE INFORMAZIONI

COMUNICAZIONE CONSOB N. DEM/6064293 del 28 luglio 2006

Eventi e operazioni significative non ricorrenti

A dicembre 2012 alcune società controllate da Iren S.p.A. hanno conferito 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.

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 pari al 5% del Fondo stesso (obiettivo da raggiungere nel corso del 2013).

All'atto del conferimento degli immobili, il Gruppo Iren (quale unico soggetto apportante) ha ricevuto le quote del Fondo, che sono state poi al 31/12/2012 cedute per una quota pari al 51% circa del totale. Il Gruppo, quindi, resta in possesso a fine anno del residuo 49% circa, con l'impegno (da parte della SGR) di cederne il 44% nel corso del 2013.

Il Patrimonio Immobiliare del Gruppo Iren oggetto di cessione è costituito da 12 immobili, strumentali all'attività del Gruppo stesso. Per un immobile appartenente a Iren Energia, sottoposto a condizione sospensiva, la vendita sarà di fatto perfezionata nel corso del primo semestre 2013 (si tratta comunque di valori non particolarmente significativi).

Di seguito si riepilogano i valori relativi all'operazione:

Società Apportante	Valore contabile ceduto	Valore di Apporto	Plusvalenza	Minusvalenza
	al 31/12/2012			
Iren Acqua Gas	5.455	15.000	9.843	(298)
Iren Energia (*)	8.324	33.500	25.176	-
Iride Servizi	7.741	17.000	9.259	-
Iren Emilia	45.346	31.000	-	(14.346)
Totale	66.866	96.500	44.278	(14.644)

migliaia di euro

(*) valori al netto dell'immobile sottoposto a condizione sospensiva

L'impatto complessivo della plusvalenza netta che si origina dall'operazione, a livello di Gruppo, ammonta quindi a circa euro 29,6 milioni di euro. Di questi, circa 21 milioni sono stati rinviati all'esercizio successivo, in quanto relativi alla parte di quote del Fondo che saranno di fatto collocate nel 2013. I restanti 8,6 milioni sono invece stati imputati all'esercizio 2012 (si tratta del 51% della plusvalenza totale al netto della minusvalenza realizzata da Iren Emilia). Per maggiori dettagli si vedano le note al bilancio di seguito commentate.

Questa operazione di conferimento si configura come un'operazione di 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.).

A fronte del conferimento, le società apportanti si sono iscritte un fondo rischi per un ammontare complessivo, a livello di Gruppo, pari a circa 7,6 milioni di euro. Si tratta di un fondo accantonato a fronte di possibili oneri legati al cambio di destinazione urbanistica degli immobili oggetto del conferimento, determinato sulla base di quanto stabilito dagli accordi di indennizzo stipulati con la società che gestisce il fondo stesso.

Nell'esercizio 2011 gli "Eventi e operazioni significative non ricorrenti" hanno riguardato il riassetto societario che ha coinvolto A2A S.p.A., EDF S.A., Delmi S.p.A., Edison S.p.A. e Iren S.p.A.. A tale riguardo in data 27 dicembre 2011 le succitate società hanno annunciato di aver raggiunto un'intesa per il riassetto societario di Edison S.p.A. e di Edipower S.p.A.. Al momento della pubblicazione del bilancio 2011, nonostante tale contesto non fosse definitivo, si era ritenuta l'operazione altamente probabile e pertanto si era provveduto a svalutare la partecipazione in Delmi (136.126 migliaia di euro) per adeguare il valore di carico al valore espresso dall'operazione di riassetto societario di Edison S.p.A. e di Edipower S.p.A.. Per maggiori dettagli si rimanda a quanto esposto nel bilancio 2011.

Posizioni o transazioni derivanti da operazioni atipiche e/o inusuali

Si precisa che nel corso dell'esercizio 2012 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 10 aprile 2013. 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.

IX. 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 31/12/2012	F.do amm.to al 31/12/2012	Valore netto al 31/12/2012	Costo al 31/12/2011	F.do amm.to al 31/12/2011	Valore netto al 31/12/2011
Terreni	68.563	(14)	68.549	75.984	(1.510)	74.474
Fabbricati	239.489	(77.755)	161.734	337.747	(104.865)	232.882
Fabbricati in leasing	6.735	(2.030)	4.705	6.735	(1.828)	4.907
Terreni e Fabbricati	314.787	(79.799)	234.988	420.466	(108.203)	312.263
Impianti e macchinari	3.092.574	(1.207.380)	1.885.194	2.833.188	(1.112.482)	1.720.706
Impianti e macchinari in leasing	643	(562)	81	1.010	(581)	429
Impianti e macchinari	3.093.217	(1.207.942)	1.885.275	2.834.198	(1.113.063)	1.721.135
Attrezzature ind.li e comm.li	84.843	(55.421)	29.422	82.070	(50.038)	32.032
Attrezzature ind.li e comm.li in leasing	-	-	-	-	-	-
Attrezzature industriali e commerciali	84.843	(55.421)	29.422	82.070	(50.038)	32.032
Altri beni	116.823	(96.100)	20.723	117.494	(92.849)	24.645
Altri beni in leasing	15.397	(978)	14.419	1.883	(1.535)	348
Altri beni	132.220	(97.078)	35.142	119.377	(94.384)	24.993
Attività materiali in corso ed acconti	628.470	-	628.470	747.155	-	747.155
Totale	4.253.537	(1.440.240)	2.813.297	4.203.266	(1.365.688)	2.837.578

La movimentazione del costo storico delle attività materiali è esposta nella tabella seguente:

	Saldo iniziale	Variazione area di consolidamento	Incrementi	Decrementi	Riclassifiche	Altri movimenti	Saldo Finale
Terreni	75.984	(166)	4.016	(10.497)	(726)	(48)	68.563
Fabbricati	337.747	(1.821)	2.084	(100.178)	1.855	(198)	239.489
Fabbricati in leasing	6.735	-	-	-	-	-	6.735
Terreni e fabbricati	420.466	(1.987)	6.100	(110.675)	1.129	(246)	314.787
Impianti e macchinari	2.833.188	(26.608)	73.537	(1.877)	217.733	(3.399)	3.092.574
Impianti e macchinari in leasing	1.010	(366)	-	(1)	-	-	643
Impianti e macchinari	2.834.198	(26.974)	73.537	(1.878)	217.733	(3.399)	3.093.217
Attrezzature industriali e commerciali	82.070	(103)	3.275	(1.136)	800	(63)	84.843
Attrezzature in leasing	-	-	-	-	-	-	-
Attrezzature ind.li e commerciali	82.070	(103)	3.275	(1.136)	800	(63)	84.843
Altri beni	117.494	(773)	3.537	(4.152)	822	(105)	116.823
Altri beni in leasing	1.883	-	14.513	(999)	-	-	15.397
Altri beni	119.377	(773)	18.050	(5.151)	822	(105)	132.220
Attività materiali in corso ed acconti	747.155	(87)	114.796	(12.389)	(220.592)	(413)	628.470
Totale	4.203.266	(29.924)	215.758	(131.229)	(108)	(4.226)	4.253.537

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	Altri movimenti	Saldo Finale
F.do amm.to terreni	(1.510)	-	-	1.496	-	-	(14)
F.do amm.to fabbricati	(104.865)	1.005	(9.624)	35.708	15	6	(77.755)
F.do amm.to fabbricati in leasing	(1.828)	-	(202)	-	-	-	(2.030)
F.do amm.to fabbricati	(108.203)	1.005	(9.826)	37.204	15	6	(79.799)
F.do amm.to impianti e macchinari	(1.112.482)	7.484	(103.276)	807	2	85	(1.207.380)
F.do amm.to impianti e macchinari in leasing	(581)	100	(81)	-	-	-	(562)
F.do amm.to impianti e macchinari	(1.113.063)	7.584	(103.357)	807	2	85	(1.207.942)
F.do amm.to attrezz. ind.li e comm.li	(50.038)	63	(6.515)	1.047	(23)	45	(55.421)
F.do amm.to attrezz. ind.li e comm.li in leasing	-	-	-	-	-	-	-
F.do amm.to attrezz. Ind.li e comm.li	(50.038)	63	(6.515)	1.047	(23)	45	(55.421)
F.do amm.to altri beni	(92.849)	422	(7.678)	3.904	-	101	(96.100)
F.do amm.to altri beni in leasing	(1.535)	-	(441)	998	-	-	(978)
F.do amm.to altri beni	(94.384)	422	(8.119)	4.902	-	101	(97.078)
Totale	(1.365.688)	9.074	(127.817)	43.960	(6)	237	(1.440.240)

Nella colonna variazione area di consolidamento sono riportati i saldi delle società GEA, Sasternet e Undis Servizi cedute nel corso dell'esercizio.

Il saldo della colonna riclassifiche si riferisce ai trasferimenti netti da attività materiali ad attività immateriali di cespiti rientranti nell'ambito di applicazione dell'IFRIC 12.

Il saldo della colonna altri movimenti si riferisce al cambio di interessenze nelle partecipazioni in Enia Solaris e Iren Rinnovabili consolidate con il metodo proporzionale.

Terreni e fabbricati

Tale voce include principalmente i fabbricati industriali connessi agli impianti del gruppo e i connessi terreni. La significativa riduzione dei Terreni e dei Fabbricati è dovuta al 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 ed alla cessione delle sede operativa di Torino.

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 investimenti del periodo, pari a 73.537 migliaia di euro, si riferiscono principalmente a:

- centrale di cogenerazione di Torino Nord per 15.417 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 19.781 migliaia di euro;
- posa di contatori elettronici per clienti finali biorari e nuovi allacci alla rete di distribuzione di energia elettrica per 8.957 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. Sono inoltre incluse le unità navali a servizio del terminale di rigassificazione acquisite attraverso contratti di leasing finanziario.

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 relativi principalmente ai progetti Centrale di cogenerazione Torino Nord (119.445 migliaia di euro), OLT (306.196 migliaia di euro) e del Polo Ambientale Integrato di Parma (148.809 migliaia di euro). Gli investimenti del periodo, pari a 114.796 migliaia di euro, si riferiscono principalmente a:

- costruzione della centrale di cogenerazione di Torino Nord per 16.365 migliaia di euro;
- avanzamento del progetto del Polo Ambientale Integrato dell'Emilia per 53.096 migliaia di euro;
- trasformazione della nave gasiera Golar Frost, acquistata da OLT Offshore, in impianto di rigassificazione nell'ambito del progetto di realizzazione del rigassificatore di Livorno (progetto OLT) per 30.058 migliaia di euro.

Gli ammortamenti ordinari dell'esercizio 2012, pari a complessivi 127.817 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, con un effetto positivo sul conto economico dell'esercizio 2012 pari a 8.092 migliaia di euro già al netto del relativo effetto fiscale.

Si segnala che il gruppo detiene beni acquisiti con contratti di leasing finanziario per un valore di 19.205 migliaia di euro (5.684 migliaia di euro al 31 dicembre 2011), relativi principalmente alle unità navali a servizio del terminale di rigassificazione di Livorno.

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 31/12/2012	F.do amm.to al 31/12/2012	Valore netto al 31/12/2012	Costo al 31/12/2011	F.do amm.to al 31/12/2011	Valore netto al 31/12/2011
Terreni	243	-	243	260	-	260
Fabbricati	2.775	(1.187)	1.588	2.826	(1.143)	1.683
Totale	3.018	(1.187)	1.831	3.086	(1.143)	1.943

Gli importi indicati sono relativi, oltre ad investimenti immobiliari delle controllate Mediterranea delle Acque (289 migliaia di euro) e Immobiliare delle Fabbriche (636 migliaia di euro), al pro quota degli investimenti immobiliari della Società Acque Potabili consolidata proporzionalmente (pari a 906 migliaia di euro) ed attengono principalmente a fabbricati detenuti al fine di ottenere canoni di locazione.

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 31/12/2012	F.do amm.to al 31/12/2012	Valore netto al 31/12/2012	Costo al 31/12/2011	F.do amm.to al 31/12/2011	Valore netto al 31/12/2011
Costi di sviluppo	524	(494)	30	524	(475)	49
Diritti brevetto industriale e utilizzo opere dell'ingegno	50.744	(36.008)	14.736	47.882	(29.254)	18.628
Concessioni, licenze, marchi e diritti simili	1.736.076	(574.330)	1.161.746	1.628.134	(517.777)	1.110.357
Altre immobilizzazioni immateriali	104.822	(66.593)	38.229	112.208	(59.041)	53.167
Immobilizzazioni in corso e acconti	80.281	-	80.281	98.568	-	98.568
Totale	1.972.447	(677.425)	1.295.022	1.887.316	(606.547)	1.280.769

La movimentazione del costo storico delle attività immateriali è esposta nella tabella seguente:

	Saldo iniziale	Variazione area di consolidamento	Incrementi	Decrementi	Riclassifiche	Svalutazione del periodo	Saldo Finale
Costi di sviluppo	524	-	-	-	-	-	524
Diritti brevetto industriale e utilizzo opere dell'ingegno	47.882	(51)	3.290	(723)	346	-	50.744
Concessioni, licenze, marchi e diritti simili	1.628.134	(12.070)	54.356	(2.038)	67.694	-	1.736.076
Altre immobilizzazioni immateriali	112.208	(254)	27.680	(39.243)	4.855	(424)	104.822
Immobilizzazioni in corso e acconti	98.568	(32)	54.949	(60)	(72.999)	(145)	80.281
Totale	1.887.316	(12.407)	140.275	(42.064)	(104)	(569)	1.972.447

La movimentazione del fondo ammortamento delle attività immateriali è esposta nella tabella seguente:

	Saldo iniziale	Variazione area di consolidamento	Amm.to del periodo	Decrementi	Riclassifiche	Saldo Finale
F.amm.to costi di sviluppo	(475)	-	(19)	-	-	(494)
F.amm.to dir. brevetto ind.le e utilizzo opere dell'ingegno	(29.254)	50	(6.961)	157	-	(36.008)
F.amm.to concessioni, licenze, marchi e diritti simili	(517.777)	1.988	(59.889)	1.363	(15)	(574.330)
F. amm.to altre immobilizzazioni immateriali	(59.041)	210	(10.756)	2.994	-	(66.593)
Totale	(606.547)	2.248	(77.625)	4.514	(15)	(677.425)

Nella colonna variazione area di consolidamento sono riportati i saldi delle società GEA, Sasternet e Undis Servizi cedute nel corso dell'esercizio.

Il saldo della colonna riclassifiche si riferisce ai trasferimenti netti da attività materiali ad attività immateriali di cespiti rientranti nell'ambito di applicazione dell'IFRIC 12 ed ai trasferimenti alla voce attività destinate ad essere cedute.

Le svalutazioni del periodo si riferiscono prevalentemente a costi capitalizzati per lo sviluppo commerciale di nuova clientela.

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 132.861 migliaia di euro (131.651 migliaia di euro al 31 dicembre 2011), riguarda principalmente l'avviamento:

- sull'acquisizione di controllo di Acqua Italia S.p.A. (ora Mediterranea delle Acque), 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 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 sulla CGU infrastrutture energetiche in particolare reti elettriche);
- sulle quote azionarie di Eni 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).

La variazione rispetto al 31 dicembre 2011 si riferisce principalmente all'avviamento sull'acquisizione del ramo d'azienda relativo alla commercializzazione e alla vendita di energia elettrica di ERG ed al deconsolidamento della società GEA.

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, Altro (residuale).
- 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 tangible 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 nel piano industriale approvato dal Consiglio di Amministrazione in data 6 febbraio 2013 e il terminal value pre-tax calcolato con la metodologia della rendita perpetua, se applicabile, e con la verifica dello stesso in accordo alla metodologia dei multipli impliciti (si ritiene adeguato un valore di multiplo pari a 8 per la tipologia di attività regolate in cui la società opera, in cui le concessioni sono pluriennali e permettono quindi di guardare ad un orizzonte temporale di questo tipo con una ragionevole contezza dei margini). Si evidenzia che nel terminal value si sceglie il minore tra i due valori (perpetuity e multipli) per una maggiore prudenza del risultato.

Il tasso di attualizzazione è definito del costo medio ponderato pre tax del capitale (WACC) ed è compreso nel range 5,86% - 6,80% 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 2012 sulle Unità generatrici di cassa, corrispondenti ai settori di attività rappresentati nella premessa delle presenti note, non ha evidenziato perdite di valore.

Si segnala che per tutte le Unità generatrici di cassa il valore recuperabile è significativamente superiore rispetto al valore contabile. In particolare anche con un incremento nell'ordine del 2% del costo medio ponderato pre tax del capitale (WACC) non si evidenzerebbero perdite durevoli di valore.

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 esercita un'influenza notevole.

L'elenco delle società valutate con il metodo del patrimonio netto appartenenti al Gruppo al 31 dicembre 2012 è riportato in allegato.

Le variazioni intervenute nell'esercizio sono presentate nella tabella esposta nel seguito:

migliaia di euro

	31/12/2011	Riclassi- fiche	Incrementi (Decre- menti)	Risultato del periodo	Dividendi	Valutazioni con effetto diretto a PN	Svalutazioni	31/12/2012
A2A Alfa	1.722	-	-	(120)	(630)	-	-	972
ABM Next	254	-	-	-	(31)	-	-	223
Aciam	304	(309)	30	(25)	-	-	-	-
Acos	7.459	-	-	38	-	-	-	7.497
Acos Energia	779	-	-	26	(75)	-	-	730
Acquaenna	1.380	-	-	-	-	-	-	1.380
Acqueinforma	5	-	-	-	-	-	(5)	-
Aguas de San Pedro	5.114	-	-	671	(111)	(255)	-	5.419
Aiga	335	-	-	-	-	-	-	335
Amat	2.997	-	-	5	-	-	-	3.002
Amat Energia	-	-	-	-	-	-	-	-
AMIAT	-	-	28.800	-	-	-	-	28.800
Amiu	-	-	-	-	-	-	-	-
Amter	721	-	-	37	(98)	-	-	660
Asa	10.233	-	-	2.670	-	(1.088)	-	11.815
Asmt Servizi Industriali	3.649	(3.684)	-	35	-	-	-	-
Astea	-	19.225	-	-	-	-	-	19.225
Atena	9.034	-	-	72	-	-	-	9.106
Castel	433	-	(350)	-	-	-	(83)	-
Consorzio Servizi Integrati	50	-	(50)	-	-	-	-	-
Delmi	-	142.730	-	1.905	-	(950)	-	143.685
Domus Acqua	28	-	-	-	-	-	-	28
Edipower	145.000	-	-	8.367	-	(905)	-	152.462
Fingas	8.171	-	1.750	-	-	-	-	9.921
Fondo Core Multiutilities	-	-	123	-	-	-	-	123
Gas Energia	810	-	-	(12)	-	-	-	798
Gica	-	-	-	-	-	-	-	-
Global Service	6	-	-	-	-	-	-	6
Il tempio	32	-	-	32	-	-	-	64
Iniziative Ambientali	460	-	-	33	-	-	-	493
Livorno Holding	-	-	-	-	-	-	-	-
Mestni Plinovodi	9.374	-	-	58	-	-	-	9.432
Mondo Acqua	142	-	-	-	-	-	-	142
Plurigas	18.904	-	-	5.476	(7.512)	1.745	-	18.613
Project Financing Management	-	-	2.167	-	-	-	-	2.167
Rio Riazzone	220	-	-	4	-	-	-	224
S.M.A.G.	6	-	-	7	-	-	-	13
Salerno Energia Vendite	1.561	-	-	245	(304)	-	-	1.502
Sea Power & Fuel	9	-	-	(5)	-	-	-	4
Sinergie Italiane	-	-	-	-	-	-	-	-
Sosel	643	-	-	42	-	-	-	685
Tirana Acque	47	-	-	-	-	-	-	47
TRM V	-	-	31.593	-	-	-	-	31.593
Valle Dora Energia	498	-	-	-	-	-	-	498
Vea Energia e Ambiente	438	-	-	(5)	-	-	-	433
TOTALE	230.818	157.962	64.063	19.556	(8.761)	(1.453)	(88)	462.097

La partecipazione in Delmi viene riclassificata dalle "Altre Partecipazioni" alla voce a commento per effetto degli accordi stipulati tra A2A, Delmi ed EDF e tra A2A, Delmi, Edison e Alpiq. In data 24 maggio 2012, infatti, si è data piena esecuzione agli accordi stipulati in data 15 febbraio 2012 e successivamente modificati in data 5 maggio 2012 tra A2A, Delmi ed EDF e tra A2A, Delmi, Edison e Alpiq. Per effetto di tali accordi, Delmi ha ceduto a WGRM 4 Holding S.p.A., società interamente posseduta da EdF, il 50% di Transalpina di Energia di proprietà di Delmi stessa per un prezzo pari a Euro 783.748.900 e ha acquistato il 70% di Edipower da Edison (quanto al 50%) e da Alpiq (quanto al 20%) per un prezzo totale pari a Euro 883.748.900.

Sono stati altresì conclusi tra A2A, Iren, Iren Energia (attuale socio di Edipower) e gli altri soci di Delmi accordi relativi alla *governance* e al modello di funzionamento di Delmi e Edipower e all'eventuale uscita dei soci di minoranza.

Come conseguenza degli accordi di *governance* citati, Iren ha valutato di esercitare su Delmi un'influenza notevole, anche se la percentuale di partecipazione risulta inferiore al 20%, attestandosi al 15%.

In coerenza con il bilancio 2011, gli amministratori di Iren ritengono corretto determinare il fair value della partecipazione detenuta in Delmi al 31 dicembre 2012 sulla base dell'interessenza di Iren nel Patrimonio netto della società. Il patrimonio netto di Delmi, infatti, riflette la valutazione al fair value dell'unico asset detenuto e cioè il 70% della partecipazione in Edipower.

Poiché, come detto in precedenza, la data di *closing* dell'operazione è il 24.5.2012, Delmi può pertanto essere valutata con il metodo del patrimonio netto, in accordo allo IAS28 par. 23, a partire da tale data. Applicando per analogia l'IFRS 3 parr. 41 e 42, si assume il *fair value* di Delmi al 31.5.2012 come stima del costo, che risulta pari a 142.730 migliaia di euro. L'eccedenza rispetto alla valutazione al 31.12.2011, pari a 2.458 migliaia di euro, è stata imputata a conto economico nella voce Proventi finanziari. La successiva applicazione del metodo del patrimonio netto, sulla base del bilancio di Delmi al 31.12.2012, ha comportato una rivalutazione di 1.905 migliaia di euro esposta tra il "risultato di collegate contabilizzate con il metodo del patrimonio netto" e una rettifica di valore negativa per 950 migliaia di euro con effetto registrato a patrimonio netto.

Si segnala che in data 1° gennaio 2013 ha avuto efficacia la fusione inversa di Delmi nella controllata Edipower e che in data 16 gennaio 2013 il Consiglio di Amministrazione di Iren S.p.A. ha deliberato di dar corso all'esercizio dell'opzione put per l'uscita da Edipower, contemplata dagli accordi, e di avviare la procedura formale secondo le modalità e i tempi previsti. Gli accordi prevedono l'assegnazione ad Iren S.p.A., quale contropartita della partecipazione in Edipower, dell'impianto termoelettrico a ciclo combinato ad alta efficienza di Turbigo (800 MW di potenza installata) e del nucleo idroelettrico di Tusciano (capacità produttiva annua di circa 250 GWh).

Nel mese di dicembre 2012 è stata costituita in partnership tra Iren S.p.A., altre società del Gruppo Iren (Iren Emilia S.p.A., Iren Ambiente S.p.A., Iren Energia S.p.A.) ed F2i, che ne detiene il controllo (75%), la società TRM V S.p.A.. A seguito della gara indetta dal Comune di Torino, TRM V S.p.A. ha acquisito l'80% della società TRM S.p.A. 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. La valutazione della partecipazione non ha avuto alcun impatto economico in quanto l'operazione è stata conclusa alla fine dell'esercizio 2012.

Nel mese di dicembre 2012 è stata costituita in partnership tra il Gruppo Iren ed ACEA Pinerolese Industriale S.p.A. la società AMIAT V S.p.A. che, a seguito della gara indetta dal Comune di Torino, ha acquisito il 49% della società AMIAT S.p.A. che gestisce i servizi ambientali per il Comune di Torino. La valutazione della partecipazione non ha avuto alcun impatto economico in quanto l'operazione è stata conclusa alla fine dell'esercizio 2012.

La partecipazione del Gruppo nel Fondo Core Multiutilities è esposta al netto della quota sospesa di plusvalenza non realizzata. Per maggiori dettagli si rimanda al paragrafo "Altre informazioni".

La partecipazione in Astea viene riclassificata dalle "Attività destinate a cessare" alla voce a commento per effetto del venir meno delle condizioni necessarie all'iscrizione della partecipazione tra le attività destinate a cessare. Per maggiori dettagli si rimanda alla nota 16 Attività destinate ad essere cedute.

La partecipazione in ASMT Servizi Industriali è stata riclassificata nelle attività destinate a cessare in quanto all'inizio dell'anno 2013 si è perfezionata la cessione della partecipazione.

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.

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. 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.

NOTA 6_ALTRE PARTECIPAZIONI

Tale voce si riferisce a partecipazioni in società sulle quali il Gruppo 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.

L'elenco delle partecipazioni in altre imprese appartenenti al Gruppo al 31 dicembre 2012 è riportato in allegato.

Le variazioni intervenute nell'esercizio sono presentate nella tabella esposta nel seguito:

	migliaia di euro					
	31/12/2011	Variazione area consolidamento	Incrementi (Decrementi)	Rettifiche di valore	Riclassifiche	31/12/2012
Acque Potabili Siciliane	20	-	-	-	-	20
Astea Energia	7	-	-	-	-	7
Atena Patrimonio	12.030	-	-	-	-	12.030
ATO2 Acque società consortile	10	-	-	-	-	10
Autostrade Centro Padane	1.248	-	-	-	-	1.248
BT Enia	2.110	-	-	-	-	2.110
C.R.P.A.	52	-	-	-	-	52
CFR S.P.A.	13	(13)	-	-	-	-
Consorzio Leap	10	-	-	-	-	10
Consorzio Topix	5	-	-	-	-	5
Cosme	2	-	-	-	-	2
CSP Innovazione nelle ICT	28	-	-	-	-	28
Delmi	140.272	-	-	2.458	(142.730)	-
Energia Italiana	12.928	-	-	-	-	12.928
Environment Park	399	-	-	-	-	399
IAM S.P.A.	25	(25)	-	-	-	-
Nord Ovest Servizi	780	-	-	-	-	780
RE Innovazione	8	-	-	-	-	8
Rupe	10	-	-	-	-	10
SDB Società di biotecnologie	10	-	-	-	-	10
SI.RE	15	-	-	(15)	-	-
Sogea	2	-	-	(2)	-	-
Stadio di Albaro	27	-	-	-	-	27
T.I.C.A.S.S.	4	-	-	-	-	4
TLR V	-	-	120	-	-	120
TOTALE	170.015	(38)	120	2.441	(142.730)	29.808

Come descritto nella nota 5 la partecipazione in Delmi è stata riclassificata tra le imprese valutate con il metodo del patrimonio netto.

NOTA 7_ATTIVITA' FINANZIARIE NON CORRENTI

La voce pari a 116.168 migliaia di euro (132.299 migliaia di euro al 31 dicembre 2011) 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 (36 migliaia di euro al 31 dicembre 2011) 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	
	31/12/2012	31/12/2011
Crediti finanziari non correnti vs joint venture	2.895	-
Crediti finanziari non correnti vs Collegate	809	812
Crediti finanziari non correnti vs soci parti correlate	109.484	127.468
Crediti finanziari non correnti per leasing	-	130
Crediti finanziari non correnti vs altri	2.860	3.380
Fair value contratti derivati quota non corrente	80	473
Totale	116.128	132.263

I Crediti finanziari non correnti vs joint venture riguardano finanziamenti concessi alle joint venture Iren Rinnovabili ed Enia Solaris relativi alla quota non elisa, derivante dal consolidamento proporzionale.

I crediti finanziari verso collegate si riferiscono a crediti verso le società ABM Next, Acquaenna e Aiga i cui singoli importi non sono significativi.

I crediti verso soci parti correlate riguardano crediti verso il Comune di Torino per 108.918 migliaia di euro, crediti verso il Comune di Genova per 69 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 IRIDE Servizi S.p.A. ed il Comune di Torino.

Tali crediti fanno parte di una posizione complessiva di 211.103 migliaia di euro, ripartita fra diverse voci di bilancio in relazione alla classificazione secondo natura e scadenza: Crediti commerciali (Nota 11) ed Attività finanziarie correnti - crediti finanziari verso controllanti (Nota 14) come evidenziato dalla tabella esposta nel seguito.

	migliaia di euro	
	31/12/2012	31/12/2011
Crediti commerciali per servizi per fatture emesse	22.732	19.904
Crediti commerciali per servizi per fatture da emettere	3.957	6.190
Crediti commerciali per forniture di energia elettrica e altro	12.207	15.917
Fondo svalutazione crediti	(6.750)	(6.750)
Totale crediti commerciali	32.146	35.261
Crediti finanziari in conto corrente quota non corrente	108.918	127.468
Totale crediti finanziari non correnti	108.918	127.468
Crediti finanziari in conto corrente quota corrente	62.500	70.000
Crediti finanziari per interessi fatturati	3.933	8.090
Crediti finanziari per interessi da fatturare	3.606	3.688
Totale crediti finanziari correnti	70.039	81.778
Totale	211.103	244.507

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. Sulla base di tale accordo nel mese di dicembre sono stati incassati crediti per circa 120 milioni di euro. Si segnala inoltre che nel mese di gennaio del 2013 sono stati incassati circa 20 milioni di euro.

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 62,5 milioni di euro.

Il saldo dei crediti commerciali verso il Comune di Torino è diminuito di circa 3.115 migliaia di euro (al netto del fondo svalutazione crediti) e il saldo dei crediti finanziari correnti e non correnti è diminuito di 30.289 migliaia di euro. L'esposizione complessiva del Gruppo Iren nei confronti del Comune di Torino è pertanto diminuita rispetto al 31 dicembre 2011 di 33.404 migliaia di euro.

Tra i crediti verso altri è compreso il finanziamento infruttifero per futuro aumento di capitale versato alla società Nord Ovest Servizi e un finanziamento infruttifero verso la società Medgas.

Il fair value degli strumenti derivati ammonta a 80 migliaia di euro (473 migliaia di euro al 31 dicembre 2011) e per il commento relativo si rimanda al paragrafo "Risk Management".

Inoltre al 31 dicembre 2011 erano presenti crediti verso società di leasing per 130 migliaia di euro.

NOTA 8_ALTRE ATTIVITA' NON CORRENTI

Il dettaglio è evidenziato nella tabella seguente:

	migliaia di euro	
	31/12/2012	31/12/2011
Depositi cauzionali	2.864	2.730
Crediti di natura tributaria oltre 12 mesi	11.287	1.858
Altre attività non correnti	10.524	8.949
Ratei e risconti attivi non correnti	13.520	14.289
Totale	38.195	27.826

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 CAE AMGA Energia S.p.A..

NOTA 9_ATTIVITÀ PER IMPOSTE ANTICIPATE

Ammontano a 215.750 migliaia di euro (174.850 migliaia di euro al 31 dicembre 2011) 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.

Per ulteriori informazioni si rimanda alla nota del conto economico "Imposte sul reddito", nota 42 e al prospetto riportato in allegato.

ATTIVITÀ CORRENTI

NOTA 10_RIMANENZE

Le rimanenze sono costituite principalmente da gas metano e da materiali di consumo destinati alla manutenzione e costruzione del patrimonio impiantistico del Gruppo. Il criterio di valorizzazione utilizzato è costituito dal costo medio ponderato.

La tabella che segue sintetizza le variazioni intervenute nel periodo di riferimento:

	migliaia di euro	
	31/12/2012	31/12/2011
Materie prime	88.875	66.958
Fondo svalutazione magazzino	(3.217)	(2.614)
Valore netto	85.658	64.344
Lavori in corso su ordinazione	3.452	3.587
Totale	89.110	67.931

La significativa variazione rispetto al 31 dicembre 2011 è dovuta all'acquisizione da parte della divisione mercato di parte del magazzino gas della società collegata Sinergie Italiane.

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 2012 non esistono rimanenze di magazzino impegnate a garanzia di passività.

NOTA 11_CREDITI COMMERCIALI

Il dettaglio è evidenziato nella tabella seguente:

	migliaia di euro	
	31/12/2012	31/12/2011
Crediti verso clienti	1.200.002	1.161.092
Fondo svalutazione crediti	(103.990)	(82.836)
Crediti verso clienti netti	1.096.012	1.078.256
Crediti commerciali verso joint ventures	13.433	13.203
Crediti commerciali verso collegate	60.574	62.868
Crediti commerciali verso altre imprese del gruppo	12.653	10.758
Crediti commerciali verso soci parti correlate	81.846	85.450
Fondo svalutazione crediti verso soci parti correlate	(10.805)	(10.805)
Totale	1.253.713	1.239.730

Si segnala che al 31 dicembre 2012 sono state effettuate operazioni di factoring con *derecognition* del credito per complessive 69.479 migliaia di euro.

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 103.990 migliaia di euro (82.836 migliaia di euro al 31 dicembre 2011).

Crediti verso Joint venture

Si tratta di crediti che il Gruppo vanta verso le proprie joint ventures, consolidate con il metodo proporzionale. 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 10.805 migliaia di euro (invariato rispetto al 31 dicembre 2011). 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:

	migliaia di euro				
	31/12/2011	Utilizzi	Accantonamenti del periodo	Variazione area di consolidamento	31/12/2012
Fondo svalutazione crediti	82.836	(22.513)	43.802	(135)	103.990
Fondo svalutazione crediti vs soci parti correlate	10.805	-	-	-	10.805
Totale	93.641	(22.513)	43.802	(135)	114.795

Il fondo è stato utilizzato per fare fronte a perdite su crediti. L'accantonamento dell'anno tiene in considerazione, oltre alle consuete ed approfondite analisi, l'attuale congiuntura economica.

NOTA 12_CREDITI PER IMPOSTE CORRENTI

Ammontano a 8.690 migliaia di euro (4.400 migliaia di euro al 31 dicembre 2011) e comprendono i crediti per gli anticipi IRES e IRAP versati all'erario.

NOTA 13_CREDITI VARI E ALTRE ATTIVITA' CORRENTI

Il dettaglio è evidenziato nella tabella seguente:

	migliaia di euro	
	31/12/2012	31/12/2011
Crediti per imposta governativa erariale/UTIF	945	29.329
Credito verso Erario per IVA	7.614	15.966
Altri crediti di natura tributaria	4.838	4.771
Crediti tributari entro 12 mesi	13.397	50.066
Crediti verso CCSE	105.717	50.951
Crediti per certificati verdi	72.471	124.836
Crediti per anticipi a fornitori	33.612	1.513
Crediti per adesione consolidato fiscale e IVA di gruppo	4.314	3.004
Altre attività correnti	13.654	21.153
Altre attività correnti	229.768	201.457
Ratei e risconti	24.088	18.364
Totale	267.253	269.887

Si segnala che al 31 dicembre 2012 sono state effettuate operazioni di factoring con *derecognition* del credito per certificati verdi per complessive 20.572 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.

La riduzione 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.

L'incremento dei crediti verso la Cassa Conguaglio Settore Elettrico (CCSE) è dovuto al versamento delle componenti accessorie al vettoriamento gas e ai maggiori crediti per i Titoli di Efficienza Energetica di competenza 2012.

NOTA 14_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.

Il dettaglio delle attività finanziarie e correnti inclusi gli strumenti derivati è di seguito riportato:

	migliaia di euro	
	31/12/2012	31/12/2011
Crediti finanziari verso joint venture	175.892	154.916
Crediti finanziari verso collegate	7.552	117.675
Crediti finanziari verso Comuni soci parti correlate	70.039	81.778
Crediti finanziari verso altri	19.303	8.184
Altre attività finanziarie	764	14.682
Totale	273.550	377.235

Crediti finanziari verso joint venture

Riguardano per 175.168 migliaia di euro (153.110 migliaia di euro al 31 dicembre 2011) crediti verso la joint venture OLT Offshore relativi alla quota non elisa, derivante dal consolidamento proporzionale, del finanziamento concesso dalla società Iren Mercato, per 90 migliaia di euro (1.806 migliaia di euro al 31 dicembre 2011) crediti verso la joint venture AES Torino relativi alla quota non elisa, derivante dal consolidamento proporzionale, del rapporto di gestione accentrata della tesoreria e dei relativi interessi, per 614 migliaia di euro (non presenti al 31 dicembre 2011) crediti verso la joint venture Iren Rinnovabili relativi alla quota non elisa del credito, derivante dal consolidamento proporzionale, e per 20 migliaia di euro (non presenti al 31 dicembre 2011) crediti verso la joint venture Enia Solaris relativi alla quota non elisa del credito, derivante dal consolidamento proporzionale.

Crediti finanziari verso collegate

Riguardano per 6.614 migliaia di euro (invariato rispetto al 31 dicembre 2011) 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.

Inoltre al 31 dicembre 2011 si riferivano per 110.000 migliaia di euro a crediti verso la collegata Edipower relativi al finanziamento soci.

Crediti finanziari verso soci parti correlate

Riguardano crediti sui quali maturano interessi a favore del Gruppo e ammontano a 70.039 migliaia di euro (81.778 migliaia di euro al 31 dicembre 2011). Sono relativi al saldo a breve termine del conto corrente che regola i rapporti commerciali e finanziari tra IRIDE Servizi S.p.A. ed il Comune di Torino come già anticipato alla precedente nota 7 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" (108.918 migliaia di euro).

Crediti finanziari verso altri

Si riferiscono per 12.060 migliaia di euro alla quota ancora da incassare da E.S.TR.A. S.p.A. per la cessione della partecipazione in GEA. Comprendono inoltre crediti per dividendi da incassare, la quota a breve termine dei crediti per locazione finanziaria, ratei e risconti attivi aventi natura finanziaria e crediti finanziari diversi.

Altre attività finanziarie

La voce ammonta a 764 migliaia di euro (14.682 migliaia di euro al 31 dicembre 2011) e si riferisce al *fair value* positivo dei contratti derivati stipulati da Iren Mercato sulle commodities.

NOTA 15_CASSA E ALTRE DISPONIBILITA' LIQUIDE EQUIVALENTI

La voce cassa e altre disponibilità liquide equivalenti risulta essere così costituita:

	migliaia di euro	
	31/12/2012	31/12/2011
Depositi bancari e postali	27.953	44.268
Denaro e valori in cassa	83	484
Altre disponibilità liquide	5	6
Totale	28.041	44.758

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 16_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 7.739 migliaia di euro (31.622 migliaia di euro al 31 dicembre 2011).

Per 3.684 migliaia di euro si riferisce alla partecipazione in Asmt Servizi Industriali che al 31 dicembre 2011 era classificata tra le partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto. La partecipazione è stata classificata tra le attività destinate ad essere cedute in quanto nel corso del 2013 presumibilmente si perfezionerà la cessione delle quote detenute nella società.

Per 310 migliaia di euro si riferisce alla partecipazione in ACIAM che al 31 dicembre 2011 era classificata tra le partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto. La partecipazione è stata classificata tra le attività destinate ad essere cedute in quanto nel corso del 2013 presumibilmente si perfezionerà la cessione delle quote detenute nella società.

Per 340 migliaia di euro (681 migliaia di euro al 31 dicembre 2011) si riferiscono al patrimonio immobiliare delle controllate Mediterranea delle Acque S.p.A. e Immobiliare delle Fabbriche S.p.A., per le quali proseguono le trattative per la cessione degli immobili destinati alla vendita con potenziali acquirenti con i quali sono in corso trattative finalizzate alla definizione delle condizioni di cessione e al conseguente perfezionamento delle stesse.

Per quanto riguarda l'iscrizione a bilancio dei suddetti immobili, si è tenuto conto dell'impegno del Gruppo per la vendita. Pertanto la classificazione presentata si fonda sul presupposto che il valore di carico sarà recuperato mediante un'operazione di cessione anziché attraverso l'utilizzo nell'attività operativa dell'impresa. Il valore iscritto è stato determinato sulla base del minore tra il valore di carico ed il valore di mercato al netto dei costi di vendita.

Per 2.952 migliaia di euro (3.459 migliaia di euro al 31 dicembre 2011) si riferiscono al pro quota delle attività immateriali della Società Acque Potabili in regime di concessione idrica nei comuni del Lazio in provincia di Roma (Rocca di Papa, Olevano Romano, Capranica Prenestina, Gerano, Rocca Canterano, Canterano) e la concessione idrica nel comune di Castrolibero in provincia di Cosenza, di Zoagli in provincia di Genova, di Casalborgone e di San Sebastiano Po in provincia di Torino. Le attività destinate ad essere cedute, già iscritte nell'anno precedente, continuano ad avere la stessa valenza in attesa di definizione dell'accordo finale da siglarsi nel corso dell'esercizio.

Per 236 migliaia di euro (231 migliaia di euro al 31 dicembre 2011) si riferiscono alle attività della società controllata CELPI, che a partire dal 2 dicembre 2011 non è più operativa, in quanto messa in liquidazione.

Per 158 migliaia di euro (invariato rispetto al 31 dicembre 2011) si riferiscono alla società collegata Piana Ambiente.

Per 59 migliaia di euro (non presente al 31 dicembre 2011) si riferiscono alla società collegata AMIU.

Inoltre, tra le attività destinate ad essere cedute è presente la partecipazione in Fata Morgana che al 31 dicembre 2012 risulta essere completamente svalutata.

Inoltre, al 31 dicembre 2011 erano presenti:

- per 6.770 migliaia di euro la partecipazione in Gesam Gas ceduta nel mese di febbraio del 2012;
- per 168 migliaia di euro le attività della società controllata Tema S.c.a.r.l. che è stata liquidata nel corso del primo semestre del 2012;
- per 20.155 migliaia di euro le attività della società controllata Consorzio GPO, costituite principalmente (19.225 migliaia di euro) dalla partecipazione al 21,32% del capitale sociale della società ASTEA, che al 31 dicembre sono consolidate linea per linea nelle attività in esercizio in quanto non sussiste ad oggi la ragionevole certezza di perfezionare la vendita entro 12 mesi dalla data di chiusura del presente bilancio. L'obiettivo della cessione sarà infatti perseguito attraverso un percorso che avrà ad oggetto la revisione dell'assetto azionario ed operativo della collegata Astea e la conseguente ridefinizione della partnership tra i Comuni Soci e GPO.

PASSIVO

NOTA 17_PATRIMONIO NETTO

Il patrimonio netto risulta essere così composto:

	31/12/2012	31/12/2011 Rideterminato
Capitale sociale	1.276.226	1.276.226
Riserve e Utili (Perdite) a nuovo	311.070	466.075
Risultato netto del periodo	152.559	(110.970)
Totale patrimonio netto di pertinenza della Capogruppo	1.739.855	1.631.331
Capitale e riserve di pertinenza di Terzi	204.790	204.820
Utile (perdita) di pertinenza di Terzi	9.612	8.555
Totale patrimonio netto consolidato	1.954.257	1.844.706

Capitale sociale

Il capitale sociale ammonta a 1.276.225.677 euro (invariato rispetto al 31 dicembre 2011), 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:

	31/12/2012	31/12/2011 Rideterminato
Riserva sovrapprezzo azioni	105.102	105.102
Riserva legale	28.996	28.996
Riserva copertura flussi finanziari	(42.645)	(30.737)
Altre riserve e Utile (perdite) accumulate	219.617	362.714
Totale riserve	311.070	466.075

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 Enìa 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.

Nel corso dell'esercizio 2012 si sono ridotte principalmente per la perdita portata a nuovo dell'esercizio 2011 e per la distribuzione di dividendi. Per maggiori dettagli si rimanda al prospetto delle variazioni delle voci di patrimonio netto.

PASSIVITA' NON CORRENTI

NOTA 18_PASSIVITA' FINANZIARIE NON CORRENTI

Ammontano complessivamente a 2.197.827 migliaia di euro (2.051.413 migliaia di euro al 31 dicembre 2011) e sono composte da:

Obbligazioni

Ammontano a 157.643 migliaia di euro (158.305 migliaia di euro al 31 dicembre 2011) e sono posizioni relative alla Capogruppo per 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 prima asta è già stata completata a settembre 2011, 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 2013.

L'importo 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 1.962.651 migliaia di euro (1.846.681 migliaia di euro al 31 dicembre 2011).

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	3,945%-5,665%	0,409%-5,135%	
periodo di scadenza	2014 - 2027	2014 - 2024	
2014	52.496	694.787	747.283
2015	75.427	147.281	222.708
2016	88.556	90.034	178.590
2017	105.237	51.516	156.753
successivi	496.949	160.368	657.317
Totale debiti 31/12/2012	818.665	1.143.986	1.962.651
Totale debiti 31/12/2011	538.982	1.307.699	1.846.681

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
	31/12/2011				31/12/2012
	Totale debiti	Incrementi	Riduzioni	Rettifica costo ammortizzato	Totale debiti
- a tasso fisso	538.982	332.000	(52.053)	(264)	818.665
- a tasso variabile	1.307.699	108.250	(273.548)	1.585	1.143.986
TOTALE	1.846.681	440.250	325.601	1.321	1.962.651

Il totale dei debiti a medio lungo termine al 31 dicembre 2012 risulta in aumento rispetto al 31 dicembre 2011, per effetto delle seguenti variazioni:

- aumento di 440.250 migliaia di euro, per l'erogazione di nuovi finanziamenti a medio-lungo termine. In particolare, sulla Capogruppo sono state erogate nuove linee per 402 milioni: da BEI per 140 milioni sul progetto OLT e per 142 milioni per lo sviluppo e mantenimento delle reti gas ed elettriche, da BBVA per 50 milioni, da Banca Popolare Emilia Romagna per 30 milioni, da Mediobanca per 40 milioni. Inoltre, sono stati erogati finanziamenti a medio-lungo termine per 75 milioni alla Società AES Torino (consolidata al 51%), di cui 20 milioni da Carige e 55 milioni su fondi BEI con l'intermediazione di Intesa Sanpaolo;
- riduzione per complessivi 325.601 migliaia di euro, relativi alla riclassificazione a breve termine delle quote dei finanziamenti in scadenza entro i prossimi 12 mesi e in parte per il deconsolidamento delle posizioni relative alla società ceduta GEA S.p.a.;
- variazioni marginali di costo ammortizzato per la contabilizzazione ai fini IAS dei finanziamenti.

Passività per locazioni finanziarie

I debiti per locazione finanziaria si riferiscono ai beni che il Gruppo detiene a seguito di contratti di leasing finanziario. Ammontano a 14.002 migliaia di euro (1.130 migliaia di euro al 31 dicembre 2011).

Il dettaglio della situazione al 31 dicembre 2012 dei debiti per locazione finanziaria è riportato nella tabella seguente.

	migliaia di euro		
	entro 12 mesi	tra 1 e 5 anni	oltre 5 anni
Passività iscritta a bilancio	1.012	3.267	10.735
Sommatoria rate ancora da versare	1.377	6.007	17.466
Oneri finanziari	365	2.740	6.731

Altre passività finanziarie

Ammontano a 63.532 migliaia di euro (45.296 migliaia di euro al 31 dicembre 2011) e si riferiscono per 59.847 migliaia di euro (43.251 migliaia di euro al 31 dicembre 2011) 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 "Risk management") e per 3.685 migliaia di euro (2.045 migliaia di euro al 31 dicembre 2011) a debiti finanziari diversi.

NOTA 19_BENEFICI AI DIPENDENTI

Nel corso dell'esercizio 2012 hanno avuto la seguente movimentazione:

	migliaia di euro
Valore al 31/12/2011	86.791
Obbligazioni maturate per l'attività prestata nel periodo	679
Oneri finanziari	4.781
Erogazioni dell'esercizio	(2.833)
Anticipi	(1.232)
(Utili) Perdite attuariali	15.509
Variazione area di consolidamento	(229)
Altre variazioni	(467)
Valore al 31/12/2012	102.999

Le passività per benefici a dipendenti sono costituite da:

Trattamento di fine rapporto (TFR)

Nel corso dell'esercizio 2012 il TFR ha avuto la seguente movimentazione:

	migliaia di euro
Valore al 31/12/2011	63.783
Obbligazioni maturate per l'attività prestata nel periodo	379
Oneri finanziari	3.518
Erogazioni dell'esercizio	(1.400)
Anticipi	(1.232)
(Utili) Perdite attuariali	11.051
Variazione area di consolidamento	(229)
Altre variazioni	(40)
Valore al 31/12/2012	75.830

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 31/12/2011	2.795
Obbligazioni maturate per l'attività prestata nel periodo	126
Oneri finanziari	150
Erogazioni dell'esercizio	(176)
(Utili) Perdite attuariali	578
Altre variazioni	(1)
Valore al 31/12/2012	3.472

Premio fedeltà

	migliaia di euro
Valore al 31/12/2011	1.993
Obbligazioni maturate per l'attività prestata nel periodo	90
Oneri finanziari	113
Erogazioni dell'esercizio	(101)
(Utili) Perdite attuariali	(6)
Valore al 31/12/2012	2.089

Agevolazioni tariffarie

	migliaia di euro
Valore al 31/12/2011	17.052
Obbligazioni maturate per l'attività prestata nel periodo	84
Oneri finanziari	925
Erogazioni dell'esercizio	(1.079)
(Utili) Perdite attuariali	3.855
Valore al 31/12/2012	20.837

Fondo Premungas

	migliaia di euro
Valore al 31/12/2011	1.168
Oneri finanziari	75
Erogazioni dell'esercizio	(77)
(Utili) Perdite attuariali	31
Altre variazioni	(426)
Valore al 31/12/2012	771

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 (Iboxx Corporate A)	3,20%
Tasso annuo di inflazione	2,00%
Tasso annuo di incremento del costo dell'energia elettrica	2,00%
Tasso annuo incremento TFR	3,00%
Tasso annuo medio di incremento delle pensioni integrative	1,50%

Gli Amministratori hanno rilevato nel corso degli ultimi anni un graduale peggioramento dei rating medi dei soggetti emittenti titoli di debito, sia a livello di emittenti pubblici (debiti sovrani, istituzioni pubbliche, ecc.), sia per quanto attiene alle imprese. In relazione a ciò, hanno potuto constatare un assottigliamento del mercato dei titoli con elevato rating.

In relazione a ciò, al fine del rispetto di quanto stabilito dallo IAS 19 circa l'identificazione del tasso di attualizzazione da utilizzare per lo sviluppo delle valutazioni attuariali, in determinate casistiche, gli Amministratori hanno ritenuto maggiormente rappresentativo degli effettivi attuali andamenti del mercato finanziario dei titoli obbligazionari quotati emessi da aziende private, che costituisce il riferimento principale statuito dallo IAS19 per la determinazione del tasso di attualizzazione, un paniere corrispondente al rendimento medio semplice, alla data di valutazione attuariale, delle obbligazioni denominate in Euro con rating dell'emittente pari almeno ad A (Standard & Poor's) o Aa1 (Moody's), e cioè con livelli di rating che nel rispetto della definizione di "alta qualità" richiesta dal principio IAS19, consenta altresì una adeguata ampiezza del paniere di riferimento, tenuto inoltre conto delle specifiche finalità di utilizzo di tale tasso stabilite dal principio medesimo.

Se nelle valutazioni attuariali al 31 dicembre 2012 fosse stato utilizzato un tasso annuo di attualizzazione rappresentativo di un paniere di titoli obbligazionari denominati in Euro con rating dell'emittente pari ad AA (2,70%), le passività per benefici ai dipendenti "a benefici definiti" sarebbero state superiori per 4,9 milioni di euro. Mentre considerando l'effetto fiscale, il patrimonio netto sarebbe stato più basso per circa 3,5 milioni di euro.

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 2013	Duration del piano
	+0,25%	-0,25%		
TFR	(1.463)	1.522	282	11
Mensilità Aggiuntive	(74)	77	108	7
Premio Fedeltà	(36)	33	114	7
Agevolazioni tariffarie	(1.117)	1.195	173	19
Premungas	(15)	15	-	8

NOTA 20_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	83.006	-	11.774	(692)	9.297	103.385	2.335
Fondi post mortem	29.116	-	4.158	(5.882)	3	27.395	2.018
Fondo smantellamento e bonifica area	8.229	-	-	(248)	140	8.121	4.942
Fondo CIG/CIGS	45.367	-	12.854	(7.296)	1.095	52.020	-
Fondo dipendenti cessati	1.258	-	-	-	-	1.258	-
Fondo rischi su partecipazioni	33.036	-	10.000	(32.074)	-	10.962	10.918
Altri fondi per rischi ed oneri	130.106	(535)	63.174	(41.746)	152	151.151	61.335
Totale	330.118	(535)	101.960	(87.938)	10.687	354.292	81.548

Fondo ripristino beni di terzi e opere devolvibili

Il fondo ripristino beni di terzi si riferisce principalmente alla passività che, in caso di riassetto 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 2012. 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 dell'impianto di Reggio Emilia il cui incremento registrato nel periodo è esclusivamente relativo all'attualizzazione della passività in oggetto.

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.

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).

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 (8.251 migliaia di euro);
- possibili oneri legati al cambio di destinazione urbanistica degli immobili oggetto del conferimento effettuato al fondo immobiliare (7.631 migliaia di euro). Per maggiori dettagli si rimanda al paragrafo "VIII. Altre Informazioni_Eventi e operazioni significative non ricorrenti";
- la stima degli oneri relativi alla restituzione delle quote di emissione (14.670 migliaia di euro);
- la miglior stima dell'onere 2013 sul contratto di tolling per Edipower che gli amministratori hanno ritenuto prudentiale accantonare in virtù degli accordi di uscita già siglati e commentati nel paragrafo sugli eventi significativi successivi alla chiusura dell'esercizio (20.000 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 (1.775 migliaia di euro).

La parte corrente riferita ai fondi sopra descritti è riclassificata nella voce "fondi quota corrente" (nota 27).

NOTA 21_PASSIVITA' PER IMPOSTE DIFFERITE

Le passività per imposte differite, pari a 110.553 migliaia di euro (114.438 migliaia di euro al 31 dicembre 2011), 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 42 e al prospetto riportato in allegato.

NOTA 22_DEBITI VARI E ALTRE PASSIVITA' NON CORRENTI

Sono composti come riportato nella tabella seguente:

	migliaia di euro	
	31/12/2012	31/12/2011
Debiti esigibili oltre 12 mesi	19.522	10.827
Risconti passivi per contributi c/impianto - non correnti	134.389	131.519
Ratei e risconti passivi non correnti	542	3.777
Totale	154.453	146.123

La voce ratei e risconti passivi non correnti è relativa alla quota scadente oltre l'esercizio successivo dei ricavi per attività commissionate prevalentemente da utenti per telecomunicazioni, fatturati nel periodo e negli esercizi precedenti, ma di competenza futura.

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 e ad anticipi versati da utenti a garanzia sulla fornitura di acqua.

PASSIVITA' CORRENTI

NOTA 23_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	
	31/12/2012	31/12/2011
Debiti verso istituti di credito	601.254	1.022.746
Debiti finanziari verso joint venture	71	-
Debiti finanziari verso società collegate	30	-
Debiti finanziari verso soci parti correlate	-	3.752
Debiti finanziari verso altri	168.962	121.728
Passività per strumenti derivati correnti	4.746	7.328
Totale	775.063	1.155.554

Debiti finanziari verso istituti di credito

I debiti verso istituti di credito a breve termine sono così suddivisi:

	migliaia di euro	
	31/12/2012	31/12/2011
Mutui – quota a breve	321.342	499.203
Altri debiti verso banche a breve	277.087	520.366
Ratei e risconti passivi finanziari	2.825	3.177
Totale	601.254	1.022.746

Debiti finanziari verso joint venture

Si riferiscono a debiti verso le joint venture AES Torino ed Enia Solaris relativi alla quota non elisa, derivante dal consolidamento proporzionale.

Debiti finanziari verso collegate

Si riferiscono a debiti verso la società Valle Dora Energia.

Debiti finanziari verso soci parti correlate

Al 31 dicembre 2011 erano pari a 3.752 migliaia di euro ed erano relativi a debiti finanziari della Capogruppo verso FSU s.r.l..

Debiti finanziari verso altri

Riguardano principalmente il pro-quota dei debiti di OLT Offshore verso i soci E.On. e Golar (126.070 migliaia di euro), il debito verso società di factoring per le quote incassate dai clienti e da versare al factor (35.803 migliaia di euro) e il debito verso la Cassa Conguaglio Settore Elettrico (6.030 migliaia di euro)

relativo alle anticipazioni sulle bollette ricevute dalla stessa in seguito al sisma dell'Emilia. I debiti per locazioni finanziarie per la quota corrente ammontano a 1.012 migliaia di euro (551 migliaia di euro al 31 dicembre 2011).

Passività per strumenti derivati correnti

Si riferiscono al *fair value* negativo dei contratti derivati sulle commodities stipulati da Iren Mercato.

NOTA 24_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	
	31/12/2012	31/12/2011
Debiti verso fornitori	1.025.265	870.667
Debiti commerciali verso joint venture	15.779	13.060
Debiti commerciali verso collegate	31.837	95.917
Debiti commerciali verso soci parti correlate	16.546	15.673
Debiti commerciali verso imprese minori del gruppo	24.800	25.145
Acconti esigibili entro 12 mesi	5.263	3.914
Depositi cauzionali entro 12 mesi	14.355	14.256
Vincoli da rimborsare entro 12 mesi	1.391	1.382
Totale	1.135.236	1.040.014

NOTA 25_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	
	31/12/2012	31/12/2011
Debito per IVA	49.061	39.515
Debito per imposta governativa erariale/UTIF	933	-
Debiti per IRPEF	10.509	9.472
Altri debiti tributari	13.861	9.799
Debiti tributari esigibili entro 12 mesi	74.364	58.786
Debiti verso dipendenti	29.502	31.992
Debiti verso CCSE	53.969	60.436
Altre passività correnti	54.857	34.982
Debiti verso istituti previdenziali entro 12 mesi	13.152	12.988
Altri debiti entro 12 mesi	151.480	140.398
Ratei e Risconti passivi	17.670	17.036
Totale	243.514	216.220

L'incremento delle altre passività correnti è legato ai debiti per i titoli di efficienza energetica necessari per assolvere l'obbligo dell'esercizio.

NOTA 26_DEBITI PER IMPOSTE CORRENTI

La posta "Debiti per imposte correnti", che risulta pari a 4.910 migliaia di euro (37.740 migliaia di euro al 31 dicembre 2011), 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 42.

NOTA 27_FONDI PER RISCHI ED ONERI QUOTA CORRENTE

La voce ammonta a 81.548 migliaia di euro (99.061 migliaia di euro al 31 dicembre 2011) e si riferisce alla quota del fondo rischi per 61.335 migliaia di euro, comprensivo degli oneri relativi all'obbligo di restituzione delle quote di emissione, del fondo rischi partecipazioni per 10.918 migliaia di euro, riferito principalmente alla collegata Sinergie Italiane, del fondo ripristino beni di terzi per 2.335 migliaia di euro e del fondo smantellamento e bonifica aree e dei fondi post mortem per 6.960 migliaia di euro che si prevedono di utilizzare entro i 12 mesi successivi.

NOTA 28_PASSIVITA' CORRELATE AD ATTIVITA' DESTINATE AD ESSERE CEDUTE

Ammontano a 21 migliaia di euro e si riferiscono 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	
	31/12/2012	31/12/2011
Attività finanziarie a medio e lungo termine	(116.168)	(132.299)
Indebitamento finanziario a medio e lungo termine	2.197.827	2.051.413
Indebitamento finanziario netto a medio e lungo termine	2.081.659	1.919.114
Attività finanziarie a breve termine	(301.591)	(421.993)
Indebitamento finanziario a breve termine	775.063	1.155.554
Indebitamento finanziario netto a breve termine	473.472	733.561
Indebitamento finanziario netto	2.555.131	2.652.675

Nella tabella seguente viene riportato l'indebitamento finanziario lordo senza considerare i debiti finanziari di OLT Offshore LNG verso i soci E.On e Golar, pari a 126.070 migliaia di euro (110.016 migliaia di euro al 31 dicembre 2011) che, a seguito del consolidamento proporzionale di OLT al 41,71%, sono compresi nell'indebitamento finanziario a breve termine. Gli amministratori ritengono di fornire una migliore informativa, in termini di rischio finanziario, escludendo la quota dei debiti finanziari di OLT Offshore LNG verso i soci E.On e Golar in quanto tali debiti trovano ideale contropartita nella quota di finanziamento di Iren Mercato a favore di OLT, iscritta nella voce crediti finanziari a breve.

	migliaia di euro	
	31/12/2012	31/12/2011
Indebitamento finanziario a medio e lungo termine	2.197.827	2.051.413
Indebitamento finanziario a breve termine	775.063	1.155.554
(meno) Indebitamento OLT vs E.On e Golar	(126.070)	(110.016)
Indebitamento finanziario lordo	2.846.820	3.096.951

Dettaglio Posizione Finanziaria Netta verso parti correlate

Le attività finanziarie a lungo termine sono relative per 108.918 migliaia di euro (127.468 migliaia di euro al 31 dicembre 2011) alla quota a lungo termine del conto corrente che regola i rapporti commerciali e finanziari tra la controllata Iride Servizi e il Comune di Torino, per 69 migliaia di euro (non presenti al 31 dicembre 2011) a crediti verso il Comune di Genova, per 809 migliaia di euro (812 migliaia di euro al 31 dicembre 2011) a crediti verso società collegate, per 1.963 migliaia di euro a crediti verso joint venture Enia Solaris, consolidata proporzionalmente, per 932 migliaia di euro a crediti verso joint venture Iren Rinnovabili, consolidata proporzionalmente, e per 497 migliaia di euro a depositi vincolati presso il Gruppo Intesa Sanpaolo.

L'indebitamento finanziario a medio lungo termine si riferisce per 177.162 migliaia di euro (210.604 migliaia di euro al 31 dicembre 2011) a finanziamenti a medio lungo termine concessi dal Gruppo Intesa San Paolo e al fair value negativo di contratti derivati di copertura stipulati con il Gruppo Intesa San Paolo.

Le attività finanziarie a breve termine sono relative per 70.039 migliaia di euro (81.778 migliaia di euro al 31 dicembre 2011) al saldo a breve termine del conto corrente tra la controllata Iride Servizi e il Comune di Torino, per 90 migliaia di euro (1.806 migliaia di euro al 31 dicembre 2011) a crediti verso la joint venture AES Torino, consolidata proporzionalmente, relativi al rapporto di gestione accentrata della tesoreria, per 175.168 migliaia di euro (153.110 migliaia di euro al 31 dicembre 2011) a crediti verso la joint venture OLT Offshore, consolidata proporzionalmente, relativi al finanziamento concesso dalla società Iren Mercato, per 20 migliaia di euro a crediti verso la joint venture Enia Solaris, consolidata proporzionalmente, per 614 migliaia di euro a crediti verso joint venture Iren Rinnovabili per 6.614 migliaia di euro (invariato rispetto al 31 dicembre 2011) a crediti verso la società collegata ASA relativi principalmente al finanziamento concesso dalla società Iren Mercato e per 2.670 migliaia di euro (4.202 migliaia di euro al 31 dicembre 2011) al saldo positivo di conti correnti bancari presso il Gruppo Intesa San Paolo. La parte restante, pari a 1.679 migliaia di euro (1.061 migliaia di euro al 31 dicembre 2011), 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. Inoltre al 31 dicembre 2011 erano presenti per 110.000 migliaia di euro crediti verso la collegata Edipower relativi al finanziamento soci.

Le passività finanziarie a breve termine sono relative per 198.698 migliaia di euro (204.957 migliaia di euro al 31 dicembre 2011) a finanziamenti a breve termine concessi dal Gruppo Intesa San Paolo. La parte restante, pari a 101 migliaia di euro, si riferisce a debiti verso le joint venture AES Torino e Enia Solaris e verso la società collegata Valle Dora Energia per singoli importi non rilevanti. Inoltre al 31 dicembre 2011 erano presenti 3.752 migliaia di euro relativi a debiti verso FSU.

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	
	31/12/2012	31/12/2011
A. Cassa	(28.041)	(44.758)
B. Altre disponibilità liquide (dettagli)	-	-
C. Titoli detenuti per la negoziazione	-	-
D. Liquidità (A) + (B) + (C)	(28.041)	(44.758)
E. Crediti finanziari correnti	(273.550)	(377.235)
F. Debiti bancari correnti	279.912	523.543
G. Parte corrente dell'indebitamento non corrente	321.342	499.203
H. Altri debiti finanziari correnti	173.809	132.808
I. Indebitamento finanziario corrente (F)+(G)+(H)	775.063	1.155.554
J. Indebitamento finanziario corrente netto (I) – (E) – (D)	473.472	733.561
K. Debiti bancari non correnti	1.962.651	1.846.681
L. Obbligazioni emesse	157.643	158.305
M. Altri debiti non correnti	77.533	46.426
N. Indebitamento finanziario non corrente (K) + (L) + (M)	2.197.827	2.051.412
O. Indebitamento finanziario netto (J) + (N)	2.671.299	2.784.973

X. INFORMAZIONI SUL CONTO ECONOMICO

Le tabelle che seguono, ove non diversamente indicato, riportano i dati in migliaia di euro.

Per i commenti sull'andamento dell'esercizio 2012 si rimanda al paragrafo "Situazione economica, patrimoniale e finanziaria del Gruppo Iren" della Relazione sulla gestione che espone le analisi economiche per settore di attività con il confronto relativo al consolidato dell'esercizio 2011 del Gruppo.

RICAVI

NOTA 29_RICAVI PER BENI E SERVIZI

La voce in questione risulta pari a 4.003.654 migliaia di euro (3.254.248 migliaia di euro nell'esercizio 2011).

NOTA 30_VARIAZIONE DEI LAVORI IN CORSO

Si incrementano di 669 migliaia di euro (632 migliaia di euro nell'esercizio 2011) e si riferiscono principalmente a lavori in corso di esecuzione per ripristino manto stradale, in seguito a danneggiamenti provocati da lavori di cantiere.

NOTA 31_ALTRI PROVENTI

Gli altri proventi riguardano:

Contributi

	migliaia di euro	
	Esercizio 2012	Esercizio 2011
Contributi c/impianto	4.999	6.063
Altri contributi	1.481	924
Totale	6.480	6.987

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 2012	Esercizio 2011
Ricavi Emission Trading	41.607	54.294
Ricavi Certificati Verdi	95.831	75.846
Ricavi Certificati Bianchi	25.610	18.109
Totale	163.048	148.249

La riduzione dei ricavi per emission trading è dovuta alla contrazione dei prezzi registrata sul mercato rispetto all'esercizio precedente.

L'incremento dei ricavi per certificati verdi è dovuto ai maggiori volumi di certificati prodotti (circa 7 milioni di euro), all'incremento di prezzo (circa 3 milioni di euro) e alla maggiore attività di trading (circa 10 milioni di euro).

Proventi diversi

	migliaia di euro	
	Esercizio 2012	Esercizio 2011
Ricavi da contratti di servizio	14.835	18.987
Ricavi da affitti attivi e noleggi	807	1.203
Ricavi da affitto fibra ottica	3.589	4.557
Plusvalenze da alienazione di beni	38.367	1.110
Ricavi esercizi precedenti/Sopravvenienze attive	53.578	55.074
Recuperi assicurativi	674	275
Rimborsi diversi	7.489	6.105
Proventi per Fair Value derivati sulle commodity	6.098	8.616
Altri ricavi e proventi	28.553	14.556
Totale	153.990	110.483

Le plusvalenze da alienazione di beni comprendono le plusvalenze realizzate con il 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 (circa 23 milioni di euro) e la plusvalenza realizzata con la cessione delle sede operativa di Torino (circa 14,8 milioni di euro).

I Ricavi esercizi precedenti derivano principalmente dalla consuntivazione definitiva di partite pregresse in riferimento a stime effettuate nei precedenti esercizi. Comprendono per 16.338 migliaia di euro il rimborso dalla CCSE dei costi non recuperabili sostenuti per l'impianto di Telessio a seguito della liberalizzazione del mercato elettrico (come da Decr. Interm. MISE-MEF 23/05/2012).

Tra gli altri ricavi e proventi sono incluse le plusvalenze realizzate dalle cessioni delle partecipazioni in GEA (10.886 migliaia di euro) e Sasternet (397 migliaia di euro).

Si segnala che nell'esercizio 2012 le plusvalenze sulle cessioni di partecipazioni consolidate ritenute non significative, secondo quanto enunciato dall'IFRS 5, sono esposte tra gli altri ricavi e proventi a differenza dell'esercizio 2011 in cui erano inserite nella voce risultato netto da attività operative cessate. A tal proposito si è provveduto a riclassificare i dati comparativi per 487 migliaia di euro.

COSTI

NOTA 32_COSTI MATERIE PRIME, SUSSIDIARIE, DI CONSUMO E MERCI

La voce in oggetto si compone delle seguenti voci:

	migliaia di euro	
	Esercizio 2012	Esercizio 2011
Acquisto energia elettrica	770.011	504.299
Acquisto gas	1.231.398	1.053.986
Acquisto calore	275	227
Acquisto altri combustibili	3.517	12.663
Acquisto Acqua	3.308	3.025
Altre materie prime	17.044	22.204
Materiali vari di magazzino (inclusi carburanti e lubrificanti)	36.031	41.155
Emission trading	27.406	44.975
Certificati verdi	25.029	3.647
Certificati bianchi	23.730	18.478
Variazione delle rimanenze	(21.492)	(22.651)
Totale	2.116.257	1.682.008

La riduzione dei costi relativi agli Emission trading è dovuta alla contrazione dei prezzi registrata sul mercato rispetto all'esercizio precedente.

L'incremento dei costi per certificati verdi è dovuto alla maggiore attività di trading realizzata nell'esercizio.

Con riferimento agli aggiornamenti normativi relativi ai titoli energetici si rimanda alla Relazione sulla Gestione "Quadro normativo - Certificati Verdi, Titoli di efficienza energetica e Ets".

NOTA 33_PRESTAZIONI DI SERVIZI E GODIMENTO BENI DI TERZI

I costi per prestazioni di servizi sono dettagliati nella tabella seguente:

	migliaia di euro	
	Esercizio 2012	Esercizio 2011
Trasporto energia elettrica	468.368	272.299
Oneri di sistema elettrico	150.037	94.948
Tolling fee	101.838	51.669
Vettoriamento gas	27.455	16.602
Vettoriamento calore	46.932	37.266
Lavori di terzi per reti e impianti	163.101	171.597
Raccolta e smaltimento, spazzamento neve, verde pubblico	95.381	96.332
Spese per manutenzioni	8.840	10.178
Costi relativi al personale (mensa, formazione, trasferte)	5.777	6.201
Prestazioni industriali (studi, progettazioni, analisi)	9.004	10.115
Consulenze tecniche e amministrative	17.983	15.959
Spese commerciali e pubblicitarie	6.022	8.921
Spese legali e notarili	6.603	6.238
Assicurazioni	9.360	8.809
Spese bancarie	8.609	7.122
Spese telefoniche	5.528	5.492
Costi da contratti di servizio	4.325	24.444
Servizi di lettura e bollettazione	11.006	11.101
Compensi Collegio Sindacale	1.603	1.584
Altri costi per servizi	48.946	40.841
Totale costi per servizi	1.196.718	897.718

I costi per trasporto energia elettrica e gli oneri di sistema elettrico si incrementano rispetto all'esercizio 2011 a causa dei maggiori volumi di energia elettrica commercializzati nell'esercizio 2012.

I costi di "Tolling fee" sono 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, le quali si impegnano, oltre al pagamento della "Tolling fee", anche a fornire il combustibile necessario per la produzione. L'incremento rispetto all'esercizio 2011 è dovuta alla maggiore quota, a partire dal mese di giugno 2012, a carico del Gruppo per effetto degli accordi di *governance* conclusi tra A2A, Iren, Iren Energia (attuale socio di Edipower) e gli altri soci di Delmi.

I corrispettivi di vettoriamento calore sono relativi alla prestazione di trasporto calore fornita dalla società AES Torino S.p.A. consolidata proporzionalmente.

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 39.535 migliaia di euro (42.887 migliaia di euro nell'esercizio 2011). Comprendono canoni corrisposti dal gestore unico dell'Ambito Genovese ai Comuni acquisiti ai sensi delle decisioni n. 8 del 13/6/2003 e n. 16 del 22/12/2003 dell'Autorità d'Ambito Territoriale Ottimale, 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, noleggi e affitti vari.

NOTA 34_ONERI DIVERSI DI GESTIONE

Gli oneri diversi di gestione sono dettagliati nella tabella seguente:

	migliaia di euro	
	Esercizio 2012	Esercizio 2011
Spese generali	6.913	6.878
Canoni e sovraccanoni di derivazione	10.197	8.386
Spese logistiche	647	1.547
Imposte e tasse	22.311	17.843
Sopravvenienze passive	33.843	23.172
Minusvalenze da alienazione di beni	18.209	1.545
Oneri da Fair Value derivati commodities	7.463	7.287
Altri oneri diversi di gestione	5.667	4.905
Totale	105.250	71.563

Le sopravvenienze passive riguardano principalmente differenze su stime accertate in esercizi precedenti. Le minusvalenze da alienazione di beni comprendono le minusvalenze realizzate con il 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 (circa 15 milioni di euro).

Si segnala che a partire dall'esercizio 2012, coerentemente con quanto fatto con le plusvalenze, le minusvalenze sulle cessioni di partecipazioni consolidate ritenute non significative, secondo quanto enunciato dall'IFRS 5, sono esposte tra gli altri oneri diversi di gestione a differenza dell'esercizio 2011 in cui erano inserite nella voce risultato netto da attività operative cessate. A tal proposito si è provveduto a riclassificare i dati comparativi per 218 migliaia di euro.

NOTA 35_COSTI PER LAVORI INTERNI CAPITALIZZATI

Riguardano gli incrementi dell'attivo patrimoniale realizzati con risorse interne.

	migliaia di euro	
	Esercizio 2012	Esercizio 2011
Manodopera capitalizzata	16.246	20.480
Materiali di magazzino capitalizzati	4.421	7.728
Totale	20.667	28.208

NOTA 36_COSTO DEL PERSONALE

I costi per il personale sono così dettagliati:

	migliaia di euro	
	Esercizio 2012	Esercizio 2011
Retribuzioni lorde	184.169	183.572
Oneri sociali	59.139	58.809
TFR	379	422
Altri benefici a lungo termine dipendenti	300	320
Altri costi per il personale	14.657	17.050
Compensi amministratori	2.498	2.392
Totale	261.142	262.565

Si segnala che, come riportato in nota 35, sono stati capitalizzate 16.246 migliaia di euro di costi relativi al personale dipendente.

Gli "altri costi del personale" comprendono 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.

	31/12/2012	31/12/2011	Media del periodo
Dirigenti	72	73	72
Quadri	196	197	197
Impiegati	2.668	2.670	2.671
Operai	1.631	1.682	1.644
Totale	4.567	4.622	4.584

NOTA 37_AMMORTAMENTI

	migliaia di euro	
	Esercizio 2012	Esercizio 2011
Attività materiali e investimenti immobiliari	127.870	136.379
Attività immateriali	77.625	72.914
Totale	205.495	209.293

Per un maggior dettaglio sugli ammortamenti si rimanda ai prospetti dei movimenti delle immobilizzazioni materiali e immateriali.

NOTA 38_ACCANTONAMENTI E SVALUTAZIONI

	migliaia di euro	
	Esercizio 2012	Esercizio 2011
Fondo svalutazione crediti	43.802	23.353
Fondi rischi e ripristino beni di terzi	57.289	53.547
Rilascio fondi	(18.481)	(9.005)
Svalutazioni	569	6.245
Totale	83.179	74.140

Il dettaglio della consistenza e della movimentazione dei fondi è riportato nel commento della voce "Fondi per rischi e oneri" dello Stato Patrimoniale. I rilasci fondi si riferiscono al rilascio di fondi rischi per 15.721 migliaia di euro e al rilascio di fondo svalutazione crediti per 2.760 migliaia di euro. Il rilascio di fondi rischi si riferisce principalmente ad accantonamenti di esercizi precedenti per maggiori oneri inerenti la realizzazione di impianti e per accantonamenti relativi ai fondi post mortem.

Le svalutazioni si riferiscono principalmente alla riduzione di valore di attività immateriali legate alla continua e prudente valutazione degli oneri per l'incremento della base clienti. Inoltre nell'esercizio 2011 si riferivano anche alla riduzione di valore delle quote di emissione iscritte tra le attività immateriali.

NOTA 39_GESTIONE FINANZIARIA

Proventi finanziari

Il dettaglio dei proventi finanziari è riportato nella tabella seguente:

	migliaia di euro	
	Esercizio 2012	Esercizio 2011 Rideterminato
Dividendi	657	558
Interessi attivi verso banche	297	260
Interessi attivi su crediti/finanziamenti	12.720	11.621
Interessi attivi da clienti	8.585	6.630
Proventi fair value contratti derivati	276	242
Proventi su contratti derivati realizzati	393	1.245
Plusvalenza da cessione di attività finanziarie	690	2.219
Utili su cambi	35	19
Altri proventi finanziari	2.880	989
Totale	26.533	23.783

Gli interessi attivi su crediti/finanziamenti comprendono interessi su crediti maturati sul rapporto di conto corrente tra Iride Servizi e il Comune di Torino per 3.606 migliaia di euro. La restante parte si riferisce principalmente a interessi attivi verso la società consolidata con il metodo proporzionale OLT Offshore (4.548 migliaia di euro) e verso la società collegata Edipower (2.521 migliaia di euro).

Tra gli altri proventi finanziari è inclusa la variazione di *fair value* della partecipata Delmi per 2.458 migliaia di euro. Per maggiori dettagli si rimanda alla nota 5_ partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto.

Si segnala che a partire dall'esercizio 2012 le plusvalenze sulle cessioni di partecipazioni in collegate ritenute non significative, secondo quanto enunciato dall'IFRS 5, sono espresse tra i proventi finanziari a differenza dell'esercizio 2011 in cui erano inserite nella voce risultato netto da attività operative cessate. A tal proposito si è provveduto a riclassificare i dati comparativi per 1.722 migliaia di euro.

Oneri finanziari

Il dettaglio degli oneri finanziari è riportato nella tabella seguente:

	migliaia di euro	
	Esercizio 2012	Esercizio 2011 Rideterminato
Interessi passivi su mutui	74.957	55.326
Interessi passivi su prestiti obbligazionari	9.669	6.422
Interessi passivi su c/c bancari	17.795	20.534
Interessi passivi verso altri	10.303	5.881
Oneri finanziari capitalizzati	(18.217)	(19.401)
Oneri da fair value contratti derivati	578	428
Oneri su contratti derivati realizzati	17.013	15.928
Minusvalenza da cessione di attività finanziarie	49	380
Interest cost - Benefici ai dipendenti	4.781	3.725
Perdite su cambi	24	142
Altri oneri finanziari	12.658	4.339
Totale	129.610	93.704

L'incremento degli interessi passivi su prestiti obbligazionari risente della rideterminazione del tasso di interesse applicato a partire da settembre 2011. La voce comprende gli importi relativi alla valutazione al costo ammortizzato. 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 (10.081 migliaia di euro). Per maggiori informazioni sulla gestione finanziaria si rimanda a quanto evidenziato in precedenza nella relazione sulla gestione.

NOTA 40_ RISULTATO DI COLLEGATE CONTABILIZZATE CON IL METODO DEL PATRIMONIO NETTO

Il risultato è positivo per 9.673 migliaia di euro (negativo per 3.086 migliaia di euro nell'esercizio 2011) e si compone di rivalutazioni per 19.782 migliaia di euro e di svalutazioni per 10.109 migliaia di euro, dovute principalmente al risultato negativo di periodo della collegata Sinergie Italiane.

NOTA 41_ RETTIFICA DI VALORE DI PARTECIPAZIONI

Ammonta a 105 migliaia di euro e si riferisce alle svalutazioni delle partecipate Castel, Acqueinforma, Consorzio Si.RE e Sogea i cui singoli importi non sono significativi.

Nell'esercizio 2011 il dato rideterminato ammonta a 224.308 migliaia di euro e si riferisce principalmente alla svalutazione della partecipazione in Delmi (136.126 migliaia di euro), in Edipower (81.340 migliaia di euro), in Amat (2.644 migliaia di euro), in ASMT (2.284 migliaia di euro) e in GICA (918 migliaia di euro).

NOTA 42_ IMPOSTE SUL REDDITO

Le imposte sul reddito dell'esercizio 2012 sono stimate pari a 85.251 migliaia di euro (113.013 migliaia di euro nell'esercizio 2011)

	migliaia di euro	
	Esercizio 2012	Esercizio 2011 Rideterminato
Imposte correnti	134.612	146.571
Imposte (anticipate) differite	(33.219)	(26.663)
Imposte esercizi precedenti	(16.142)	(6.895)
Totale	85.251	113.013

Il tax rate adjusted di gruppo del 2011 era pari al 46%, ed era depurato soprattutto dei seguenti effetti straordinari:

1. svalutazione della partecipazione di Edipower (detenuta dalla società Iren Energia) e della partecipazione Delmi (detenuta dalla capogruppo Iren).
2. ricalcolo delle attività per imposte anticipate e passività per imposte differite a seguito dell'incremento dell'aliquota dell'addizionale IRES del 4% per le imprese che erano già soggette a detta imposizione (Iren Energia e Iren Mercato) e l'assoggettamento all'addizionale anche per le società distributrici di energia elettrica e gas naturale (AEM Torino Distribuzione, AES, Genova Reti Gas e Gea) avvenuti a seguito dell'entrata in vigore del DL 13 agosto 2011, n. 138.

Nel 2012 il tax rate adjusted è pari al 43,83% ed è depurato principalmente dalle plusvalenze generate dal conferimento di alcuni immobili al fondo immobiliare Fondo Core Multiutilities, dalla cessione di partecipazioni e dalla vendita dell'immobile di via Bertola a Torino, nonché dall'IRES richiesta a rimborso per la deduzione dell'IRAP sul costo del personale ai sensi dell'art. 2 comma 1 quater del DL 201/2011 (pari a circa 13 milioni di euro). Il tax rate si è ridotto, tra l'altro, a seguito della mancata applicazione, in quanto non dovuta per il 2012, dell'addizionale IRES sul reddito della società AES Torino.

Il seguente prospetto mostra la rilevazione delle imposte anticipate e differite e degli effetti conseguenti.

	migliaia di euro	
	Esercizio 2012	Esercizio 2011
Imposte anticipate		
Compenso amministratori sindaci revisori	930	847
Fondi non rilevanti fiscalmente	105.112	73.479
Contributi Imponibili	494	552
Differenze di valore delle immobilizzazioni	54.713	60.664
Strumenti derivati (IAS 39)	18.728	12.747
Perdite fiscali illimitatamente riportabili	2.406	1.175
Altro	33.367	25.386
Totale	215.750	174.850
Imposte differite		
Differenze di valore delle immobilizzazioni	73.715	95.486
Contributo c/ impianti	275	275
Fondo svalutazione crediti fiscale maggiore civilistico	1.113	1.143
Adeguamento fondo TFR	1.511	3.930
Strumenti derivati (IAS 39)	287	3.632
Leasing finanziario	1.533	1.184
Altro	32.119	8.787
Totale	110.553	114.437
Totale imposte anticipate/differite nette	105.197	60.413
Variazione totale	44.784	
di cui:		
a Patrimonio Netto	14.420	
a Conto economico (*)	30.364	

(*) 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

La Commissione Europea, con Decisione 5 giugno 2002, C 27/99, aveva chiuso la procedura aperta sulle misure fiscali previste dall'art. 3, commi 69 e 70 della L. 28 dicembre 1995, n. 549 (cosiddetta "moratoria fiscale"), secondo cui le società per azioni a prevalente capitale pubblico costituite ai sensi della L. 8 giugno 1990, n. 142 potevano beneficiare di un'esenzione triennale dalle imposte sui redditi.

La suddetta decisione, è stata oggetto di ricorso davanti alla Corte di Giustizia delle Comunità Europee da parte del Governo della Repubblica Italiana, da parte dei Collegi di difesa della Confederazione di appartenenza dell'ex AEM Torino e dell'ex AMGA e da parte delle società coinvolte dalla decisione che hanno presentato analoghi ricorsi davanti al Tribunale di primo grado delle Comunità Europee.

Nel corso degli anni il legislatore ha emanato diversi provvedimenti al fine di definire la modalità di recupero degli aiuti considerati illegittimi.

L'Agenzia delle Entrate, a seguito di detti provvedimenti, ha proceduto al recupero degli aiuti.

IRIDE S.p.A. (oggi Iren), sia per la posizione dell'ex AEM Torino, sia per la posizione dell'ex AMGA ha proposto ricorso alla Commissione Tributaria Provinciale competente ed ha provveduto al pagamento di quanto richiesto.

In data 11 giugno 2009 il Tribunale di Primo Grado delle Comunità Europee ha emesso la sentenza in relazione alle cause promosse, tra le altre, dall'ex AEM di Torino e l'ex AMGA di Genova, rigettando i ricorsi presentati.

Iride S.p.A. (oggi Iren) ha impugnato la suddetta sentenza davanti alla Corte di giustizia delle Comunità Europee, con riferimento sia alla posizione dell'ex AEM Torino sia dell'ex AMGA.

Il Governo, con l'art. 19 del DL 135 del 25 settembre 2009, è nuovamente intervenuto sui presunti aiuti di Stato illegittimi stabilendo che solo le plusvalenze realizzate dalle ex "municipalizzate" non sono soggette al recupero fiscale.

A seguito del nuovo provvedimento l'Agenzia delle Entrate, in data 2 ottobre 2009, ha notificato ulteriori avvisi di accertamento per complessivi € 75 milioni circa, al cui versamento Iride (oggi Iren) ha prontamente provveduto per evitare ulteriori oneri di iscrizione a ruolo e la maturazione di interessi.

In data 11 gennaio 2010 è stato discusso, davanti alla Commissione Tributaria Provinciale di Torino, il ricorso relativo all'ex AEM Torino per l'anno 1997. La Commissione ha, in pari data, emesso la sentenza con la quale ha accolto parzialmente il ricorso presentato. In particolare, la Commissione ha ritenuto che il mercato energetico, in quegli anni, non fosse in un regime di libero mercato. Pertanto gli aiuti di stato concessi, per questa parte di attività, sono stati ritenuti legittimi.

In data 14 marzo 2011 la Commissione Regionale di Torino ha respinto l'appello proposto dalla parte e riguardante gli accertamenti relativi agli anni 1998 e 1999 per l'ex AEM. In particolare, trattasi degli avvisi di accertamento con i quali l'Agenzia delle entrate ha recuperato le imposte non versate negli anni in "moratoria" ad accezione di quelle inizialmente ritenute non ripetibili (margine elettrico, dividendi ai Comuni, plusvalenze).

In data 8 giugno 2011, a seguito del parere espresso dal CTU per il calcolo corretto degli interessi sul recupero degli aiuti di stato, la Commissione Tributaria Regionale di Genova ha accolto l'istanza dell'ex AMGA ritenendo illegittimo l'operato dell'Agenzia delle Entrate.

Con sentenza n. 1/14/2012 dell'11/7/2011, relativamente al recupero dell'ex AEM Torino per l'anno 2007, la Commissione Tributaria Regionale di Torino ha accolto l'appello dell'Agenzia delle Entrate.

NOTA 43_RISULTATO NETTO DA ATTIVITA' OPERATIVE CESSATE

Non presente nell'esercizio 2012. Nell'esercizio 2011 erano presenti 1.004 migliaia di euro ora riclassificate tra gli altri ricavi, tra gli oneri diversi di gestione, tra i proventi finanziari e tra le rettifiche di valore di partecipazioni.

NOTA 44_UTILE (PERDITA) DI PERTINENZA DI TERZI

L'utile di terzi, pari a 9.612 migliaia di euro (8.555 migliaia di euro il valore rideterminato nell'esercizio 2011), si riferisce alla quota di pertinenza degli azionisti di minoranza delle società consolidate integralmente, ma non possedute al 100% dal Gruppo.

NOTA 45_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 2012 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 2012	Esercizio 2011 Rideterminato
Utile (perdita) netto (migliaia di euro)	152.559	(102.415)
Numero medio ponderato di azioni in circolazione durante l'esercizio (migliaia)	1.276.226	1.276.226
Utile (perdita) per azione base (euro)	0,12	(0,08)

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 2012	Esercizio 2011 Rideterminato
Utile (perdita) netto (migliaia di euro)	152.559	(102.415)
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)	0,12	(0,08)

NOTA 46_ALTRE COMPONENTI DI CONTO ECONOMICO COMPLESSIVO

La quota efficace delle variazioni di *fair value* della copertura di flussi finanziari, negativa per 26.488 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 15.542 migliaia di euro.

La quota degli altri utili/(perdite) delle imprese valutate con il metodo del patrimonio netto, positiva per 2.995 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 14.420 migliaia di euro.

XI. GARANZIE E PASSIVITA' POTENZIALI

Le garanzie prestate riguardano:

- a) Fideiussioni per impegni propri per 509.427 migliaia di euro (428.427 migliaia di euro al 31 dicembre 2011); le voci più significative si riferiscono a fideiussioni emesse a favore:
- di Provincia di Reggio Emilia per 88.459 migliaia di euro a fronte conferimento rifiuti e gestione operative e post-mortem di impianti soggetti ad A.I.A.;
 - di ENEL Distribuzione per 77.799 migliaia di euro a garanzia del contratto di servizio per il trasporto di energia elettrica;
 - della SNAM Rete Gas per 76.579 migliaia di euro, di cui 61.500 nell'interesse di OLT Offshore LNG Toscana in relazione alla realizzazione di un punto di consegna;
 - del GME per 45.300 migliaia di euro a garanzia del contratto di adesione al mercato;
 - di Comune di Torino per 45.476 migliaia di euro, di cui 18.000 migliaia di euro quale cauzione provvisoria per partecipazione alla procedura AMIAT/TRM e 27.476 migliaia di euro come garanzie definitive ;
 - di ATO-R per 41.000 migliaia di euro come garanzie definitive procedura AMIAT/TRM;
 - di Terna per 27.050 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;
 - di Agenzia delle Entrate per 21.814 migliaia di euro per procedure compensazione IVA di Gruppo;
 - di Agenzie Dogane per euro 17.518 migliaia di euro a garanzia del regolare versamento dell'imposte erariali e addizionali comunali e provinciali sui consumi di energia elettrica ed accise gas;
 - del Ministero dell'Ambiente per 12.230 migliaia di euro ;
 - di Provincia di Parma per 11.439 migliaia di euro a fronte conferimento rifiuti e gestione operative e post-mortem di impianti soggetti ad A.I.A.;
 - della Banca Intesa per 6.902 migliaia di euro a garanzia del mutuo Mestni;
 - di G.S.E. S.p.A. per 5.518 migliaia di euro per procedura asta ottenimento incentivi sull'impianto PAI di Parma;
 - di Provincia di Piacenza per 3.349 migliaia di euro a fronte conferimento rifiuti e gestione operative e post-mortem di impianti soggetti ad A.I.A.
 - del Comune di Moncalieri per 2.949 migliaia di euro a garanzia dell'esecuzione delle opere di urbanizzazione indotta;
 - di REAM SGR S.p.A. per 2.352 migliaia di euro a garanzia dei futuri canoni di locazione degli immobili conferiti al fondo immobiliare denominato Fondo Core Multiutilities;
 - di Reale Immobili S.p.A. per 1.200 migliaia di euro relativamente alla compravendita immobile sede Iren TO di Via Bertola;
 - del Comune di Genova per 2.043 migliaia di euro a garanzia di lavori sulla rete gas;
 - di FCT Holding per 2.000 migliaia di euro come garanzia definitiva procedura AMIAT/TRM;
 - del Comune di Nichelino per 1.679 migliaia di euro a garanzia dell'occupazione suolo per la posa reti TLR;
- b) Garanzie prestate per conto di società controllate e collegate per 256.297 migliaia di euro, principalmente a garanzia affidamenti bancari;
- c) Azioni date in pegno per 364.160 migliaia di euro. Si tratta di azioni Edipower (valore nominale 1 euro per complessive 144.130 migliaia di euro) e di Delmi (valore nominale 1 euro per complessive 220.030 migliaia di euro).

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 115.402 migliaia di euro alla data del 31.12.2012 contro i 175.727 migliaia di euro del 31.12.2011).

Prosegue l'attività di liquidazione in bonis da parte del collegio dei liquidatori nominati nel mese di aprile 2012. 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 è proseguita l'attività di riduzione degli affidamenti bancari e del progressivo rientro dell'esposizione finanziaria della società con il progressivo rientro degli obblighi di garanzia dei soci.

Successivamente alla data del 31 dicembre 2012 è stato formalizzato lo svincolo di altre garanzie che ha ulteriormente ridotto l'importo delle medesime, alla data del 31 marzo 2013, a complessive 87.002 migliaia di euro.

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).

Inoltre Iren S.p.A. in data 16 febbraio 2010 ha deliberato di sostenere integralmente il progetto OLT secondo i piani finanziari a budget definiti ed approvati al fine di rendere disponibili le risorse necessarie a richiesta della società e fino all'attivazione del project financing. Al riguardo si precisa che, in merito all'impegno nei confronti di Saipem, il cui importo in origine ammontava a 387.603 migliaia di euro, nel corso dell'esercizio si è provveduto ad un incremento di 43.000 migliaia di euro, per effetto dell'addendum contrattuale siglato. Al 31 dicembre 2012 risultano già versati acconti per 372.595 migliaia di euro, pertanto l'impegno residuo è pari a 58.008 migliaia di euro.

PASSIVITA' POTENZIALI

Mediterranea delle Acque: Contenzioso ufficio entrate

Con riferimento al contenzioso con l'Agenzia delle Entrate di Genova 1 inerente gli avvisi di accertamento anni 2003, 2004, 2005, 2006, 2007, 2008 ai sensi art. 37 bis comma 4 dpr 600/73 conferimento ramo di Azienda, ampiamente illustrato nel bilancio al 31 dicembre 2011, vengono di seguito riportati gli eventi e gli aggiornamenti intervenuti nel corso del 2012 e sino alla data di approvazione del presente bilancio da parte del Consiglio di Amministrazione.

Con riferimento alla sentenza della Commissione Tributaria Provinciale di Genova, che ha accolto, per l'anno 2003 le ragioni dell'Ufficio, limitatamente all'imposta, la Società ha versato entro i termini dovuti, in data 18 marzo 2011 complessivi 1.281.193 euro; è stato pertanto presentato appello con conseguente costituzione nanti la Commissione Tributaria Regionale di Genova il 2 marzo 2011.

Con riferimento alle Sentenze relative alle annualità 2004 e 2005, che hanno anch'esse accolto le ragioni dell'Ufficio limitatamente all'imposta, la società ha presentato appello con conseguente costituzione nanti la Commissione Tributaria Regionale in data 8 luglio 2011.

In data 12 dicembre 2011 sono stati notificati alla società anche gli accertamenti IRES ed IRAP relativi all'anno di imposta 2006, tempestivamente impugnati nanti la commissione tributaria provinciale di Genova; la discussione si è tenuta in data 11 dicembre 2012 ed ad oggi la società è in attesa del deposito della sentenza.

In data 8 agosto 2012 sono stati notificati gli accertamenti IRES ed IRAP relativi all'anno di imposta 2007, tempestivamente impugnati nanti la commissione tributaria provinciale di Genova; al momento la società è in attesa della fissazione dell'udienza per la discussione.

In data 8 marzo 2013 sono stati notificati gli accertamenti IRES ed IRAP relativi all'anno di imposta 2008; al momento sono pendenti i termini per l'impugnazione nanti la commissione tributaria provinciale di Genova. E' intenzione della società procedere all'impugnazione entro il 7 maggio 2013.

L'Ufficio ha anch'esso presentato appelli nei termini limitatamente alla parte sanzioni, in relazione alle quali la Commissione Tributaria Provinciale in Sentenza aveva accolto le ragioni della società.

In data 21 settembre 2011 sono state notificate alla società le cartelle di pagamento inerenti l'IRES anni 2004 e 2005 (comprensivi di interessi e spese) per complessive 2.192.838 euro (Iscrizione effettuata ai sensi dell'art.68 D. Lgs 546/92 a seguito di sentenza CTP n.300/01/10 e n.304/01/10 depositate in data 21/12/2010). 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 possibile 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 contenziosa.

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 giustificano 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 da calcolarsi 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 93 milioni di euro. Ciò comporterebbe un onere complessivo per imposte e interessi pari a circa 32,6 milioni di euro, di cui circa 1,2 milioni di euro per maggiori imposte di competenza dell'esercizio 2012.
- 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.

Istruttoria dell'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas

L'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas in data 26 giugno 2012 ha comunicato le risultanze istruttorie relative al procedimento avviato nel 2010 con deliberazione VIS 165/10: l'Autorità ha accertato la violazione di alcune disposizioni, in conseguenza delle quali Iren Mercato potrà incorrere in sanzioni.

Sebbene il rischio sia da considerarsi possibile, non è stato effettuato alcun stanziamento in bilancio, dal momento che non ci sono elementi per procedere alla quantificazione della potenziale sanzione, tenuto anche conto del fatto che, come sostengono i consulenti legali della società, il procedimento è ancora in una fase istruttoria e non decisionale.

XII. 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 e produzione da Fonti rinnovabili);
- Mercato (Vendita energia elettrica, gas, calore);
- Infrastrutture Energetiche (Reti di distribuzione dell'energia elettrica, reti di distribuzione del gas, impianti di rigassificazione LNG);
- Servizio Idrico Integrato (vendita e distribuzione acqua, depurazione e fognatura);
- Ambiente (Raccolta e Smaltimento rifiuti);
- Altri servizi (Telecomunicazioni, Illuminazione Pubblica, Servizi global service ed altri minori).

Tali segmenti operativi sono presentati in accordo all'IFRS 8 che richiede di basare l'informativa di settore sugli elementi che il comitato esecutivo ed il management utilizzano 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 e il comparativo con i valori del 2011.

Relativamente al capitale immobilizzato si è ritenuto opportuno appostare nella colonna "non allocabili" le partecipazioni detenute dal gruppo;. Inoltre in un'ottica di riorganizzazione e sviluppo del business del teleriscaldamento si è deciso di ricomprendere anche le attività relative alla gestione della rete di distribuzione dell'energia termica nell'ambito del settore della Generazione che pertanto, dall'esercizio 2012, ha assunto la denominazione di Generazione e Teleriscaldamento; al fine di consentire un confronto omogeneo sono stati riclassificati anche i valori dell'esercizio 2011.

Si rimanda alla Relazione sulla Gestione, al paragrafo Situazione economica patrimoniale finanziaria del Gruppo Iren - Analisi per settori di attività per il commento sull'andamento dei settori di attività.

Situazione patrimoniale riclassificata per settori di attività al 31 dicembre 2012

milioni di euro

	Generazione e Tlr	Mercato	Infrastrutture energetiche	Ciclo idrico	Ambiente	Altri servizi	Non allocabili	Totale
Capitale immobilizzato	1.621	51	1.287	950	296	36	494	4.735
Capitale circolante netto	161	48	(20)	106	(25)	(43)	8	235
Altre attività e passività non correnti	(77)	3	(55)	(264)	(46)	(11)	(12)	(461)
Capitale investito netto (CIN)	1.705	102	1.212	792	225	(17)	490	4.509
Patrimonio netto								1.954
Posizione Finanziaria netta								2.555
Mezzi propri ed indebitamento finanziario netto								4.509

Situazione patrimoniale riclassificata per settori di attività al 31 dicembre 2011

milioni di euro

	Generazione e Tlr	Mercato	Infrastrutture energetiche	Ciclo idrico	Ambiente	Altri servizi	Non allocabili	Totale
Capitale immobilizzato	1.658	45	1.258	952	265	69	406	4.653
Capitale circolante netto	120	142	(37)	72	5	(28)	13	288
Altre attività e passività non correnti	(80)	(8)	(61)	(246)	(40)	8	(15)	(443)
Capitale investito netto (CIN)	1.698	179	1.160	778	230	49	404	4.497
Patrimonio netto								1.845
Posizione Finanziaria netta								2.653
Mezzi propri ed indebitamento finanziario netto								4.497

Conto Economico per settori di attività al 31 dicembre 2012

milioni di euro

	Generazione e Tlr	Mercato	Infrastrutture energetiche	Ciclo idrico	Ambiente	Altri servizi	Elisioni e rettifiche	Totale
Totali ricavi e proventi	983	4.052	385	432	211	131	(1.867)	4.328
Totale costi operativi	(773)	(3.999)	(205)	(316)	(172)	(99)	1.867	(3.698)
Margine Operativo Lordo (EBITDA)	210	52	180	116	39	32	-	630
Amm.ti, acc.ti netti e svalutazioni	(82)	(39)	(54)	(76)	(23)	(15)	-	(289)
Risultato operativo (EBIT)	129	14	126	40	16	17	-	341

Conto Economico per settori di attività al 31 dicembre 2011

milioni di euro

	Generazione e Tlr	Mercato	Infrastrutture energetiche	Ciclo idrico	Ambiente	Altri servizi	Elisioni e rettifiche	Totale
Totali ricavi e proventi	840	3.072	382	438	217	112	(1.542)	3.521
Totale costi operativi	(643)	(3.020)	(211)	(326)	(175)	(96)	1.542	(2.929)
Margine Operativo Lordo (EBITDA)	197	53	171	113	42	16	-	592
Amm.ti, acc.ti netti e svalutazioni	(105)	(18)	(51)	(77)	(27)	(7)	-	(283)
Risultato operativo (EBIT)	93	35	120	36	15	10	-	309

XIII. ALLEGATI AL BILANCIO CONSOLIDATO

ELENCO DELLE IMPRESE CONSOLIDATE INTEGRALMENTE

ELENCO DELLE IMPRESE CONSOLIDATE PROPORZIONALMENTE

ELENCO DELLE IMPRESE VALUTATE CON IL METODO DEL PATRIMONIO NETTO

ELENCO DELLE PARTECIPAZIONI IN ALTRE IMPRESE

DATI DI BILANCIO DELLE PRINCIPALI SOCIETA' CONSOLIDATE INTEGRALMENTE
PROPORZIONALMENTE 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	92,94 7,06	IREN IREN EMILIA
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	818.855.779	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
Aemnet S.p.A.	Torino	Euro	6.973.850	100,00	IRIDE SERVIZI
AGA S.p.A.	Genova	Euro	11.000.000	99,64	IREN EMILIA
AMIAT V. S.p.A.	Torino	Euro	1.000.000	93,0592 0,0008	IREN EMILIA IREN
Bonifica Autocisterne	Piacenza	Euro	595.000	51,00	IREN AMBIENTE
C.EL.PI. Srl in liquidazione	Torino	Euro	293.635	99,93	IREN ENERGIA
CAE Amga Energia S.p.A.	Genova	Euro	10.000.000	100,00	IREN MERCATO
Climatel S.r.l.	Savona	Euro	10.000	100,00	O.C.Clim
Consorzio GPO	Genova	Euro	20.197.260	62,35	IREN EMILIA
ENIA Parma S.r.l.	Parma	Euro	300.000	100,00	IREN EMILIA
ENIA Piacenza S.r.l.	Piacenza	Euro	300.000	100,00	IREN EMILIA
ENIA Reggio Emilia S.r.l.	Reggio Emilia	Euro	300.000	100,00	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
IRIDE SERVIZI S.p.A.	Torino	Euro	52.242.791	93,78 6,22	IREN ENERGIA IREN EMILIA
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	67,00 33,00	IREN ENERGIA AES Torino
O.C.Clim S.r.l.	Savona	Euro	100.000	100,00	CAE Amga Energia
Tecnoborgo S.p.A.	Piacenza	Euro	10.379.640	50,50 0,50	IREN AMBIENTE IREN
Zeus S.p.A.	Genova	Euro	20.320.000	100,00	IREN EMILIA

ELENCO DELLE IMPRESE CONSOLIDATE PROPORZIONALMENTE

Società	Sede	Valuta	Capitale sociale	% possesso	Società partecipante
Acque Potabili Crotone	Torino	Euro	100.000	100,00	Società Acque Potabili
Acquedotto Monferrato	Torino	Euro	600.000	100,00	Società Acque Potabili
Acquedotto Savona	Savona	Euro	500.000	100,00	Società Acque Potabili
AES Torino S.p.A.	Torino	Euro	110.500.000	51,00	IREN ENERGIA
Enia Solaris s.r.l.	Parma	Euro	100.000	100,00	IREN Rinnovabili S.p.A.
IREN Rinnovabili S.p.A.	Reggio Emilia	Euro	221.764	90,19	IREN AMBIENTE
Olt Offshore Toscana LNG S.p.A.	Milano	Euro	145.750.700	41,71	IREN MERCATO
Società Acque Potabili S.p.A.	Torino	Euro	3.600.295	30,86	IREN ACQUA GAS

ELENCO DELLE IMPRESE VALUTATE CON IL METODO DEL PATRIMONIO NETTO

Società	Sede	Valuta	Capitale sociale	% possesso	Società partecipante
A2A Alfa S.r.l.	Milano	Euro	100.000	30,00	IREN MERCATO
ABM Next	Bergamo	Euro	25.825	45,00	Società Acque Potabili
Aciam S.p.A.	Avezzano	Euro	258.743	29,09	IREN AMBIENTE
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
AMIAT S.p.A.	Torino	Euro	46.326.462	49,00	AMIAT V. S.p.A.
AMIU S.p.A.	Alessandria	Euro	120.000	49,00	IREN EMILIA
Amter S.p.A.	Cogoleto	Euro	404.263	49,00	Mediterranea delle Acque
ASA S.p.A.	Livorno	Euro	28.613.414	40,00	AGA
ASMT Serv. Ind.S.p.A.	Tortona	Euro	3.856.240	44,75	IREN EMILIA
ASTEA	Recanati	Euro	76.115.676	21,32	Consorzio GPO
Atena S.p.A.	Vercelli	Euro	8.203.255	40,00	Zeus
Delmi	Milano	Euro	1.466.868.500	15,00	IREN
Domus Acqua S.r.l.	Domusnovas	Euro	96.000	29,00	IREN ACQUA GAS
Edipower S.p.A.	Milano	Euro	1.441.300.000	10,00	IREN ENERGIA
Fata Morgana S.p.A.	Reggio Calabria	Euro	1.402.381	25,00	IREN EMILIA
Fin Gas srl	Milano	Euro	10.000	50,00	IREN MERCATO
Gas Energia S.p.A.	Torino	Euro	3.570.000	20,00	IRIDE SERVIZI
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 EMILIA
Iniziative Ambientali S.r.l.	Novellara	Euro	100.000	40,00	IREN AMBIENTE
Mestni Plinovodi	Koper (Slovenia)	Euro	15.952.479	49,88	IREN ACQUA GAS
Mondo Acqua	Mondovì	Euro	800.000	38,50	IREN ACQUA GAS
Piana Ambiente S.p.A.	Gioia Tauro	Euro	1.719.322	25,00	IREN EMILIA
Plurigas	Milano	Euro	800.000	30,00	IREN
Project Financing Management	Settimo Milanese (MI)	Euro	3.000.000	49,00	IREN Rinnovabili
Rio Riazzone S.p.A.	Roma	Euro	103.292	44,00	IREN AMBIENTE
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	3.000.000	30,94	IREN MERCATO
So. Sel. S.p.A.	Modena	Euro	240.240	24,00	IREN EMILIA
Tirana Acque in liquidazione	Genova	Euro	95.000	50,00	IREN ACQUA GAS
TRM V. S.p.A.	Torino	Euro	1.000.000	24,70	IREN
				0,10	IREN AMBIENTE
				0,10	IREN EMILIA
				0,10	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

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	7,00	IREN MERCATO
Atena Patrimonio	Vercelli	Euro	73.829.295	14,65	Zeus
ATO2 Acque	Biella	Euro	80.000	12,50	IREN ACQUA GAS
Autostrade Centro Padane	Cremona	Euro	15.500.000	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
Consorzio L.E.A.P.	Piacenza	Euro	1.055.000	0,95	IREN AMBIENTE
Consorzio Topix	Torino	Euro	1.690.000	0,30	Aemnet
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	IREN ENERGIA
Nord Ovest Servizi	Torino	Euro	7.800.000	10,00	IREN ACQUA GAS
RE Innovazione	Reggio Emilia	Euro	882.872	0,87	IREN AMBIENTE
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	IRIDE SERVIZI
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
TLR V. S.p.A. (*)	Torino	Euro	120.000	99,996 0,001 0,001 0,001	IREN ENERGIA IREN IREN AMBIENTE IREN EMILIA

(*) la società costituita a fine 2012 non è ancora operativa

**DATI DI BILANCIO DELLE PRINCIPALI SOCIETA' CONSOLIDATE INTEGRALMENTE
PROPORZIONALMENTE E VALUTATE A PATRIMONIO NETTO**

Società consolidate integralmente

Società	Valuta	Totale Attivo	Patrimonio netto	Totale Ricavi	Risultato
IREN ACQUA GAS S.p.A.	Euro	1.208.552.434	632.711.688	213.674.008	37.702.147
IREN AMBIENTE S.p.A.	Euro	349.309.795	100.877.054	90.928.930	12.067.295
IREN EMILIA S.p.A.	Euro	753.677.971	338.949.009	463.448.982	4.556.343
IREN ENERGIA S.p.A.	Euro	2.286.487.767	1.249.370.101	891.923.548	103.879.879
IREN MERCATO S.p.A.	Euro	1.558.779.686	77.058.822	4.012.857.877	(2.572.013)
AEM Torino Distribuzione S.p.A.	Euro	506.782.812	206.448.146	145.326.010	19.566.365
Aemnet S.p.A.	Euro	12.395.886	9.631.453	4.041.613	2.131.108
AGA S.p.A.	Euro	19.831.893	7.224.213	4.625	(355.034)
AMIAT V. S.p.A.	Euro	28.925.000	28.925.000	-	-
Bonifica Autocisterne	Euro	875.799	467.907	1.102.879	(36.600)
C.EL.PI. Srl in liquidazione	Euro	304.624	278.595	2	-
CAE Amga Energia S.p.A.	Euro	60.556.106	24.458.943	38.404.740	106.341
Climatel S.r.l.	Euro	440.020	113.514	349.414	26.699
Consorzio GPO	Euro	21.260.046	21.211.964	-	180.190
ENIA Parma S.r.l.	Euro	58.946.826	6.409.664	104.941.504	1.733.924
ENIA Piacenza S.r.l.	Euro	27.068.344	2.778.235	61.696.464	1.651.949
ENIA Reggio Emilia S.r.l.	Euro	51.343.496	2.852.647	107.773.103	1.869.951
ENIAtel S.p.A.	Euro	2.838.199	1.296.947	2.609.391	146.947
GEA Commerciale S.p.A.	Euro	10.185.912	2.611.805	20.525.304	839.802
Genova Reti Gas S.r.l.	Euro	46.882.018	12.500.924	52.997.736	10.004.192
Idrotigullio	Euro	36.997.030	9.568.695	16.582.702	1.533.939
Immobiliare delle Fabbriche	Euro	10.841.769	10.521.641	38.962	(58.802)
IRIDE SERVIZI S.p.A.	Euro	243.510.298	94.523.217	85.555.701	15.894.280
Laboratori Iren Acqua Gas	Euro	10.014.957	5.357.393	8.245.754	690.819
Mediterranea delle Acque S.p.A.	Euro	625.837.038	441.106.754	120.370.074	18.655.675
Monte Querce	Euro	733.238	100.000	24.449	-
Nichelino Energia S.r.l.	Euro	24.380.091	9.518.227	4.341.195	702.842
O.C.Clim S.r.l.	Euro	9.591.893	3.251.424	8.491.201	70.976
Tecnoborgo S.p.A.	Euro	35.870.470	19.992.760	22.364.230	2.323.361
Zeus S.p.A.	Euro	21.810.280	21.772.374	-	384.272

Società consolidate proporzionalmente

Società	Valuta	Totale Attivo	Patrimonio netto	Totale Ricavi	Risultato
Acque Potabili Crotone	Euro	14.605.906	2.699.874	3.037	(698.532)
Acquedotto Monferrato	Euro	13.158.317	2.826.968	510.826	125.747
Acquedotto Savona	Euro	34.101.254	8.685.023	12.640.866	2.096.406
AES Torino S.p.A.	Euro	695.240.562	325.634.929	190.733.531	72.463.744
Enia Solaris s.r.l.	Euro	26.954.077	4.958.721	3.015.724	181.138
IREN Rinnovabili S.p.A.	Euro	26.602.654	9.525.263	3.149.767	(260.909)
Olt Offshore Toscana LNG S.p.A.	Euro	752.065.819	135.238.932	21.122.372	(3.840.009)
Società Acque Potabili S.p.A.	Euro	261.413.388	102.845.005	55.439.710	(1.434.836)

Società valutate a patrimonio netto

Società	Valuta	Totale Attivo	Patrimonio netto	Totale Ricavi	Risultato
A2A Alfa (1)	Euro	3.911.916	1.300.809	-	2.425.148
ABM Next	Euro	2.237.262	224.555	2.319.376	152.063
Acos Energia S.p.A. (1)	Euro	16.163.784	2.916.283	23.907.572	1.219.732
Acos S.p.A. (1)	Euro	40.456.682	24.255.675	11.319.644	1.279.061
Acquaenna S.c.p.a. (1)	Euro	59.275.670	3.677.897	16.094.631	(2.075.774)
Aguas de San Pedro	Lempiras	642.129.088	422.121.956	302.506.338	61.749.688
Aiga S.p.A.	Euro	5.504.920	687.559	2.348.896	3.815
Amat S.p.A. (1)	Euro	36.871.024	6.145.452	8.048.371	57.381
AMIAT S.p.A. (1)	Euro	275.244.058	73.022.162	198.613.990	2.877.653
Amter S.p.A.	Euro	5.041.965	1.342.829	4.379.901	187.010
ASA S.p.A.	Euro	203.186.150	32.925.905	84.970.652	450.030
ASTEA (1)	Euro	139.325.515	82.116.701	51.096.278	1.950.786
Atena S.p.A. (1)	Euro	49.022.320	11.659.033	38.209.447	958.242
Delmi	Euro	1.076.770.130	930.070.555	61.182	(5.080.604)
Domus Acqua S.r.l. (1)	Euro	1.074.794	223.800	380.635	34.245
Edipower S.p.A.	Euro	2.731.065.712	1.524.620.752	1.054.957.600	48.640.388
Fin Gas srl (1)	Euro	16.204.372	16.193.482	-	(44.258)
Gas Energia S.p.A. (1)	Euro	17.165.352	3.984.660	12.231.430	(60.591)
GICA s.a. (1)	CHF	7.050.770	(1.749.921)	978.282	(3.997.419)
Global Service Parma (1)	Euro	13.904.828	20.000	6.276.692	-
Il Tempio S.r.l. (1)	Euro	3.803.497	141.479	275.145	40.249
Iniziative Ambientali S.r.l.	Euro	3.800.942	1.232.253	-	83.164
Mestni Plinovodi (1)	Euro	33.217.762	17.817.660	11.886.307	279.569
Mondo Acqua (1)	Euro	5.185.790	1.182.258	3.816.553	228.152
Plurigas	Euro	83.644.050	61.237.430	1.116.700.852	18.069.974
Project Financing Management	Euro	3.718.033	3.182.509	742.198	147.101
Rio Riazzone S.p.A. (2)	Euro	947.148	508.176	131.988	8.712
S.M.A.G. (1)	Euro	1.494.766	41.705	2.283.402	21.707
Salerno Energia Vendite (1)	Euro	25.239.889	4.174.795	40.395.610	1.103.565
Sea Power & Fuel S.r.l. (1)	Euro	17.450	7.349	-	(2.945)
Sinergie Italiane (3)	Euro	773.146.501	(88.737.035)	2.208.580.001	(92.160.046)
So. Sel. S.p.A.	Euro	9.860.137	2.482.891	13.058.090	176.814
TRM V. S.p.A.	Euro	126.370.500	126.370.500	-	-
Valle Dora Energia Srl	Euro	621.152	542.076	104.000	993
VEA Energia e Ambiente (1)	Euro	3.382.110	1.170.795	5.513.833	380.569

(1) dati da bilancio 31/12/2011

(2) dati da bilancio 30/09/2012

(3) dati da bilancio 30/09/2011

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	2.813.297		
Investimenti immobiliari	1.831		
Attività immateriali	1.295.022		
Avviamento	132.861		
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	462.097		
Altre partecipazioni	29.808		
Totale (A)	4.734.916	Attivo Immobilizzato (A)	4.734.916
Altre attività non correnti	38.195		
Debiti vari e altre passività non correnti	(154.453)		
Totale (B)	(116.258)	Altre attività (Passività) non correnti (B)	(116.258)
Rimanenze	89.110		
Crediti commerciali	1.253.713		
Crediti per imposte correnti	8.690		
Crediti vari e altre attività correnti	267.253		
Debiti commerciali	(1.135.236)		
Debiti vari e altre passività correnti	(243.514)		
Debiti per imposte correnti	(4.910)		
Totale (C)	235.106	Capitale circolante netto (C)	235.106
Attività per imposte anticipate	215.750		
Passività per imposte differite	(110.553)		
Totale (D)	105.197	Attività (Passività) per imposte differite (D)	105.197
Benefici ai dipendenti	(102.999)		
Fondi per rischi ed oneri	(272.744)		
Fondi per rischi ed oneri quota corrente	(81.548)		
Totale (E)	(457.291)	Fondi e Benefici ai dipendenti (E)	(457.291)
Attività destinate ad essere cedute	7.739		
Passività correlate ad attività destinate ad essere cedute	(21)		
Totale (F)	7.718	Attività (Passività) destinate a essere cedute (F)	7.718
		Capitale investito netto (G=A+B+C+D+E+F)	4.509.388
Patrimonio Netto (H)	1.954.257	Patrimonio Netto (H)	1.954.257
Attività finanziarie non correnti	(116.168)		
Passività finanziarie non correnti	2.197.827		
Totale (I)	2.081.659	Indeb. finanziario a medio e lungo termine (I)	2.081.659
Attività finanziarie correnti	(273.550)		
Cassa e altre disponibilità liquide equivalenti	(28.041)		
Passività finanziarie correnti	775.063		
Totale (L)	473.472	Indeb. finanziario a breve termine (L)	473.472
		Indebitamento finanziario netto (M=I+L)	2.555.131
		Mezzi propri e indeb. finanziario netto (H+M)	4.509.388

PROSPETTO IMPOSTE ANTICIPATE E DIFFERITE ESERCIZIO 2012

	differenze			
	iniziale	formazione	riversamento	residuo
<u>Imposte anticipate</u>				
Compenso amministratori sindaci revisori	3.224	2.191	1.870	3.545
Fondi non rilevanti fiscalmente	227.290	107.789	33.246	301.833
Contributi Imponibili	1.380	-	20	1.360
Differenze di valore delle immobilizzazioni	188.239	24.123	23.833	188.529
Strumenti derivati (IAS 39)	37.704	23.419	329	60.794
Perdite fiscali illimitatamente riportabili	8.085	1.995	1.036	9.044
Altro	67.290	43.851	20.848	90.293
Totale imponibili/imposte anticipate	533.212	203.368	81.182	655.398
<u>Imposte differite</u>				
Differenze di valore delle immobilizzazioni	330.523	4.255	23.543	311.235
Contributo c/ impianti	1.260	-	-	1.260
Fondo svalutazione crediti fiscale maggiore civilistico	3.374	-	110	3.264
Adeguamento fondo TFR	12.682	548	6.386	6.844
Strumenti derivati (IAS 39)	(71)	-	2.337	(2.408)
Leasing finanziario	2.991	658	84	3.565
Altro	50.796	35.056	7.988	77.864
Totale imponibile/imposte differite	401.555	40.517	40.448	401.624
Imposte anticipate (differite) nette	131.657	162.851	40.734	253.774

migliaia di euro

imposte a c/eco	imposte a PN	imposte		totale
		IRES	IRAP	
117	-	899	31	930
26.313	1.860	100.305	4.807	105.112
(9)	-	447	47	494
(935)	-	53.079	1.634	54.713
824	6.042	16.185	2.543	18.728
1.718	-	2.406	-	2.406
3.188	805	32.398	969	33.367
31.216	8.707	205.719	10.031	215.750
(5.246)	-	64.722	8.993	73.715
-	-	248	27	275
(30)	-	1.113	-	1.113
(572)	(2.139)	1.511	-	1.511
(795)	(3.574)	277	10	287
229	-	1.387	146	1.533
7.266	-	31.462	657	32.119
852	(5.713)	100.720	9.833	110.553
30.364	14.420	104.999	198	105.197

PROSPETTO IMPOSTE ANTICIPATE E DIFFERITE ESERCIZIO 2011

	differenze			
	iniziale	formazione	riversamento	residuo
<u>Imposte anticipate</u>				
Compenso amministratori sindaci revisori	3.141	2.496	2.414	3.224
Fondi non rilevanti fiscalmente	192.566	68.592	33.868	227.290
Contributi Imponibili	1.466	-	86	1.380
Differenze di valore delle immobilizzazioni	160.260	36.317	8.338	188.239
Strumenti derivati (IAS 39)	18.262	19.881	439	37.704
Perdite fiscali illimitatamente riportabili	6.940	2.019	874	8.085
Altro	66.278	26.689	25.678	67.290
Totale imponibili/imposte anticipate	448.915	155.994	71.697	533.212
<u>Imposte differite</u>				
Differenze di valore delle immobilizzazioni	189.966	188.418	47.861	330.523
Contributo c/ impianti	3.146	-	1.886	1.260
Fondo svalutazione crediti fiscale maggiore civilistico	50.149	-	46.775	3.374
Adeguamento fondo TFR	9.364	4.999	1.681	12.682
Strumenti derivati (IAS 39)	(2.414)	2.351	8	(71)
Leasing finanziario	2.601	976	586	2.991
Altro	38.532	28.504	16.240	50.796
Totale imponibile/imposte differite	291.344	225.248	115.038	401.555
Imposte anticipate (differite) nette	157.570	(69.254)	(43.341)	131.657

migliaia di euro

imposte a c/eco	imposte a PN	imposte		totale
		IRES	IRAP	
7	-	847	1	847
13.317	-	70.206	3.272	73.479
28	-	496	56	552
13.927	-	58.170	2.494	60.664
195	5.529	10.953	1.793	12.747
531	-	1.175	-	1.175
7.021	2	24.126	1.261	25.386
35.025	5.531	165.974	8.877	174.850
2.766	-	85.905	9.581	95.486
28	-	248	27	275
82	-	1.143	-	1.143
1.098	27	3.930	-	3.930
796	2.570	3.622	10	3.632
178	-	1.079	104	1.184
3	(165)	8.614	173	8.787
4.951	2.432	104.542	9.896	114.438
30.074	3.098	61.432	(1.019)	60.413

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	15.377	68	-	3.633	-
Comune Parma	14.790	-	-	321	-
Comune Piacenza	3.510	-	-	5.672	-
Comune Reggio Emilia	5.187	-	-	2.766	-
Comune Torino	32.147	178.957	1	4.153	-
Finanziaria Sviluppo Utilities	31	-	2.759	-	-
Gruppo Intesa Sanpaolo	-	3.167	-	-	375.861
AES Torino	1.767	90	4.304	14.862	16
OLT Offshore LNG	327	175.168	-	-	-
Società Acque Potabili	11.287	-	-	880	-
Acquedotto Savona	7	-	-	16	-
Acquedotto Monferrato	7	-	-	-	-
ENiA Solaris	-	1.982	10	-	56
Iren Rinnovabili S.p.A.	38	1.546	-	21	-
ABM Next	9	104	-	2	-
Aciam S.p.A.	325	-	-	-	-
Acos Energia S.p.A.	4.691	-	-	4	-
Acos S.p.A.	44	164	-	-	-
Acquaenna S.c.p.a.	3.312	276	-	384	-
Aguas de San Pedro S.A.	469	-	-	-	-
Aiga S.p.A.	178	467	-	-	-
Amat S.p.A.	72	-	-	3	-
AMIU Alessandria	-	-	-	44	-
Amter S.p.A.	1.703	-	-	-	-
ASA S.p.A.	9.554	6.614	-	1.692	-
ASMT Serv. Ind.S.p.A.	277	-	-	32	-
ASTEA	7.689	235	-	-	-
Atena S.p.A.	93	341	-	421	-
Domus Acqua S.r.l.	22	15	-	-	-
Edipower S.p.A.	5.579	-	-	8.102	-
Fata Morgana	1	-	-	-	-
Gas Energia S.p.A.	-	-	-	54	-
GICA s.a.	-	572	-	-	-
Global Service Parma	4.995	-	-	2.977	-
Il Tempio S.r.l.	1	313	-	-	-
Iniziative Ambientali S.r.l.	1	-	-	-	-
Mondo Acqua	218	-	-	-	-
Piana Ambiente S.p.A.	294	-	-	-	-
Plurigas S.p.A.	81	-	-	(1.711)	-
S.M.A.G. srl	38	-	-	985	-
Salerno Energia Vendite	2.043	-	-	64	-
Sinergie Italiane S.r.l.	16.542	-	-	16.200	-
So. Sel. S.p.A.	8	-	-	2.518	-
Valle Dora Energia Srl	4	-	-	62	30
VEA Energia e Ambiente	18	-	-	-	-
Agac Infrastrutture	3	-	-	1.175	-
Parma Infrastrutture	8.632	-	-	4.110	-
Piacenza Infrastrutture	6	-	-	696	-
TOTALE	151.377	370.079	7.074	70.138	375.963

	migliaia di euro				
	Debiti di altra natura	Ricavi e proventi	Costi e altri oneri	Proventi finanziari	Oneri finanziari
Comune Genova	-	7.064	2.443	-	-
Comune Parma	4.369	1.015	4.551	-	-
Comune Piacenza	-	3.254	2.523	-	-
Comune Reggio Emilia	-	3.953	603	-	-
Comune Torino	385	82.872	1.657	3.606	-
Finanziaria Sviluppo Utilities	-	28	-	-	1
Gruppo Intesa Sanpaolo	-	-	682	-	18.641
AES Torino	284	2.039	50.551	107	7
OLT Offshore LNG	-	-	-	4.548	-
Società Acque Potabili	-	657	85	1	-
Acquedotto Savona	-	141	1	-	-
Acquedotto Monferrato	-	3	-	-	-
ENiA Solaris	-	-	-	74	-
Iren Rinnovabili S.p.A.	-	56	15	58	-
ABM Next	-	-	-	-	-
Aciam S.p.A.	-	184	-	17	-
Acos Energia S.p.A.	-	16.674	-	-	-
Acos S.p.A.	-	58	-	-	-
Acquaenna S.c.p.a.	-	97	-	13	-
Agua de San Pedro S.A.	-	164	-	-	-
Aiga S.p.A.	-	188	-	17	-
Amat S.p.A.	-	185	20	-	-
AMIU Alessandria	-	-	-	-	-
Amter S.p.A.	-	1.194	-	-	-
ASA S.p.A.	-	497	90	-	-
ASMT Serv. Ind.S.p.A.	-	92	49	-	-
ASTEA	-	-	-	235	-
Atena S.p.A.	-	95	-	341	-
Domus Acqua S.r.l.	-	-	-	-	-
Edipower S.p.A.	-	78	55.537	2.521	-
Fata Morgana	-	-	-	-	-
Gas Energia S.p.A.	-	-	90	-	-
GICA s.a.	-	-	-	-	-
Global Service Parma	-	412	1.834	-	-
Il Tempio S.r.l.	-	-	-	5	-
Iniziative Ambientali S.r.l.	-	-	-	-	-
Mondo Acqua	-	453	-	-	-
Piana Ambiente S.p.A.	-	1	-	-	-
Plurigas S.p.A.	-	30.726	84.969	-	-
S.M.A.G. srl	-	-	2.105	-	-
Salerno Energia Vendite	-	19.811	65	-	-
Sinergie Italiane S.r.l.	-	2	144.342	-	-
So. Sel. S.p.A.	-	11	5.018	-	-
Valle Dora Energia Srl	-	7	104	-	-
VEA Energia e Ambiente	-	2.693	-	-	-
Agac Infrastrutture	-	10	-	-	-
Parma Infrastrutture	-	8.851	1.321	-	-
Piacenza Infrastrutture	-	5	-	-	-
TOTALE	5.038	183.570	358.655	11.543	18.649

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	81
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	175
	ii) Rete del revisore della Capogruppo	Società Capogruppo	-
Revisione contabile	i) Revisore della Capogruppo	i) Società Controllate	545
	ii) Rete del revisore della Capogruppo	ii) Società Controllate	-
Servizi di attestazione	i) Revisore della Capogruppo	i) Società Controllate	143
	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	20
	ii) Rete del revisore della Capogruppo	ii) Società Controllate	30
Totale corrispettivi alla società di revisione			1.015

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 Andrea Viero, Direttore Generale, e Massimo Levrino, Direttore Amministrazione e Finanza 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 2012.

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.

10 aprile 2013

Il Direttore Generale

Dr. Andrea Viero



Il Direttore Amministrazione e Finanza
e Dirigente Preposto L. 262/05

Dr. Massimo Levrino



**RELAZIONE DELLA SOCIETÀ DI REVISIONE AI SENSI DEGLI ARTT. 14 E 16 DEL
D.LGS 27.1.2010, 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 2012. 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'art. 9 del D.Lgs n. 38/2005, compete agli amministratori della Iren SpA. E' 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.

Il bilancio consolidato presenta ai fini comparativi i dati relativi al bilancio consolidato dell'esercizio precedente. Come indicato nelle note illustrative, gli amministratori hanno risposto alcuni dati comparativi relativi al bilancio consolidato dell'esercizio precedente, rispetto ai dati precedentemente presentati e assoggettati a revisione contabile da altro revisore che ha emesso la relazione di revisione in data 23 aprile 2012. Le modalità di rideterminazione dei dati comparativi e la relativa informativa presentata nelle note esplicative sono state da noi esaminate ai fini dell'espressione del giudizio sul bilancio consolidato al 31 dicembre 2012.

3 A nostro giudizio, il bilancio consolidato del Gruppo Iren al 31 dicembre 2012 è conforme agli International Financial Reporting Standards adottati dall'Unione Europea, nonché ai provvedimenti emanati in attuazione dell'art. 9 del D.Lgs 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 6.812.000,00 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** 70124 Via Don Luigi Guanella 17 Tel. 0805640211 - **Bologna** Zola Predosa 40069 Via Tevere 18 Tel. 0516186211 - **Brescia** 25123 Via Borgo Pietro Wuhrer 23 Tel. 0303697501 - **Catania** 95129 Corso Italia 309 Tel. 0957532311 - **Firenze** 50121 Viale Gramsci 15 Tel. 0552482811 - **Genova** 16121 Piazza Dante 7 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 Tamara 20/A Tel. 0521242848 - **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 Pascolle 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. E' 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'art. 123-bis del D.Lgs n. 58/98, 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'art. 123-bis del D.Lgs n. 58/98 presentate nella relazione sul governo societario e gli assetti proprietari sono coerenti con il bilancio consolidato del Gruppo Iren al 31 dicembre 2012.

Torino, 29 aprile 2013

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 2012

PROSPETTO DELLA SITUAZIONE PATRIMONIALE - FINANZIARIA

	Note	31.12.2012	di cui parti correlate	31.12.2011 Rideterminato	di cui parti correlate
Importi in euro					
ATTIVITA'					
Attività materiali	(1)	1.690.481		6.996.453	
Attività immateriali a vita definita	(2)	437.311		141.980	
Partecipazioni in imprese controllate, joint venture e collegate	(3)	2.410.241.884		2.236.297.601	
Altre partecipazioni	(4)	-		140.272.674	
Attività finanziarie non correnti	(5)	1.453.795.376	1.452.745.083	984.120.817	982.678.082
Altre attività non correnti	(6)	10.687.792	2.759.032	367.608	
Attività per imposte anticipate	(7)	30.164.232		24.855.366	
Totale attività non correnti		3.907.017.076		3.393.052.499	
Crediti commerciali	(8)	16.013.164	15.511.651	20.820.112	20.766.835
Crediti per imposte correnti	(9)	3.518.242		159.018	
Crediti vari e altre attività correnti	(10)	44.179.915	41.281.200	49.102.182	36.805.641
Attività finanziarie correnti	(11)	274.357.852	274.148.240	978.627.234	978.585.943
Cassa e altre disponibilità liquide equivalenti	(12)	4.630.418	267.830	17.406.189	
Totale attività correnti		342.699.591		1.066.114.735	
Attività destinate ad essere cedute				-	
TOTALE ATTIVITA'		4.249.716.667		4.459.167.234	

I dati al 31 dicembre 2011, posti a confronto, sono stati rideterminati per effetto dell'adozione in via anticipata della versione rivista del principio IAS 19 *Benefici per i dipendenti*.

	Note	31.12.2012	di cui parti correlate	31.12.2011 Rideterminato	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		158.335.228		244.556.201	
Risultato netto del periodo		70.311.187		(57.293.489)	
TOTALE PATRIMONIO NETTO	(13)	1.504.872.092		1.463.488.389	
PASSIVITA'					
Passività finanziarie non correnti	(14)	2.076.086.729	145.485.277	1.855.587.104	186.974.492
Benefici ai dipendenti	(15)	10.590.067		9.456.446	
Fondi per rischi ed oneri	(16)	19.670.784		19.891.350	
Passività per imposte differite	(17)	5.360.816		1.913.212	
Debiti vari, altre passività non correnti	(18)	8.861.996	8.861.996	-	
Totale passività non correnti		2.120.570.392		1.886.848.112	
Passività finanziarie correnti	(19)	566.530.016	225.013.311	1.051.732.797	284.942.644
Debiti commerciali	(20)	20.147.012	3.382.128	15.787.521	3.518.771
Debiti vari e altre passività correnti	(21)	37.597.155	16.468.547	26.786.580	19.165.061
Debiti per imposte correnti	(22)	-		14.523.835	
Totale passività correnti		624.274.183		1.108.830.733	
Passività correlate ad attività destinate ad essere cedute		-		-	
TOTALE PASSIVITA'		2.744.844.575		2.995.678.845	
TOTALE PATRIMONIO NETTO E PASSIVITA'		4.249.716.667		4.459.167.234	

I dati al 31 dicembre 2011, posti a confronto, sono stati rideterminati per effetto dell'adozione in via anticipata della versione rivista del principio IAS 19 *Benefici per i dipendenti*.

PROSPETTO DI CONTO ECONOMICO

	Note	Esercizio 2012	di cui parti correlate	Esercizio 2011 Rideterminato	Importi in euro di cui parti correlate
Ricavi					
Ricavi per beni e servizi	(23)	13.320.191	13.320.191	13.250.142	13.250.142
Altri proventi	(24)	18.541.969	807.112	2.402.829	544.698
Totale ricavi		31.862.160		15.652.971	
Costi operativi					
Costi materie prime sussidiarie di consumo e merci	(25)	(11.933)		(16.646)	
Prestazioni di servizi e godimento beni di terzi	(26)	(16.869.618)	(4.685.903)	(15.602.210)	(3.610.947)
Oneri diversi di gestione	(27)	(5.367.972)	(214.098)	(2.930.701)	(52.223)
Costi per lavori interni capitalizzati	(28)	166.198		-	
Costo del personale	(29)	(19.905.485)	(20.593)	(19.727.984)	
Totale costi operativi		(41.988.810)		(38.277.541)	
MARGINE OPERATIVO LORDO		(10.126.650)		(22.624.570)	
Ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni					
Ammortamenti	(30)	(114.350)		(545.333)	
Accantonamenti e svalutazioni	(31)	(3.771.674)		(342.310)	
Totale ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni		(3.886.024)		(887.643)	
RISULTATO OPERATIVO		(14.012.674)		(23.512.213)	
Gestione finanziaria	(32)				
Proventi finanziari		180.648.850	177.592.209	183.938.354	182.447.732
Oneri finanziari		(110.272.586)	(13.774.290)	(96.614.561)	(836.642)
Totale gestione finanziaria		70.376.264		87.323.793	
Rettifica di valore di partecipazioni	(33)	-		(136.125.958)	
- di cui non ricorrenti		-		(136.125.958)	
Risultato prima delle imposte		56.363.590		(72.314.378)	
Imposte sul reddito	(34)	13.947.597		15.020.889	
Risultato netto delle attività in continuità		70.311.187		(57.293.489)	
Risultato netto da attività operative cessate		-		-	
Risultato netto del periodo		70.311.187		(57.293.489)	

I dati al 31 dicembre 2011, posti a confronto, sono stati rideterminati per effetto dell'adozione in via anticipata della versione rivista del principio IAS 19 *Benefici per i dipendenti*.

PROSPETTO DELLE ALTRE COMPONENTI DI CONTO ECONOMICO COMPLESSIVO

		Importi in euro	
	Note	Esercizio 2012	Esercizio 2011 Rideterminato
Utile/(perdita) del periodo - Gruppo e Terzi (A)		70.311.187	(57.293.489)
Altre componenti di conto economico complessivo	(35)		
- quota efficace delle variazioni di fair value della copertura di flussi finanziari		(16.591.318)	(18.330.597)
- variazioni di fair value delle attività finanziarie disponibili per la vendita		-	8.564.424
- utili (perdite) attuariali piani per dipendenti a benefici definiti (IAS19)		(1.567.244)	345.916
Effetto fiscale delle altre componenti di conto economico complessivo		5.823.013	5.920.759
Totale altre componenti di conto economico complessivo al netto dell'effetto fiscale (B)		(12.335.549)	(3.499.498)
Totale Utile/(perdita) complessiva (A)+(B)		57.975.638	(60.792.987)

I dati al 31 dicembre 2011, posti a confronto, sono stati rideterminati per effetto dell'adozione in via anticipata della versione rivista del principio IAS 19 *Benefici per i dipendenti*.

PROSPETTO DELLE VARIAZIONI DELLE VOCI DI PATRIMONIO NETTO

	Capitale sociale	Riserva sovrapp. Emissione azioni	Riserva legale
31/12/2010 Rideterminato	1.276.226	105.102	23.862
Riserva legale			5.134
Dividendi agli azionisti			
Utili portati a nuovo			
Risultato complessivo rilevato nel periodo di cui:			
- Risultato netto del periodo			
- Altre componenti di Conto Economico complessivo			
31/12/2011 Rideterminato	1.276.226	105.102	28.996
Dividendi agli azionisti			
Perdite portate a nuovo			
Risultato complessivo rilevato nel periodo di cui:			
- Risultato netto del periodo			
- Altre componenti di Conto Economico complessivo			
31/12/2012	1.276.226	105.102	28.996

I dati al 31 dicembre 2010 e al 31 dicembre 2011 sono stati rideterminati per effetto dell'adozione in via anticipata della versione rivista del principio IAS 19 *Benefici per i dipendenti*.

migliaia di euro					
Riserva copertura flussi finanziari	Riserva Available for Sale	Altre riserve e Utile (perdite) accumulate	Totale riserve e Utile (perdite) accumulate	Risultato del periodo	Patrimonio netto
(13.714)	(8.447)	147.126	253.929	102.606	1.632.761
			5.134	(5.134)	-
		(10.975)	(10.975)	(97.505)	(108.480)
(12.197)	8.447	(33)	(33)	33	-
		251	(3.499)	(57.294)	(60.793)
				(57.294)	(57.294)
(12.197)	8.447	251	(3.499)		(3.499)
(25.911)	-	136.369	244.556	(57.294)	1.463.488
		(16.591)	(16.591)		(16.591)
		(57.294)	(57.294)	57.294	-
(11.179)		(1.157)	(12.336)	70.311	57.975
				70.311	70.311
(11.179)	-	(1.157)	(12.336)		(12.336)
(37.090)	-	61.327	158.335	70.311	1.504.872

RENDICONTO FINANZIARIO

	migliaia di euro	
	Esercizio 2012	Esercizio 2011 Rideterminato
A. Disponibilità liquide e saldo gestione tesoreria accentrata iniziali	457.742	405.178
Flusso finanziario generato dall'attività operativa		
Risultato del periodo	70.311	(57.294)
Rettifiche per:		
Ammortamenti attività materiali e immateriali	114	545
(Plusvalenze) Minusvalenze e altre variazioni patrimoniali	(14.780)	-
Variazione netta TFR e altri benefici ai dipendenti	(434)	(99)
Variazione netta fondo rischi e altri oneri	(220)	698
Variazione imposte anticipate e differite	3.962	(1.404)
Variazione altre attività/passività non correnti	(1.458)	46
Dividendi ricevuti	(93.194)	(157.003)
Svalutazioni (Rivalutazioni) nette di attività immobilizzate	(2.458)	136.126
B. Cash flow operativo prima delle variazioni di CCN	(38.157)	(78.385)
Variazione crediti commerciali	4.808	(6.723)
Variazione crediti tributari e altre attività correnti	1.563	8.558
Variazione debiti commerciali	4.358	(16.625)
Variazione debiti tributari e altre passività correnti	(3.713)	(9.495)
C. Flusso finanziario derivante da variazioni di CCN	7.016	(24.285)
D. Cash flow operativo (B+C)	(31.141)	(102.670)
Flusso finanziario da (per) attività di investimento		
Investimenti in attività materiali e immateriali	(324)	(155)
Investimenti in attività finanziarie	(31.214)	(67.137)
Realizzo investimenti	20.000	-
Dividendi ricevuti	93.194	157.003
E. Totale flusso finanziario da attività di investimento	81.656	89.711
F. Free cash flow (D+E)	50.515	(12.959)
Flusso finanziario da attività di finanziamento		
Erogazione di dividendi	(16.591)	(108.479)
Nuovi mutui e finanziamenti a lungo termine	402.000	525.000
Rimborsi di mutui e finanziamenti a lungo termine	(458.085)	(97.651)
Variazione crediti finanziari	(110.593)	(71.808)
Variazione debiti finanziari	(245.360)	(181.539)
G. Totale flusso finanziario da attività di finanziamento	(428.629)	65.523
H. Flusso monetario del periodo (F+G)	(378.114)	52.564
I. Disponibilità liquide e saldo gestione tesoreria accentrata finali (A+H)	79.628	457.742
L. Saldo gestione tesoreria accentrata verso società controllate	(74.998)	(440.336)
M. Disponibilità liquide finali (I+L)	4.630	17.406

I dati al 31 dicembre 2011, posti a confronto, sono stati rideterminati per effetto dell'adozione in via anticipata della versione rivista del principio IAS 19 *Benefici per i dipendenti*.

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 ENIA.

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 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 dati al 31 dicembre 2011, posti a confronto, sono stati rideterminati per effetto dell'adozione in via anticipata della versione rivista del principio IAS 19 Benefici per i dipendenti.

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").

In ottemperanza al Regolamento Europeo n. 1606 del 19 luglio 2002, a partire dal 2005, il Gruppo Iride ha adottato i Principi Contabili Internazionali ("IFRS") emessi dall'International Accounting Standards Board ("IASB") nella preparazione del bilancio consolidato. In base alla normativa nazionale attuativa del suddetto Regolamento, il bilancio separato della Capogruppo Iride S.p.A. è stato predisposto secondo i suddetti principi a decorrere dal 2006.

Nella predisposizione del presente bilancio, sono stati applicati gli stessi principi contabili adottati nella redazione del Bilancio al 31 dicembre 2011, con le eccezioni evidenziate nei paragrafi "Principi contabili, emendamenti ed interpretazioni efficaci dal 1° gennaio 2012" e "Cambiamento principi contabili".

Il bilancio separato al 31 dicembre 2012 è costituito dal prospetto della Situazione Patrimoniale-Finanziaria, dal prospetto di 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 il prospetto della 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 prospetto di 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 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 prospetto di Conto Economico e al prospetto della 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 2012 di Iren S.p.A.; i suddetti principi contabili non sono cambiati rispetto a quelli adottati al 31 dicembre 2011 ad eccezione di quanto riportato al paragrafo "Cambiamento principi contabili".

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, il 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:

Voce	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. 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, par. 27A, 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 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 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 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.

CAMBIAMENTO PRINCIPI CONTABILI

A partire dall'esercizio 2012 la Società ha inteso applicare in via anticipata il principio IAS 19 revised (pubblicato in Gazzetta Ufficiale il 6 giugno 2012) come da opzione in esso prevista.

L'emendamento allo IAS 19 – Benefici ai dipendenti, elimina l'opzione di differire il riconoscimento degli utili e delle perdite attuariali con il metodo del corridoio (già non applicato presso il Gruppo Iren), richiedendo la presentazione nella situazione patrimoniale e finanziaria del deficit o surplus del fondo

nella sua interezza. Inoltre prevede il riconoscimento separato nel conto economico delle componenti di costo legate alla prestazione lavorativa e gli oneri finanziari netti e l'iscrizione degli utili e perdite attuariali che derivano dalla rideterminazione in ogni esercizio della passività e attività tra gli Altri utili/(perdite) complessivi. Inoltre, il rendimento delle attività incluso tra gli oneri finanziari netti dovrà essere calcolato sulla base del tasso di sconto delle passività e non più del rendimento atteso delle stesse. L'emendamento infine, introduce nuove informazioni addizionali da fornire nelle note al bilancio.

In proposito si precisa che la versione "revised" del principio IAS 19, omologato da parte della Commissione Europea, prevede che, al fine di fornire informazioni attendibili e più rilevanti, la rilevazione di tali componenti avvenga direttamente tra le "Riserve da valutazione" incluse nel patrimonio netto con il riconoscimento immediato delle stesse nel "Prospetto di conto economico complessivo".

I dati comparativi relativi al bilancio 2011, come previsto dallo IAS 8, sono stati adeguati per renderli confrontabili con quelli dell'esercizio 2012.

Nella tabella seguente vengono riportati gli effetti dell'applicazione anticipata sulle voci di bilancio dell'esercizio 2011.

	migliaia di euro
	Esercizio 2011
Proventi finanziari	(536)
Oneri finanziari	190
Imposte sul reddito	95
Risultato netto del periodo	(251)
Altre componenti di conto economico complessivo	
Utili (perdite) attuariali piani per dipendenti a benefici definiti (IAS19)	346
Effetto fiscale delle altre componenti di conto economico complessivo	(95)
Totale altre componenti di conto economico complessivo	251
Totale risultato complessivo	-

PRINCIPI CONTABILI, EMENDAMENTI ED INTERPRETAZIONI EFFICACI DAL 1° GENNAIO 2012

In data 7 ottobre 2010 lo IASB ha pubblicato alcuni emendamenti al principio *IFRS 7 – Strumenti finanziari: Informazioni integrative*, applicabili per i periodi contabili che avranno inizio il o dopo il 1° luglio 2011. Tali emendamenti, omologati dagli organi competenti dell'Unione Europea con Regolamento pubblicato il 23 novembre 2011, mirano a consentire agli utilizzatori del bilancio di comprendere meglio le esposizioni ai rischi connesse con il trasferimento di attività finanziarie e gli effetti di detti rischi sulla posizione finanziaria dell'entità. Gli emendamenti inoltre richiedono maggiori informazioni nel caso in cui un ammontare sproporzionato di tali transazioni sia posto in essere in prossimità della fine di un periodo contabile.

L'adozione di tale modifica non ha prodotto alcun effetto dal punto di vista della valutazione delle poste di bilancio.

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

Si segnalano inoltre i seguenti Principi contabili, emendamenti ed interpretazioni non ancora applicabili e non adottati in via anticipata dal gruppo Iren:

- In data 12 maggio 2011 lo IASB ha emesso il principio IFRS 10 – *Bilancio Consolidato* che sostituirà il SIC-12 *Consolidamento – Società a destinazione specifica (società veicolo)* e parti dello IAS 27 – *Bilancio*

consolidato e separato il quale sarà ridenominato Bilancio separato e disciplinerà il trattamento contabile delle partecipazioni nel bilancio 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 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 deve essere applicato in modo retrospettivo, al più tardi, dagli esercizi aventi inizio dal o dopo il 1° gennaio 2014.

- In data 12 maggio 2011 lo IASB ha emesso il principio IFRS 11 – Accordi di compartecipazione che sostituirà 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 congiunti:

1. le operazioni congiunte;
2. le *joint ventures*.

Le due tipologie si distinguono in base ai diritti e agli obblighi che sorgono in capo alle parti di un accordo congiunto. In una operazione congiunta le parti hanno diritti riguardanti le attività e obbligazioni relative alle passività dell'accordo congiunto, mentre in una *joint venture* le parti hanno diritti alle attività nette dell'accordo. L'IFRS 11 stabilisce che le attività, passività, costi e ricavi di un'operazione congiunta vengano rilevate dalle parti in base alla percentuale di controllo e, per contro, che le *joint ventures* siano rilevate dalle parti utilizzando il metodo del Patrimonio netto, così come previsto dallo IAS 28 "Partecipazioni in imprese collegate e *joint ventures*". Il principio deve essere applicato in modo retrospettivo, al più tardi, dagli esercizi aventi inizio dal o dopo il 1° gennaio 2014. A seguito dell'emanazione del principio lo IAS 28 – *Partecipazioni in imprese collegate* è stato emendato per comprendere nel suo ambito di applicazione, dalla data di efficacia del principio, anche le partecipazioni in imprese a controllo congiunto.

- In data 12 maggio 2011 lo IASB ha emesso il principio IFRS 12 – *Informazioni aggiuntive su partecipazioni in altre imprese* che è un nuovo e completo principio sulle informazioni aggiuntive da fornire su ogni tipologia di partecipazione, ivi incluse quelle su imprese controllate, gli accordi di compartecipazione, collegate, società a destinazione specifica ed altre società veicolo non consolidate. Il principio deve essere applicato in modo retrospettivo, al più tardi, dagli esercizi aventi inizio dal o dopo il 1° gennaio 2014.
- In data 12 maggio 2011 lo IASB ha emesso il principio IFRS 13 – *Misurazione del fair value* che chiarisce come deve essere determinato il fair value ai fini del bilancio e si applica a tutti i principi IFRS che richiedono o permettono la misurazione del fair value o la presentazione di informazioni basate sul fair value. Qualora non sia disponibile un fair value direttamente osservabile sul mercato, il principio prevede l'utilizzo di tre possibili tecniche di valutazione: a) il prezzo di mercato desumibile da transazioni simili; b) il valore attuale netto dei flussi di cassa; c) il valore di sostituzione. Il principio è applicabile in modo prospettico dal 1° gennaio 2013.
- In data 16 giugno 2011 lo IASB ha emesso un emendamento allo IAS 1 – *Presentazione del bilancio* per richiedere alle imprese di raggruppare tutti i componenti presentati tra gli Altri utili/(perdite) complessivi a seconda che esse possano o meno essere riclassificate successivamente a conto economico. L'emendamento è applicabile dagli esercizi aventi inizio dopo o dal 1° luglio 2012.
- 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. Gli emendamenti sono applicabili in modo retrospettivo per gli esercizi aventi inizio dal o dopo il 1° gennaio 2014.
- In data 16 dicembre 2011 lo IASB ha emesso alcuni emendamenti all'IFRS 7 – *Strumenti finanziari: informazioni integrative*. L'emendamento richiede informazioni sugli effetti o potenziali effetti dei contratti di compensazione delle attività e passività finanziarie sulla situazione patrimoniale-finanziaria. Gli emendamenti sono applicabili per gli esercizi aventi inizio dal o dopo il 1° gennaio 2013 e periodi intermedi successivi a tale data. Le informazioni devono essere fornite in modo retrospettivo.

Alla data del presente bilancio gli organi competenti dell'Unione Europea non hanno ancora concluso il processo di omologazione dei seguenti principi contabili.

- In data 12 novembre 2009 lo IASB ha pubblicato il principio IFRS 9 – *Strumenti finanziari*, lo stesso principio è poi stato emendato. Il principio, applicabile dal 1° gennaio 2015 in modo retrospettivo, rappresenta la prima parte di un processo per fasi che ha lo scopo di sostituire interamente lo IAS 39 e introduce dei nuovi 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.
- In data 17 maggio 2012, lo IASB ha emesso un insieme di modifiche agli IFRS (Annual Improvement to IFRS's – 2009-2011 Cycle) che saranno applicabili in modo retrospettivo dal 1° gennaio 2013. Gli emendamenti riguardano principalmente i seguenti principi contabili internazionali:
 - a) IAS 1 - *Presentazione del bilancio*. L'emendamento chiarisce le modalità di presentazione delle informazioni comparative nel caso in cui un'impresa modifichi dei principi contabili e nei casi in cui l'impresa effettui una riesposizione retrospettiva o una riclassifica e nei casi in cui l'impresa fornisca delle situazioni patrimoniali aggiuntive rispetto a quanto richiesto dal principio; le modifiche apportate riguardano altresì la tematica dei contributi pubblici;
 - b) IAS 16 - *Immobilizzazioni, impianti e macchinari*. L'emendamento chiarisce che i ricambi e le attrezzature sostitutive devono essere capitalizzate solo se questi rispettano la definizione di Immobilizzazioni, impianti e macchinari, altrimenti devono essere classificate come Rimanenze;
 - c) IAS 32 - *Strumenti finanziari: esposizione in bilancio*. L'emendamento elimina un'incoerenza tra lo IAS 12 – Imposte sul reddito e lo IAS 32 sulla rilevazione delle imposte derivanti da distribuzioni ai soci stabilendo che queste devono essere rilevate a conto economico nella misura in cui la distribuzione si riferisce a proventi generati da operazioni originariamente contabilizzate a conto economico.
 - d) IAS 34 - *Bilanci intermedi*. Con riferimento all'informativa a livello di segment reporting, l'emendamento precisa che il totale delle attività per ciascun settore o segmento operativo dovrà essere riportato solo se tale informazione è regolarmente fornita dal chief operating decision maker dell'entità e si è verificato un cambiamento significativo nel totale dell'attività del segmento rispetto a quanto riportato nell'ultima Relazione finanziaria annuale.

Gli amministratori stanno valutando l'impatto sulla Società dei nuovi principi sopra menzionati.

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 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. RISK MANAGEMENT

La gestione dei rischi aziendali rappresenta una componente essenziale del Sistema di Controllo Interno della corporate governance di una Società quotata e il Codice di Autodisciplina di Borsa Italiana attribuisce su tale aspetto specifiche responsabilità. Il modello di Enterprise Risk Management operativo nell'ambito del Gruppo è in corso di implementazione ed adattamento alla nuova realtà Iren. Il modello contiene l'approccio metodologico all' 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 (fattori di rischio riconducibili a mercati energetici e/o finanziari quali variabili di mercato o scelte di pricing);
- Rischi Operativi (fattori di rischio riconducibili alla proprietà degli assets, all'esercizio dell'attività industriale, ai processi, alle procedure e ai flussi informativi, all'immagine aziendale);

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 disciplina altresì il ruolo dei vari soggetti coinvolti nel processo di gestione dei rischi, che fa capo al Consiglio di Amministrazione del Gruppo, prevedendo l'istituzione di un Comitato Rischi di Gruppo e specifiche Commissioni Rischi, con compiti più operativi relativamente a specifiche modalità di gestione per ciascuna delle tipologie di rischio.

Nell'ambito del Gruppo Iren è stata costituita la Direzione "Risk Management", posta alle dipendenze dell'Amministratore Delegato, a cui sono state formalmente demandate le seguenti attività:

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

La Direzione Risk Management, inoltre, su base trimestrale, effettua l'analisi della sinistrosità su tutte le aree operative del Gruppo e ne definisce le modalità di contenimento e riduzione.

Di seguito si riporta una sintesi della modalità di gestione dei rischi.

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 31/12/2012	migliaia di euro				
	Valore contabile	Flussi finanziari contrattuali	entro i 12 mesi	1-5 anni	Oltre 5 anni
Debiti per mutui e bond (*)	2.217.275	(2.632.835)	(263.984)	(1.440.504)	(928.347)
Coperture rischio tasso (**)	56.428	(56.131)	(17.807)	(34.885)	(3.439)

(*) 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 2012.

	Oneri finanziari		Riserva Cash Flow Hedge	
	aumento di 100 bps	diminuzione di 100 bps	aumento di 100 bps	diminuzione di 100 bps
Sensività dei flussi finanziari (netta)				
Indebitamento finanziario netto (comprensivo dei contratti di copertura)	2.076	(2.076)	-	-
Variazione del fair value				
Contratti di copertura (solo componenti valutative)	(861)	246	25.354	(26.591)
Totale impatto da analisi di sensitività	1.215	(1.830)	25.354	(26.591)

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	31/12/2012		31/12/2011	
	Valore contabile	Fair Value	Valore contabile	Fair Value
Crediti finanziari non correnti vs correlate	1.453.715	1.458.423	983.648	1.056.438
Derivati di copertura - Attività a lungo	80	80	473	473
Debiti finanziari non correnti verso istituti di credito	(2.019.579)	(1.930.132)	(1.815.804)	(1.895.116)
Derivati di copertura - Passività a lungo	(56.508)	(56.508)	(39.783)	(39.783)
Mutui quota corrente	(197.697)	(247.237)	(458.085)	(519.114)
Totale	(819.989)	(775.374)	(1.329.551)	(1.397.102)

(*) il fair value del Put Bond al 31.12.2012 è pari a 196.822 mila euro

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			
31/12/2012	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		80		80
Totale attività	-	80	-	80
Passività finanziarie derivate		(56.508)		(56.508)
Totale complessivo	-	(56.508)	-	(56.508)

	migliaia di euro			
31/12/2011	Livello 1	Livello 2	Livello 3	Totale
Attività finanziarie disponibili per la vendita			140.273	140.273
Attività finanziarie designate al fair value rilevato a conto economico				-
Investimenti finanziari detenuti per finalità di trading				-
Attività finanziarie derivate		473		473
Totale attività	-	473	140.273	140.746
Passività finanziarie derivate		(39.783)		(39.783)
Totale complessivo	-	(39.310)	140.273	100.963

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.

RISCHI OPERATIVI

Rientrano in questa categoria tutti i rischi non ricompresi negli ambiti precedenti che possono impattare sul conseguimento degli obiettivi operativi, vale a dire relativi all'efficacia e all'efficienza delle operazioni aziendali inclusi i livelli di performance, di redditività e di protezione delle risorse da eventuali perdite.

Il modello di Enterprise Risk Management operativo nell'ambito del Gruppo ha come obiettivo la gestione integrata e sinergica dei rischi e segue un processo che si articola nelle seguenti fasi:

- individuazione;
- valutazione;
- trattamento;
- controllo;
- reporting.

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

I principali rischi rientranti nelle categorie di cui sopra sono valutati in termini di impatto, di probabilità di accadimento e di livello di controllo; tali valutazioni sono soggette a revisione periodica. Sono monitorati altresì gli indicatori che consentono di esaminare il rischio in termini di trend e di criticità.

Su base 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.

Oltre ai rischi c.d. operativi, sono gestiti anche i principali rischi reputazionali.

Le situazioni di rischio e i relativi indicatori sono trasmessi al top management e ai risk owner, che sono coinvolti nelle attività di mitigazione e di miglioramento.

L'analisi di rischio è utilizzata come input per la redazione degli strumenti di pianificazione.

Il processo di gestione dei rischi operativi è anche finalizzato all'ottimizzazione dei profili assicurativi di Gruppo nei principali filoni "property" e "liability".

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 e per quanto possibile mitigarne gli effetti.

b. Rischi strategici

Il settore delle local utilities è in fase di forte evoluzione e consolidamento. Deregolamentazione e liberalizzazione impongono di affrontare con maggior decisione la pressione competitiva, cogliendo le occasioni di crescita aziendale esogena ed endogena che il nuovo scenario di mercato offre.

Il piano di sviluppo strategico del Gruppo Iren prevede l'effettuazione di considerevoli investimenti, dallo sviluppo in joint venture di importanti impianti di rigassificazione per la fornitura del gas, alla realizzazione o al rinnovo degli impianti di cogenerazione per completare il piano di estensione del teleriscaldamento, al consolidamento della presenza nei settori della distribuzione di energia elettrica, del gas, nel settore idrico e nel settore ambientale.

Da tutto ciò deriva un'esposizione del Gruppo a rischi di carattere normativo, tecnico, commerciale, economico e finanziario (ottenimento di autorizzazioni, applicazione di nuove tecnologie, rispetto delle marce commerciali, analisi della posizione competitiva, etc.), cui esso fa fronte attraverso processi e strutture dedicate, volti a presidiare tutte le fasi dalla valutazione, all'autorizzazione, alla realizzazione di tali progetti.

Sui rischi di tipo strategico, 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 viene 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 ha recentemente svolto dei survey, grazie ai quali ha potuto dettagliare accuratamente gli eventi a cui tali impianti potrebbero essere esposti e le conseguenti azioni di prevenzione.

Sono altresì operativi strumenti assicurativi opportunamente configurati in base alle singole realtà impiantistiche.

d. Rischi informatici

I principali rischi operativi di tipo informatico sono correlati alla disponibilità dei sistemi “core” tra i quali 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 vengono sottoposte a simulazioni, al fine di garantirne l’efficacia.

e. Rischio congiunturale

La difficile situazione economica mondiale degli ultimi anni, che ha colpito pesantemente i Paesi dell’Eurozona, sta tuttora avendo effetti recessivi gravi sulle finanze dello Stato e delle imprese.

In particolare, il crollo dei consumi e della produzione industriale può avere forti impatti su imprese che, come Iren, prestano servizi di pubblica utilità ai cittadini e alle imprese.

Secondo il Bollettino Economico della Banca d’Italia, non emergono nel nostro Paese segnali di un’inversione ciclica nel primo semestre 2013; il ritorno alla crescita, seppur modesta, potrebbe avvenire nel secondo semestre. L’andamento della domanda interna di beni e servizi e le condizioni (costo e qualità) del credito costituiscono le maggiori incertezze sulla previsione di ripresa economica.

Nell’ambito del Gruppo Iren, attraverso il sistema di Enterprise Risk Management, sono monitorati l’evoluzione e gli impatti sulle business unit aziendali assumendo i possibili correttivi, in particolare nei settori finanziario e delle commodity.

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 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 interno in materia di operazioni con parti correlate”, che si applica a far data dal 1° gennaio 2011, 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.

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.

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 Enià, 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 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 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 2012, 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, CELPI, IRIDE SERVIZI, AEMNET, Iren Acqua Gas, Iren Mercato, Iren Energia, CAE AMGA Energia, AGA, AES Torino, Mediterranea delle Acque, Zeus (oggi incorporata nella società Iren Emilia), Immobiliare delle Fabbriche, Nichelino Energia, ENIA Parma, ENIA Piacenza, ENIA Reggio Emilia, Eniatel, Tecnoborgo, Iren Ambiente, Iren Emilia e Genova Reti Gas.

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). 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 2012, 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., Iride Servizi S.p.A., Iren Acqua Gas S.p.A., Iren Mercato S.p.A., AEM Torino Distribuzione S.p.A., AEM NET S.p.A., CAE AMGA Energia S.p.A., AES Torino S.p.A., CELPI, Genova Reti Gas, ENIA Reggio Emilia S.p.A., ENIA Parma S.p.A., ENIA Piacenza S.p.A., Iren Ambiente S.p.A., Iren Emilia S.p.A., ENIA Solaris S.p.A., Idrotigullio e Mediterranea delle Acque e Nichelino Energia.

Rapporti con Amministratori

Da ultimo e per ciò che concerne i *key managers*, si segnala che:

- a) il Presidente di Iren S.p.A. (Ing. Bazzano) riveste altresì la carica di Amministratore Delegato e di Direttore Generale in Iren Acqua Gas;
- b) l'Amministratore Delegato di Iren S.p.A. (Ing. Garbati) riveste altresì la carica di Amministratore Delegato e di Direttore Generale in Iren Energia;
- c) il Direttore Generale di Iren S.p.A. (Dr. Viero) riveste altresì la carica di Amministratore Delegato e di Direttore Generale in Iren Emilia e di Amministratore Delegato in Iren Ambiente.

L'interesse che tali Organi delegati hanno in operazioni fra la Capogruppo e le Società di Primo Livello è dichiarato in occasione della loro approvazione da parte dei rispettivi Consigli di Amministrazione.

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.

V. FATTI DI RILIEVO AVVENUTI DOPO LA CHIUSURA DELL'ESERCIZIO

Esercizio dell'opzione *put* per l'uscita da Edipower

Il Consiglio di Amministrazione di Iren S.p.A. ha deliberato il 16 gennaio 2013 di dar corso all'esercizio dell'opzione *put* per l'uscita da Edipower, contemplata dagli accordi, e di avviare la procedura formale secondo le modalità e i tempi previsti dai suddetti accordi.

Variazione dei componenti del Consiglio di Amministrazione di Iren S.p.A.

Il 6 febbraio 2013 il Consiglio di Amministrazione di Iren S.p.A. ha nominato Lorenzo Bagnacani Consigliere, Vice Presidente e membro del Comitato Esecutivo della multiutility in sostituzione di Luigi Giuseppe Villani, dimessosi il 19 gennaio 2013, a seguito delle indagini in corso che hanno portato all'applicazione di provvedimenti restrittivi nei confronti, tra gli altri, anche dell'ex Presidente di Iren Emilia S.p.A., Angelo Buzzi. Iren S.p.A. è già parte civile nei processi scaturiti dall'indagine "Green Money" da cui discende l'operazione "Public Money" in cui emergono circostanze che confermerebbero la condizione di parte lesa dell'Azienda. La Società ha garantito la massima collaborazione agli organi inquirenti, come avvenuto in occasione di "Green Money" che aveva portato al licenziamento dei due dipendenti all'epoca coinvolti nell'inchiesta. Esprimendo piena fiducia nell'operato della Magistratura, Iren S.p.A. ha ribadito la propria totale estraneità ai fatti contestati ai soggetti coinvolti e, ritenendosi parte lesa, ha dato mandato ai propri legali per l'eventuale tutela dei propri interessi e della propria immagine.

Si specifica inoltre che dalle verifiche interne svolte da Internal Auditing non sono emerse responsabilità a carico della Società ai sensi del D. Lgs. 231/2001.

Presentazione aggiornamento del Piano Industriale al 2015.

Il Gruppo Iren ha presentato il 6 febbraio 2013 alla comunità finanziaria l'aggiornamento del Piano Industriale al 2015. Il Piano prevede il conseguimento di un Ebitda al 2015 di circa 670 milioni di euro, con una crescita media annua del 3,2%, una Posizione finanziaria netta in contrazione per circa 700 milioni di euro rispetto al 2011 e con valori a fine piano inferiore a 2 miliardi di euro.

Gli investimenti cumulati per il periodo 2013 - 2015 si attestano a circa 800 milioni di euro.

Linee strategiche di sviluppo contemplano:

- il consolidamento e la crescita all'interno dei territori di riferimento, nei *business* in cui il Gruppo Iren è tra i *leader* di settore: Ambiente, Ciclo Idrico Integrato e Teleriscaldamento.
- il raggiungimento dell'*operational full potential*, completando il processo di integrazione e razionalizzazione interno al Gruppo e realizzando ulteriori rilevanti efficienze operative.
- lo sviluppo della base clienti all'interno dei territori di riferimento con particolare attenzione alle fasce *retail* e *small business*.
- la riduzione del livello di indebitamento tramite il contenimento degli investimenti, le dismissioni di *asset non-core* e la riduzione del capitale circolante.
- l'attuazione di *partnership* finanziarie, per cogliere nuove opportunità di sviluppo mantenendo l'equilibrio finanziario.
- la crescita del valore del Gruppo e mantenimento di un adeguato ritorno per gli azionisti.

Finanziamento di 100 milioni di euro da CDP

Il 25 febbraio 2013 Iren S.p.A. ha stipulato con Cassa Depositi e Prestiti S.p.A. (CDP) un contratto di finanziamento dell'ammontare di 100 milioni di euro e durata 15 anni destinato a supportare la realizzazione del Piano Industriale 2013-2015, in particolare per quanto riguarda gli investimenti del settore Infrastrutture energetiche.

VI. ALTRE INFORMAZIONI

COMUNICAZIONE CONSOB N. DEM/6064293 del 28 luglio 2006

Eventi e operazioni significative non ricorrenti

Nell'esercizio 2012 non si sono verificati eventi e operazioni significative non ricorrenti.

Nell'esercizio 2011 tale voce ha riguardato il riassetto societario che ha coinvolto A2A S.p.A., EDF S.A., Delmi S.p.A., Edison S.p.A. e Iren S.p.A.. A tale riguardo in data 27 dicembre 2011 le succitate società hanno annunciato di aver raggiunto un'intesa per il riassetto societario di Edison S.p.A. e di Edipower S.p.A.. Al momento della pubblicazione del bilancio 2011, nonostante tale contesto non fosse definitivo, si era ritenuta l'operazione altamente probabile e pertanto si era provveduto a svalutare la partecipazione in Delmi (136.126 migliaia di euro) per adeguare il valore di carico al valore espresso dall'operazione di riassetto societario di Edison S.p.A. e di Edipower S.p.A.. Per maggiori dettagli si rimanda a quanto esposto nel bilancio 2011.

Posizioni o transazioni derivanti da operazioni atipiche e/o inusuali

Si precisa che nel corso del 2012 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 2012 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 10 aprile 2013. 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:

	31/12/2011	Incrementi	Ammorta- menti	Dismissioni e altre variazioni	migliaia di euro 31/12/2012
Terreni	559			(281)	278
Fabbricati	6.437		(85)	(4.940)	1.412
Totale	6.996	-	(85)	(5.221)	1.690

Le dismissioni sono relative alla vendita del fabbricato sede situato in via Bertola 48 a Torino. La vendita è stata effettuata ad un prezzo pari a 20 milioni di euro generando una plusvalenza di circa 14,8 milioni di euro.

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:

	31/12/2011	Incrementi	Ammorta- menti	Dismissioni e altre variazioni	migliaia di euro 31/12/2012
Diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzazione opere dell'ingegno	55	78	(29)		104
Immobilizzazioni in corso	87	246			333
Totale	142	324	(29)	-	437

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 2012 è riportato in allegato.

Il totale della voce, variato rispetto al 31 dicembre 2011 a seguito della riclassifica della partecipazione nella società Delmi S.p.A., è composto come riportato nelle seguenti tabelle:

	migliaia di euro	
	31/12/2012	31/12/2011
Iren Acqua Gas S.p.A.	529.516	529.516
Iren Ambiente S.p.A.	97.189	97.189
Iren Emilia S.p.A.	341.512	341.512
Iren Energia S.p.A.	1.171.667	1.171.667
Iren Mercato S.p.A.	95.987	95.987
Tecnoborgo S.p.A.	186	186
Totale	2.236.057	2.236.057

La partecipazione in Tecnoborgo è controllata indirettamente per effetto delle quote detenute da 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.

Nel mese di dicembre 2012 le società di primo livello Iren Acqua Gas, Iren Ambiente e Iren Energia hanno deliberato una distribuzione straordinaria, attingendo dalle riserve distribuibili, per complessivi 69.013 migliaia di euro (62.375 migliaia di euro nell'esercizio 2011).

In relazione a tale distribuzione gli Amministratori sottolineano di aver verificato l'inesistenza di indicatori di *impairment* tali da produrre necessità di svalutazione in accordo a quanto previsto dallo IAS 36.

Partecipazioni in imprese collegate

L'elenco delle partecipazioni in imprese collegate al 31 dicembre 2012 è riportato in allegato.

Le variazioni intervenute nel corso dell'esercizio sono riportate nella seguente tabella:

	migliaia di euro			
	31/12/2011	Incrementi	Riclassifiche	31/12/2012
Delmi S.p.A.	-	-	142.731	142.731
Plurigas S.p.A.	240	-	-	240
TRM V S.p.A.	-	31.214	-	31.214
Totale	240	31.214	142.731	174.185

Nel mese di dicembre 2012 è stata costituita in partnership tra Iren S.p.A., altre società del Gruppo Iren (Iren Emilia S.p.A., Iren Ambiente S.p.A., Iren Energia S.p.A.) ed F2i, che ne detiene il controllo, la società TRM V S.p.A.. A seguito della gara indetta dal Comune di Torino, TRM V S.p.A. ha acquisito l'80% della società TRM S.p.A. 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.

Nel corso dell'esercizio la Partecipazione in Delmi è stata riclassificata dalle "Altre Partecipazioni" alla voce a commento infatti in data 24 maggio 2012 si è data piena esecuzione agli accordi stipulati in data 15 febbraio 2012 e successivamente modificati in data 5 maggio 2012 tra A2A, Delmi ed EDF e tra A2A, Delmi, Edison e Alpiq. Per effetto di quanto precede, Delmi ha ceduto a WGRM 4 Holding S.p.A., società interamente posseduta da EdF, il 50% di Transalpina di Energia di proprietà di Delmi stessa per un prezzo pari a Euro 783.748.900 e ha acquistato il 70% di Edipower da Edison (quanto al 50%) e da Alpiq (quanto al 20%) per un prezzo totale pari a Euro 883.748.900.

Sono stati altresì conclusi tra A2A, Iren, Iren Energia (attuale socio di Edipower) e gli altri soci di Delmi accordi relativi alla *governance* e al modello di funzionamento di Delmi e Edipower e all'eventuale uscita dei soci di minoranza.

Come conseguenza degli accordi di *governance* citati, Iren ha valutato di esercitare su Delmi un'influenza notevole, anche se la percentuale di partecipazione risulta inferiore al 20%, attestandosi al 15%.

Poiché, come detto in precedenza, la data di *closing* dell'operazione è il 24.5.2012, Delmi può pertanto essere considerata una collegata, in accordo allo IAS28 par. 23, a partire da tale data. Applicando per analogia l'IFRS 3 parr. 41 e 42, si assume il *fair value* di Delmi al 31.5.2012 come stima del costo, che risulta pari a 142.731 migliaia di euro. L'eccedenza rispetto alla valutazione al 31.12.2011, pari a 2.458 migliaia di euro, è stata imputata a conto economico nella voce Proventi finanziari.

In data 1° gennaio 2013 ha avuto efficacia la fusione inversa di Delmi nella controllata Edipower.

In data 16 gennaio 2013 il Consiglio di Amministrazione di Iren S.p.A. ha deliberato di dar corso all'esercizio dell'opzione put per l'uscita da Edipower, contemplata dagli accordi, e di avviare la procedura formale secondo le modalità e i tempi previsti. Gli accordi prevedono l'assegnazione ad Iren S.p.A., quale contropartita della partecipazione in Edipower, dell'impianto termoelettrico a ciclo combinato ad alta efficienza di Turbigio (800 MW di potenza installata) e del nucleo idroelettrico di Tusciano (capacità produttiva annua di circa 250 GWh).

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. 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 2012.

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 2012 non sono presenti partecipazioni in altre imprese, mentre al 31 dicembre 2011 tale voce era valorizzata per 140.273 migliaia di euro relativi alla partecipazione in Delmi che, come descritto nella nota 3, è stata riclassificata tra le imprese collegate.

NOTA 5_ATTIVITA' FINANZIARIE NON CORRENTI

Crediti finanziari non correnti

Ammontano complessivamente a 1.453.715 migliaia di euro (983.648 migliaia di euro al 31 dicembre 2011). Il dettaglio è evidenziato nella tabella seguente:

	migliaia di euro	
	31/12/2012	31/12/2011
Verso controllate e joint venture	1.452.745	982.678
Verso altre società del gruppo	970	970
Totale	1.453.715	983.648

I crediti finanziari verso controllate e joint venture si riferiscono a crediti:

- verso Iren Energia per 525.000 migliaia di euro (430.000 migliaia di euro al 31 dicembre 2011),
- verso AEM Distribuzione per 110.000 migliaia di euro (invariato rispetto al 31 dicembre 2011),
- verso Iren Acqua Gas per 171.795 migliaia di euro (invariato rispetto al 31 dicembre 2011),
- verso Iren Mercato per 380.500 migliaia di euro (80.000 migliaia di euro al 31 dicembre 2011),
- verso Enia Solaris per 20.000 migliaia di euro (non presente al 31 dicembre 2011),
- verso Iren Emilia per 83.205 migliaia di euro (invariato rispetto al 31 dicembre 2011),
- verso Idrotigullio per 6.666 migliaia di euro (6.821 migliaia di euro al 31 dicembre 2011),
- verso Iren Ambiente per 146.079 migliaia di euro (100.857 migliaia di euro al 31 dicembre 2011),
- verso Iren Rinnovabili per 9.500 migliaia di euro (non presente al 31 dicembre 2011).

I crediti finanziari verso altre società del gruppo si riferiscono a un finanziamento infruttifero in conto capitale verso la società Nord Ovest Servizi.

Altre attività finanziarie non correnti

Ammontano a 80 migliaia di euro (473 migliaia di euro al 31 dicembre 2011) e riguardano il fair value degli strumenti derivati. Per il commento relativo si rimanda al paragrafo "Risk management", capitolo III.

NOTA 6 _ALTRE ATTIVITA' NON CORRENTI

Sono pari a 10.688 migliaia di euro (368 migliaia di euro al 31 dicembre 2011) e sono costituiti da crediti tributari per rimborso Ires a seguito deduzione Irap riferiti agli anni 2007/2011 per 10.321 migliaia di euro e da crediti verso il personale per la quota non corrente dei finanziamenti concessi a dipendenti per 367 migliaia di euro.

NOTA 7 _ATTIVITÀ PER IMPOSTE ANTICIPATE

Ammontano a 30.164 migliaia di euro (24.855 migliaia di euro al 31 dicembre 2011) 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 34.

ATTIVITÀ CORRENTI

NOTA 8 _CREDITI COMMERCIALI

Il dettaglio è evidenziato nella tabella seguente:

	migliaia di euro	
	31/12/2012	31/12/2011
Verso clienti	436	33
Verso controllate e joint venture	15.166	20.401
Verso collegate	315	337
Verso soci parti correlate	31	28
Verso altre società del gruppo	65	21
Totale	16.013	20.820

Crediti verso clienti

Sono relativi principalmente a crediti per rimborsi spese. Ammontano a 436 migliaia di euro (33 migliaia di euro al 31 dicembre 2011).

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 31 migliaia di euro (28 migliaia di euro al 31 dicembre 2011) e si riferiscono a crediti per attività svolte a favore di FSU.

Crediti verso altre società del Gruppo

Ammontano a 65 migliaia di euro (21 migliaia di euro al 31 dicembre 2011) e riguardano crediti verso Atena Patrimonio per 5 migliaia di euro (15 migliaia di euro al 31 dicembre 2011) e verso Tirreno Power per 60 migliaia di euro (6 migliaia di euro al 31 dicembre 2011). Si riferiscono principalmente ai compensi reversibili per le cariche ricoperte da dipendenti di Iren in tali società.

NOTA 9_CREDITI PER IMPOSTE CORRENTI

Ammontano a 3.518 migliaia di euro (159 migliaia di euro al 31 dicembre 2011) 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	
	31/12/2012	31/12/2011
Crediti verso il personale	61	55
Crediti verso controllate per IVA di Gruppo	22.671	9.169
Crediti verso controllate per consolidato fiscale	18.610	27.636
Crediti verso Erario per IVA	-	8.313
Crediti verso altri	500	800
Crediti di natura tributaria	804	2.505
Risconti attivi	1.534	624
Totale	44.180	49.102

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

Sono suddivisi come riportato nella tabella seguente:

	migliaia di euro	
	31/12/2012	31/12/2011
Per fatture emesse	60	584
Per fatture da emettere	32.987	28.354
Per finanziamenti concessi	233	370.231
Per gestione accentrata tesoreria e per cash-pooling	171.854	517.042
Per dividendi da ricevere	69.013	62.375
Totale	274.147	978.586

La voce relativa ai finanziamenti concessi si riferisce alla quota a breve del mutuo erogato a favore della controllata Idrotigullio (231 migliaia di euro al 31 dicembre 2011).

Tale voce al 31 dicembre 2011 comprendeva inoltre:

- il finanziamento erogato a Iren Mercato, che a sua volta provvede a finanziare la società OLT Offshore nell'ambito degli accordi con l'altro socio Eon, per 260.000 migliaia di euro che al 31 dicembre 2012 è pari a 300.500 migliaia di euro ed è classificato tra i finanziamenti a lungo termine;
- il finanziamento erogato ad Edipower per 110.000 migliaia di euro.

La voce crediti per dividendi da ricevere si riferisce ad una distribuzione straordinaria deliberata dalle assemblee di quattro società di primo livello nel mese di dicembre 2012 e che al 31 dicembre 2012 non era ancora stata messa in pagamento. Per ulteriori informazioni si rimanda alla nota 3_Partecipazioni in imprese controllate, joint venture e collegate.

Crediti finanziari verso altri

Ammontano a 210 migliaia di euro (41 migliaia di euro al 31 dicembre 2011) 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	
	31/12/2012	31/12/2011
Depositi bancari e postali	4.623	17.035
Denaro e valori in cassa	7	371
Totale	4.630	17.406

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.

PASSIVO

NOTA 13_PATRIMONIO NETTO

Il patrimonio netto risulta essere così composto:

	migliaia di euro	
	31/12/2012	31/12/2011 Rideterminato
Capitale sociale	1.276.226	1.276.226
Riserve e Utili (Perdite) a nuovo	158.335	244.556
Risultato netto del periodo	70.311	(57.294)
Totale	1.504.872	1.463.488

Capitale sociale

Il capitale sociale ammonta a 1.276.225.677 euro (invariato rispetto al 31 dicembre 2011), 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	
	31/12/2012	31/12/2011 Rideterminato
Riserva sovrapprezzo azioni	105.102	105.102
Riserva legale	28.996	28.996
Riserva copertura flussi finanziari	(37.090)	(25.911)
Altre riserve e Utile (perdite) accumulate	61.327	136.369
Totale	158.335	244.556

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 Enà in Iride e da utili e perdite portati a nuovo. Nel corso dell'esercizio 2012 si sono ridotte per la perdita portata a nuovo dell'esercizio 2011 e per la distribuzione di dividendi. 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 14 maggio 2012 la distribuzione di un dividendo straordinario pari a 0,013 euro per azione. Il dividendo complessivo pari a 16.591 migliaia di euro è stato messo in pagamento a partire dal giorno 18 giugno 2012.

PASSIVITA' NON CORRENTI

NOTA 14_PASSIVITA' FINANZIARIE NON CORRENTI

Ammontano complessivamente a 2.076.087 migliaia di euro (1.855.587 migliaia di euro al 31 dicembre 2011) e sono composte da:

Obbligazioni

Ammontano a 157.643 migliaia di euro (158.305 migliaia di euro al 31 dicembre 2011) e sono relative 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 prima asta è già stata completata a settembre 2011, 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 2013.

L'importo 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 1.861.936 migliaia di euro (1.657.499 migliaia di euro al 31 dicembre 2011).

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	3,945%-5,665%	0,409%-3,985%	
periodo di scadenza	2014-2027	2014-2024	
2014	52.496	677.835	730.331
2015	75.427	132.735	208.162
2016	88.556	76.871	165.427
2017	105.237	40.976	146.213
successivi	496.949	114.854	611.803
Totale debiti 31/12/2012	818.665	1.043.271	1.861.936
Totale debiti 31/12/2011	538.982	1.118.517	1.657.499

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:

	31/12/2011				migliaia di euro 31/12/2012
	Totale debiti	Incrementi	Riduzioni	Rettifica costo ammortizzato	Totale debiti
- a tasso fisso	538.982	332.000	(52.053)	(264)	818.665
- a tasso variabile	1.118.517	70.000	(145.644)	398	1.043.271
TOTALE	1.657.499	402.000	(197.697)	134	1.861.936

Il totale debito a medio lungo termine al 31 dicembre 2012 risulta in aumento rispetto al 31 dicembre 2011, per effetto delle seguenti variazioni:

- aumento di 402 milioni per l'erogazione di nuovi finanziamenti a medio-lungo termine, da BEI per 140 milioni sul progetto OLT e per 142 milioni per lo sviluppo e mantenimento delle reti gas ed elettriche, da BBVA per 50 milioni, da Banca Popolare Emilia Romagna per 30 milioni, da Mediobanca per 40 milioni;
- riduzione per complessivi 197.697 migliaia di euro, relativi alla riclassificazione come debito a breve dei finanziamenti in scadenza entro i prossimi 12 mesi;
- variazioni marginali di costo ammortizzato.

Altre passività finanziarie

Ammontano a 56.508 migliaia di euro (39.783 migliaia di euro al 31 dicembre 2011) 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 "Risk management").

NOTA 15_BENEFICI AI DIPENDENTI

Nel corso dell'esercizio 2012 hanno avuto la seguente movimentazione:

	migliaia di euro
Valore al 31/12/2011	9.456
Obbligazioni maturate per l'attività prestata nel periodo	28
Oneri finanziari	605
Erogazioni dell'esercizio rilasci e prelievi	(559)
(Utili)/Perdite attuariali	1.494
Altre variazioni	(434)
Valore al 31/12/2012	10.590

Le passività per benefici a dipendenti sono costituite da:

Trattamento di fine rapporto (TFR)

Nel corso dell'esercizio 2012 ha avuto la seguente movimentazione:

	migliaia di euro
Valore al 31/12/2011	3.684
Obbligazioni maturate per l'attività prestata nel periodo	
Oneri finanziari	239
Erogazioni dell'esercizio rilasci e prelievi	(132)
(Utili)/Perdite attuariali	724
Altre variazioni	(8)
Valore al 31/12/2012	4.507

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 31/12/2011	227
Obbligazioni maturate per l'attività prestata nel periodo	6
Oneri finanziari	14
Erogazioni dell'esercizio rilasci e prelievi	(20)
(Utili)/Perdite attuariali	96
Valore al 31/12/2012	323

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 31/12/2011	282
Obbligazioni maturate per l'attività prestata nel periodo	13
Oneri finanziari	18
Erogazioni dell'esercizio rilasci e prelievi	(7)
(Utili)/Perdite attuariali	(71)
Valore al 31/12/2012	235

Fondo agevolazioni tariffarie

La Società garantisce ai propri dipendenti assunti fino al 31 luglio 1979 uno sconto sull'energia elettrica pari all'80% sui primi 7.500 kW annui consumati. Per i dipendenti assunti dall'1 agosto 1979 all'8 luglio 1996, la Società garantisce uno sconto dell'80% ma su un massimo di 2.500 kW annui consumati. Per tutti coloro che sono stati assunti dal 9 luglio 1996, tale beneficio non è più riconosciuto.

Il beneficio dello sconto energia è riconosciuto, per tutti coloro che ne hanno diritto, oltre che ai dipendenti in servizio, anche ai pensionati ed è reversibile a favore del coniuge.

La movimentazione dell'esercizio è riportata nella seguente tabella:

	migliaia di euro
Valore al 31/12/2011	4.095
Obbligazioni maturate per l'attività prestata nel periodo	9
Oneri finanziari	260
Erogazioni dell'esercizio rilasci e prelievi	(323)
(Utili)/Perdite attuariali	714
Valore al 31/12/2012	4.755

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 31/12/2011	1.168
Oneri finanziari	74
Erogazioni dell'esercizio rilasci e prelievi	(77)
(Utili)/Perdite attuariali	31
Altre variazioni	(426)
Valore al 31/12/2012	770

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	3,20%
Tasso annuo di inflazione	2,00%
Tasso annuo di incremento del costo dell'energia elettrica	2,00%
Tasso annuo incremento TFR	3,00%
Tasso annuo medio di incremento delle pensioni integrative	1,50%

Gli Amministratori hanno rilevato nel corso degli ultimi anni un graduale peggioramento dei rating medi dei soggetti emittenti titoli di debito, sia a livello di emittenti pubblici (debiti sovrani, istituzioni pubbliche, ecc.), sia per quanto attiene alle imprese. In relazione a ciò, hanno potuto constatare un assottigliamento del mercato dei titoli con elevato rating.

In relazione a ciò, al fine del rispetto di quanto stabilito dallo IAS 19 circa l'identificazione del tasso di attualizzazione da utilizzare per lo sviluppo delle valutazioni attuariali, in determinate casistiche, gli Amministratori hanno ritenuto maggiormente rappresentativo degli effettivi attuali andamenti del mercato finanziario dei titoli obbligazionari quotati emessi da aziende private, che costituisce il riferimento principale statuito dallo IAS19 per la determinazione del tasso di attualizzazione, un paniere corrispondente al rendimento medio semplice, alla data di valutazione attuariale, delle obbligazioni denominate in Euro con rating dell'emittente pari almeno ad A (Standard & Poor's) o Aa1 (Moody's), e

cioè con livelli di rating che nel rispetto della definizione di "alta qualità" richiesta dal principio IAS19, consenta altresì una adeguata ampiezza del paniere di riferimento, tenuto inoltre conto delle specifiche finalità di utilizzo di tale tasso stabilite dal principio medesimo.

Se nelle valutazioni attuariali al 31 dicembre 2012 fosse stato utilizzato un tasso annuo di attualizzazione rappresentativo di un paniere di titoli obbligazionari denominati in Euro con rating dell'emittente pari ad AA (2,70%), le passività per benefici ai dipendenti "a benefici definiti" sarebbero state superiori per circa 492 migliaia euro. Mentre considerando l'effetto fiscale, il patrimonio netto sarebbe stato più basso per circa 357 migliaia di euro.

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 beneficio definito.

Di seguito si riportano tali informazioni.

	Variazione passività al variare del tasso di attualizzazione		Service cost 2013	Duration del piano
	+0,25%	-0,25%		
TFR	(103)	107	-	10
Mensilità Aggiuntive	(7)	8	14	7
Premio Fedeltà	(3)	3	11	7
Agevolazioni tariffarie	(147)	155	15	13
Premungas	(15)	15	-	8

NOTA 16_FONDI PER RISCHI ED ONERI

Il dettaglio e la movimentazione sono esposti nella seguente tabella:

	migliaia di euro			
	31/12/2011	Incrementi	Decrementi	31/12/2012
Fondo CIG/CIGS	17.984	2.700	(4.238)	16.446
Altri fondi	1.907	1.520	(203)	3.224
Totale	19.891	4.220	(4.441)	19.670

Gli incrementi sono principalmente dovuti a accantonamenti dell'esercizio per 3.772 migliaia di euro e a interessi di attualizzazione, mentre i decrementi sono relativi principalmente a cartelle esattoriali per contributi per C.I.G.-C.I.G.S. pagate nel corso del 2012.

NOTA 17_PASSIVITA' PER IMPOSTE DIFFERITE

Le passività per imposte differite, pari a 5.361 migliaia di euro (1.913 migliaia di euro al 31 dicembre 2011), 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 32.

NOTA 18_DEBITI VARI – ALTRE PASSIVITA' NON CORRENTI

Tale voce ammonta a 8.862 migliaia di euro (non presente al 31 dicembre 2011) 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.

PASSIVITA' CORRENTI

NOTA 19_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	
	31/12/2012	31/12/2011
Debiti finanziari verso istituti di credito	469.076	969.669
Debiti finanziari verso controllate	97.382	78.302
Debiti finanziari verso joint venture	32	-
Debiti finanziari verso soci parti correlate	-	3.752
Debiti finanziari verso collegate	30	-
Altri debiti finanziari	10	10
Totale	566.530	1.051.733

Debiti finanziari verso istituti di credito

I debiti verso istituti di credito a breve termine sono così suddivisi:

	migliaia di euro	
	31/12/2012	31/12/2011
Mutui - quota a breve	197.697	458.085
Altri debiti verso banche a breve	268.651	508.614
Ratei e risconti passivi finanziari	2.728	2.970
Totale	469.076	969.669

Debiti finanziari verso controllate

I debiti verso controllate a breve termine sono così suddivisi:

	migliaia di euro	
	31/12/2012	31/12/2011
Per interessi	526	1.596
Per cash-pooling	96.856	76.706
Totale	97.382	78.302

Debiti finanziari verso soci parti correlate

Non presenti al 31 dicembre 2012 (3.752 migliaia di euro al 31 dicembre 2011).

Debiti finanziari verso altri

Ammontano a 10 migliaia di euro (10 migliaia di euro al 31 dicembre 2011) e riguardano debiti verso Monte Titoli.

NOTA 20_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	
	31/12/2012	31/12/2011
Debiti verso fornitori	16.151	11.689
Debiti verso società controllate	3.382	3.514
Debiti verso società collegate	-	4
Debiti verso altre società del Gruppo	614	580
Totale	20.147	15.787

NOTA 21_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	
	31/12/2012	31/12/2011
Debiti verso istituti di previdenza e di sicurezza sociale	1.160	1.218
Debiti verso controllate per consolidato fiscale	9.151	3.458
Debiti verso controllate per IVA di gruppo	7.317	15.694
Debiti IVA	14.618	-
Debiti IRPEF	996	952
Debiti verso il personale	2.970	2.923
Altri debiti	1.385	2.541
Totale	37.597	26.786

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 22_DEBITI PER IMPOSTE CORRENTI

Non presenti al 31 dicembre 2012. Al 31 dicembre 2011 erano pari a 14.524 migliaia di euro e si riferivano a debiti tributari per IRES.

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	
	31/12/2012	31/12/2011
Attività finanziarie a medio e lungo termine	(1.453.795)	(984.121)
Indebitamento finanziario a medio e lungo termine	2.076.087	1.855.587
Indebitamento finanziario netto a medio e lungo termine	622.292	871.466
Attività finanziarie a breve termine	(278.988)	(996.033)
Indebitamento finanziario a breve termine	566.530	1.051.733
Indebitamento finanziario netto a breve termine	287.542	55.700
Indebitamento finanziario netto	909.834	927.166

Dettaglio Posizione Finanziaria Netta verso parti correlate

Le attività finanziarie a medio lungo termine sono relative per 1.423.245 migliaia di euro (982.678 migliaia di euro al 31 dicembre 2011) a finanziamenti concessi a società controllate.

L'indebitamento finanziario a lungo termine si riferisce per 145.485 migliaia di euro a rapporti verso il Gruppo Intesa Sanpaolo relativi a finanziamenti concessi e al fair value dei contratti derivati di copertura.

Le attività finanziarie a breve termine sono relative per 274.148 migliaia di euro (978.586 migliaia di euro al 31 dicembre 2011) a crediti finanziari verso controllate dovuti al rapporto di tesoreria accentrata, a finanziamenti concessi e a crediti per dividendi da ricevere, a crediti verso joint venture dovuti al rapporto di tesoreria accentrata e a crediti verso collegate dovuti al rapporto di tesoreria accentrata e a finanziamenti concessi.

Le passività finanziarie a breve termine pari a 225.013 migliaia di euro (284.942 migliaia di euro al 31 dicembre 2011) sono relative a debiti finanziari verso le società controllate per il rapporto di tesoreria accentrata, a interessi passivi su movimenti finanziari e a debiti verso il Gruppo Intesa Sanpaolo relativi a finanziamenti concessi.

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	
	31/12/2012	31/12/2011
A. Cassa	(4.630)	(17.406)
B. Altre disponibilità liquide (dettagli)	-	-
C. Titoli detenuti per la negoziazione	-	-
D. Liquidità (A) + (B) + (C)	(4.630)	(17.406)
E. Crediti finanziari correnti	(274.358)	(978.627)
F. Debiti bancari correnti	271.380	511.584
G. Parte corrente dell'indebitamento non corrente	197.697	458.085
H. Altri debiti finanziari correnti	97.453	82.064
I. Indebitamento finanziario corrente (F) + (G) + (H)	566.530	1.051.733
J. Indebitamento finanziario corrente netto (I) + (E) + (D)	287.542	55.700
K. Debiti bancari non correnti	1.861.936	1.657.499
L. Obbligazioni emesse	157.643	158.305
M. Altri debiti non correnti	56.508	39.783
N. Indebitamento finanziario non corrente (K) + (L) + (M)	2.076.087	1.855.587
O. Indebitamento finanziario netto (J) + (N)	2.363.629	1.911.287

VIII. INFORMAZIONI SUL CONTO ECONOMICO

Le tabelle che seguono, ove non diversamente indicato, riportano i dati in migliaia di euro.

RICAVI

NOTA 23_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 2012	Esercizio 2011
Servizi a soci parti correlate	28	28
Servizi a controllate e collegate	13.292	13.222
Totale	13.320	13.250

I ricavi per prestazioni di servizio a soci parti correlate riguardano prestazioni a favore di FSU.

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 24_ALTRI PROVENTI

Gli altri proventi riguardano:

	migliaia di euro	
	Esercizio 2012	Esercizio 2011
Ricavi esercizi precedenti	3.167	1.829
Plusvalenze su dismissioni patrimoniali	14.806	-
Rimborsi vari	569	574
Totale	18.542	2.403

I ricavi da esercizi precedenti derivano principalmente dalla consuntivazione definitiva di partite pregresse in riferimento a stime effettuate nei precedenti esercizi ed a rettifiche di fatturazioni relative ad anni precedenti.

Le plusvalenze su dismissioni patrimoniali si riferiscono al maggior valore di realizzo relativo alla vendita del fabbricato sede situato in via Bertola 48 a Torino.

Nei rimborsi diversi sono compresi i compensi reversibili per amministratori, dipendenti di Iren, in società del gruppo.

COSTI

NOTA 25_COSTI MATERIE PRIME, SUSSIDIARIE, DI CONSUMO E MERCI

Ammontano a 12 migliaia di euro (17 migliaia di euro nell'esercizio 2011) e si riferiscono principalmente ad acquisti di materiale stampato e di cancelleria.

NOTA 26_PRESTAZIONI DI SERVIZI E GODIMENTO BENI DI TERZI

I costi per prestazioni di servizi sono dettagliati nella tabella seguente:

	migliaia di euro	
	Esercizio 2012	Esercizio 2011
Prestazioni professionali	8.271	4.622
Trasferte del personale per lavoro, corsi o convegni	486	458
Compensi e rimborsi spese ai sindaci	165	185
Assicurazioni	569	290
Spese di pubblicità e rappresentanza	306	4.568
Comunicazioni telefoniche e postali	42	38
Gestione mense ed esercizi convenzionati	28	55
Spese bancarie e postali	1.330	1.216
Forniture di energia elettrica da Iren Mercato	325	348
Forniture di acqua	16	22
Servizi da controllate e società del Gruppo	3.681	2.462
Altri costi per servizi	1.108	950
Totale	16.327	15.214

I costi per godimento beni di terzi ammontano a 543 migliaia di euro (388 migliaia di euro nell'esercizio 2011) e comprendono noleggi di automezzi e affitti vari.

NOTA 27_ONERI DIVERSI DI GESTIONE

Gli oneri diversi di gestione sono dettagliati nella tabella seguente:

	migliaia di euro	
	Esercizio 2012	Esercizio 2011
Quote associative	1.012	1.006
Imposte e tasse	976	739
Erogazioni liberali	1.052	-
Costi relativi ad esercizi precedenti	2.017	970
Imposte e tasse relative ad esercizi precedenti	9	-
Altri oneri diversi di gestione	302	216
Totale	5.368	2.931

I costi per imposte e tasse riguardano principalmente i tributi diversi corrisposti quali l'IMU, l'imposta sostitutiva su mutui e le imposte di bollo.

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 28_COSTI PER LAVORI INTERNI CAPITALIZZATI

I costi per lavori interni capitalizzati ammontano a 166 migliaia di euro (non presenti nell'esercizio 2011)

NOTA 29_COSTO PER IL PERSONALE

I costi per il personale sono così dettagliati:

	migliaia di euro	
	Esercizio 2012	Esercizio 2011
Salari e stipendi	13.613	13.480
Oneri previdenziali e assistenziali	4.007	3.994
Oneri per programmi a benefici definiti - Altri piani a benefici definiti	28	21
Altri costi del personale	1.388	1.416
Compensi agli amministratori	869	817
Totale	19.905	19.728

Gli "altri costi del personale" comprendono 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 ed 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:

	31/12/2012	31/12/2011	Media dell'esercizio
Dirigenti	20	20	20
Quadri	47	47	47
Impiegati	196	201	197
Totale	263	268	264

NOTA 30_AMMORTAMENTI

Gli ammortamenti per immobilizzazioni materiali ammontano a 85 migliaia di euro (531 migliaia di euro nell'esercizio 2011) e si riferiscono all'ammortamento dei fabbricati di proprietà della società. Sono notevolmente diminuiti in seguito alla vendita del fabbricato sede di via Bertola 48 a Torino.

Gli ammortamenti per immobilizzazioni immateriali ammontano a 29 migliaia di euro (13 migliaia di euro nell'esercizio 2011).

NOTA 31_ACCANTONAMENTI E SVALUTAZIONI

Gli accantonamenti ammontano 3.772 migliaia di euro (342 migliaia di euro nell'esercizio 2011). Il dettaglio della consistenza e della movimentazione dei fondi è riportato nel commento della voce "Fondi per rischi e oneri" della Situazione Patrimoniale-finanziaria.

NOTA 32_GESTIONE FINANZIARIA

Proventi finanziari

Il dettaglio dei proventi finanziari è riportato nella tabella seguente:

	migliaia di euro	
	Esercizio 2012	Esercizio 2011
Proventi da partecipazioni	99.832	119.994
Interessi attivi bancari	41	140
Interessi attivi verso società del Gruppo	77.760	62.454
Interessi attivi per contratti derivati di copertura rischio tasso	393	1.245
Utili attuariali nella valutazione dei benefici ai dipendenti	71	536
Variazione fair value contratti derivati	88	74
Variazione fair value partecipazioni	2.458	0
Altri proventi finanziari	6	32
Totale	180.649	184.475

I proventi da partecipazioni includono la distribuzione straordinaria effettuata dalle società caposettore Iren Acqua Gas, Iren Energia e Iren Ambiente attingendo dalle riserve distribuibili, per complessive 78.109 migliaia di euro (62.374 migliaia di euro nell'esercizio 2011).

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 2012	Esercizio 2011
Interessi passivi verso il sistema bancario per mutui	74.630	56.295
Interessi passivi verso il sistema bancario per aperture di credito	17.340	20.118
Interessi passivi per contratti derivati di copertura rischio tasso	16.247	15.094
Interessi verso controllate	596	770
Oneri finanziari verso soci parti correlate	1	67
Benefici ai dipendenti	605	432
Oneri finanziari per attualizzazione fondo rischi	449	927
Oneri finanziari su contratti derivati	345	2.668
Perdita attuariale nella valutazione benefici ai dipendenti	-	293
Altri oneri finanziari	60	141
Totale	110.273	96.805

Il dettaglio degli oneri finanziari per benefici ai dipendenti è riportato nella nota di commento "Benefici ai dipendenti" della Situazione Patrimoniale-finanziaria.

NOTA 33_RETIFICA DI VALORE DI PARTECIPAZIONI

Tale voce non risulta valorizzata al 31 dicembre 2012. Al 31 dicembre 2011 ammontava a 136.126 migliaia di euro a seguito della svalutazione della partecipazione nella società Delmi.

NOTA 34_IMPOSTE SUL REDDITO

Le imposte sul reddito ammontano a 13.948 migliaia di euro (15.020 migliaia di euro nell'esercizio 2011) e sono composte come riportato di seguito:

- imposte correnti, positive per 16.493 migliaia di euro (11.991 migliaia di euro nell'esercizio 2011);
- imposte anticipate e differite nette negative per 3.962 migliaia di euro (positive per 1.266 migliaia di euro nell'esercizio 2011);
- imposte esercizi precedenti positive per 1.417 migliaia di euro (1.763 migliaia di euro nell'esercizio 2011), 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 la formazione di eccedenze di interessi passivi in deducibili per 29.455 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 8.100 migliaia di euro.

Va precisato che, in forza degli accordi di tassazione consolidata, in considerazione del fatto che le eccedenze di ROL, ad oggi, non sono utilizzabili a livello individuale, 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

	migliaia di euro	
	Esercizio 2012	Esercizio 2011
A Risultato prima delle imposte	56.364	(71.968)
B Onere fiscale teorico (aliquota 27,5%)	15.500	(19.791)
C Differenze temporanee tassabili in esercizi successivi	-	-
D Differenze temporanee deducibili in esercizi successivi	4.407	4.249
<i>Compenso revisori e amministratori</i>	239	622
<i>Ammortamenti, minusvalenze e plusvalenze</i>	131	284
<i>Accantonamenti fondi e Interessi passivi</i>	4.037	2.062
<i>Altro</i>	-	1.283
E Rigiro differenze temporanee da esercizi precedenti	(93.040)	(59.156)
<i>Dividendi non incassati nell'esercizio</i>	(74.990)	(57.406)
<i>Utilizzo fondi</i>	(5.102)	(418)
<i>Compenso revisori amministratori</i>	(195)	(195)
<i>Altro</i>	(12.753)	(1.137)
F Differenze che non si riverseranno negli esercizi successivi	(27.705)	83.271
<i>Quota non imponibile dei dividendi (95%) incassati al 31/12</i>	(29.277)	(54.738)
<i>Sopravvenienze attive passive</i>	-	961
<i>Svalutazione Delmi</i>	-	136.126
<i>Altre</i>	1.572	922
G Imponibile fiscale (A+C+D+E+F)	(59.974)	(43.604)
H Imposte correnti sull'esercizio	(16.493)	(11.991)
I Aliquota (H/A)	-29%	17%

Recupero degli aiuti di stato

La Commissione Europea, con Decisione 5 giugno 2002, C 27/99, aveva chiuso la procedura aperta sulle misure fiscali previste dall'art. 3, commi 69 e 70 della L. 28 dicembre 1995, n. 549 (cosiddetta "moratoria fiscale"), secondo cui le società per azioni a prevalente capitale pubblico costituite ai sensi della L. 8 giugno 1990, n. 142 potevano beneficiare di un'esenzione triennale dalle imposte sui redditi.

La suddetta decisione, è stata oggetto di ricorso davanti alla Corte di Giustizia delle Comunità Europee da parte del Governo della Repubblica Italiana, da parte dei Collegi di difesa della Confederazione di appartenenza dell'ex AEM Torino e dell'ex AMGA e da parte delle società coinvolte dalla decisione che hanno presentato analoghi ricorsi davanti al Tribunale di primo grado delle Comunità Europee.

Nel corso degli anni il legislatore ha emanato diversi provvedimenti al fine di definire la modalità di recupero degli aiuti considerati illegittimi.

L'Agenzia delle Entrate, a seguito di detti provvedimenti, ha proceduto al recupero degli aiuti con "comunicazioni-ingiunzione".

IRIDE S.p.A. (oggi Iren), per la posizione dell'ex AEM Torino, ha proposto ricorso alla Commissione Tributaria Provinciale competente, ed ha provveduto al pagamento di quanto richiesto, non sussistendo i presupposti per ottenerne la sospensione, con riserva di ripetizione in caso di esito positivo delle controversie in essere. La Commissione Tributaria Provinciale ha rigettato i ricorsi presentati.

Il provvedimento relativo all'ex AMGA S.p.A., invece, è stato annullato in autotutela, a fronte della documentazione prodotta all'ufficio competente da parte della società.

Ai sensi dell'art. 24 del DL 29 novembre 2008 n.185, l'Agenzia delle Entrate in data 30 aprile 2009 ha notificato ad IRIDE S.p.A. (oggi Iren) sei avvisi di accertamento (per complessivi € 60 milioni circa) aventi ad oggetto il recupero di presunti aiuti di Stato dichiarati in contrasto con la normativa comunitaria, relativamente alla posizione dell'ex AEM Torino e dell'ex AMGA di Genova nel periodo della c.d. "moratoria fiscale" (esercizi 1996 /1999).

In tale occasione l'Agenzia ha proceduto all'accertamento in conformità alle istruzioni fornite dalla Direzione Centrale Accertamento.

Iride (oggi Iren) ha provveduto al pagamento di quanto richiesto ed ha presentato i ricorsi contro tali accertamenti nei confronti delle competenti Commissioni Tributarie Provinciali.

In data 11 giugno 2009 il Tribunale di Primo Grado delle Comunità Europee ha emesso la sentenza in relazione alle cause promosse, tra le altre, dall'ex AEM di Torino e l'ex AMGA di Genova, rigettando i ricorsi presentati.

Iride S.p.A. (oggi Iren) ha impugnato la suddetta sentenza davanti alla Corte di giustizia delle Comunità Europee, con riferimento sia alla posizione dell'ex AEM Torino sia dell'ex AMGA.

Il Governo, con l'art. 19 del DL 135 del 25 settembre 2009, è nuovamente intervenuto sui presunti aiuti di Stato illegittimi stabilendo che solo le plusvalenze realizzate dalle ex "municipalizzate" non sono soggette al recupero fiscale.

A seguito del nuovo provvedimento l'Agenzia delle Entrate, in data 2 ottobre 2009, ha notificato ulteriori avvisi di accertamento per complessivi € 75 milioni circa, al cui versamento Iride (oggi Iren) ha prontamente provveduto per evitare ulteriori oneri di iscrizione a ruolo e la maturazione di interessi.

In data 11 gennaio 2010 è stato discusso, davanti alla Commissione Tributaria Provinciale di Torino, il ricorso relativo all'ex AEM Torino per l'anno 1997. La Commissione ha, in pari data, emesso la sentenza con la quale ha accolto parzialmente il ricorso presentato. In particolare, la Commissione ha ritenuto che il mercato energetico, in quegli anni, non fosse in un regime di libero mercato. Pertanto gli aiuti di stato concessi, per questa parte di attività, sono stati ritenuti legittimi.

In data 14 marzo 2011 la Commissione Regionale di Torino ha respinto l'appello proposto dalla parte e riguardante gli accertamenti relativi agli anni 1998 e 1999 per l'ex AEM. In particolare, trattasi degli avvisi di accertamento con i quali l'Agenzia delle entrate ha recuperato le imposte non versate negli anni in "moratoria" ad accezione di quelle inizialmente ritenute non ripetibili (margine elettrico, dividendi ai Comuni, plusvalenze).

In data 8 giugno 2011, a seguito del parere espresso dal CTU per il calcolo corretto degli interessi sul recupero degli aiuti di stato, la Commissione Tributaria Regionale di Genova ha accolto l'istanza dell'ex AMGA ritenendo illegittimo l'operato dell'Agenzia delle Entrate.

Con sentenza n. 1/14/2012 dell'11/7/2011, relativamente al recupero dell'ex AEM Torino per l'anno 2007, la Commissione Tributaria Regionale di Torino ha accolto l'appello dell'Agenzia delle Entrate.

NOTA 35_ 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 16.591 migliaia di euro (18.331 migliaia di euro al 31 dicembre 2011);

- alle perdite attuariali relative ai piani per benefici ai dipendenti successivi al rapporto di lavoro per 1.567 migliaia di euro (utili attuariali per 346 migliaia di euro al 31 dicembre 2011);
- al complessivo effetto fiscale positivo per 5.823 migliaia di euro (5.921 migliaia di euro al 31 dicembre 2011).

Al 31 dicembre 2012 non è presente alcuna variazione di fair value delle attività finanziarie disponibili per la vendita. Al 31 dicembre 2011 tale variazione ammontava a 8.564 migliaia di euro e si riferiva al rilascio a conto economico della riserva relativa alle partecipazioni in Delmi, per effetto della svalutazione durevole di valore.

IX. GARANZIE E PASSIVITA' POTENZIALI

L'ammontare delle garanzie personali prestate è pari a 511.755 migliaia di euro (404.322 migliaia di euro al 31 dicembre 2011) da suddividersi in:

- 60.215 migliaia di euro di garanzie fidejussorie bancarie ed assicurative prestate a Enti vari. Tra queste, si evidenziano in particolare garanzie prestate a favore di:
 - Agenzia delle Entrate per rimborsi IVA annuali per 21.813 migliaia di euro;
 - Comune di Torino per 24.476 migliaia di euro come garanzia definitiva procedura di gara AMIAT/TRM;
 - FCT Holding per 2.000 migliaia di euro come garanzia definitiva procedura di gara AMIAT/TRM;
 - REAM Sgr S.p.A. per 2.352 migliaia di euro a garanzia dei futuri canoni di locazione degli immobili conferiti al fondo immobiliare denominato Fondo Core Multiutilities;
 - Reale Immobili S.p.A. per 1.200 migliaia di euro relativamente alla compravendita immobile sede Iren TO di Via Bertola;
- 312.608 migliaia di euro di garanzie prestate per conto di Società controllate, principalmente a garanzia affidamenti bancari e per l'operatività delle stesse.
- 138.932 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 115.402 migliaia di euro alla data del 31.12.2012 contro i 175.727 migliaia di euro del 31.12.2011).

Prosegue l'attività di liquidazione in bonis da parte del collegio dei liquidatori nominati nel mese di aprile 2012. 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 è proseguita l'attività di riduzione degli affidamenti bancari e del progressivo rientro dell'esposizione finanziaria della società con il progressivo rientro degli obblighi di garanzia dei soci.

Successivamente alla data del 31 dicembre 2012 è stato formalizzato lo svincolo di altre garanzie che ha ulteriormente ridotto l'importo delle medesime, alla data del 31 marzo 2013, a complessive 87.002 migliaia di euro.

Di rilievo anche il valore di 6.902 migliaia di euro prestati a garanzia mutuo Mestni.

Inoltre Iren S.p.A. in data 16 febbraio 2010 ha deliberato di sostenere integralmente il progetto OLT secondo i piani finanziari a budget definiti ed approvati al fine di rendere disponibili le risorse necessarie a richiesta della società e fino all'attivazione del project financing. Al riguardo si precisa che, in merito all'impegno nei confronti di Saipem, il cui importo in origine ammontava a 387.603 migliaia di euro, nel corso dell'esercizio si è provveduto ad un incremento di 43.000 migliaia di euro, per effetto dell'addendum contrattuale siglato. Al 31 dicembre 2012 risultano già versati acconti per 372.595 migliaia di euro, pertanto l'impegno residuo è pari a 58.008 migliaia di euro.

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 2012

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	92,94
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	818.855.779	100,00
IREN MERCATO S.p.A.	Genova	euro	61.356.220	100,00
Tecnoborgo	Piacenza	euro	10.379.640	0,50
TLR V S.p.A.	Torino	euro	120.000	0,001
AMIAT V S.p.A.	Torino	euro	1.000.000	0,001
COLLEGATE				
Plurigas S.p.A.	Milano	euro	800.000	30,00
Delmi S.p.A.	Milano	euro	1.466.868.500	15,00
TRM V S.p.A.	Torino	euro	1.000.000	24,70

PROSPETTO DI PATRIMONIO NETTO CON INFORMAZIONI AGGIUNTIVE

Natura/Descrizione	31/12/2012	31/12/2011 Rideterminato
CAPITALE	1.276.225.677	1.276.225.677
RISERVA DI CAPITALE		
Riserva da sovrapprezzo azioni (1)	105.102.206	105.102.206
Avanzo di fusione	56.792.947	56.792.947
RISERVA DI UTILI		
Riserva legale	28.996.367	28.996.367
Altre riserve:		
Riserva straordinaria	4.288.198	13.324.099
Riserva di conferimento	-	7.555.032
Riserva Fair Value	-	-
Altre riserve libere in sospensione d'imposta	1.402.976	94.952.422
Riserva hedging	(37.090.146)	(25.910.916)
Riserva attuariale IAS 19	(1.157.319)	250.789
Utili/perdite portati a nuovo	-	(36.506.746)
TOTALE	1.434.560.906	1.520.781.877
Quota non distribuibile	1.410.324.250	1.410.575.039
Residua quota distribuibile	24.236.656	110.206.838

(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

31/12/2010 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		
23.861.884	B	28.996.367		
24.248.108	A, B, C	4.288.198		22.507.568
7.555.032	A, B, C	-		7.555.032
(8.446.663)	A, B	-		
94.952.422	A, B, C	1.402.976	93.549.446	
(13.713.966)		(37.090.146)		
83.996		(1.157.319)		
(36.506.746)	A, B, C	-		
1.530.154.897				
1.405.273.763		1.410.324.250		
124.881.134		24.236.656		

PROSPETTO IMPOSTE ANTICIPATE E DIFFERITE

	2012			
	differenze			
	iniziale	formazione	riversamento	residuo
<u>Imposte anticipate</u>				
Compenso amministratori	564	71	28	607
Compenso revisori	485	167	167	485
Spese di rappresentanza	-	-	-	-
Fondo rischi	19.387	2.820	4.441	17.766
Fondi Benefici dipendenti	5.056	2.782	581	7.257
Ammortamenti cespiti	199	-	-	199
Strumenti derivati	35.770	16.745	-	52.515
Altro	23.815	158	1.000	22.973
Totale imponibili/imposte anticipate	85.276	22.743	6.217	101.802
<u>Imposte differite</u>				
Fondo svalutazione crediti	44	-	-	44
Fondo rischi	37	-	-	37
Fondi Benefici dipendenti	464	151	-	615
Ammortamenti cespiti	1.996	-	263	1.733
Plusvalenze cessione cespiti	613	11.950	197	12.366
Strumenti derivati	887	-	-	887
Dividendi non incassati	3.119	3.905	3.119	3.905
Totale imponibile/imposte differite	7.160	16.006	3.579	19.587
<u>PERDITE FISCALI</u>	-	-	-	-
Imposte anticipate (differite) nette	78.116	6.737	2.638	82.215

migliaia di euro

		2012 imposte IRES	IRAP	totale
imposte a CE	imposte a PN			
12	-	167	-	167
-	-	133	-	133
-	-	-	-	-
(446)	-	4.886	69	4.955
195	411	1.996	-	1.996
-	-	55	-	55
-	5.412	14.441	2.531	16.972
(275)	-	5.805	81	5.886
(514)	5.823	27.483	2.681	30.164
-	-	12	-	12
-	-	10	2	12
42	-	169	-	169
(42)	-	348	58	406
3.232	-	3.401	-	3.401
-	-	277	10	287
216	-	1.074	-	1.074
3.448	-	5.291	70	5.361
-	-	-	-	-
(3.962)	5.823	22.192	2.611	24.803

PROSPETTO IMPOSTE ANTICIPATE E DIFFERITE

	2011			
	differenze			
	iniziale	formazione	riversamento	residuo
<u>Imposte anticipate</u>				
Compenso amministratori	451	180	67	564
Compenso revisori	300	546	361	485
Spese di rappresentanza	7	-	7	-
Fondo rischi	18.118	1.465	196	19.387
Fondi Benefici dipendenti	4.735	759	438	5.056
Ammortamenti cespiti	-	199	-	199
Strumenti derivati	16.792	18.978	-	35.770
Altro	24.093	1.728	2.006	23.815
Totale imponibili/imposte anticipate	64.496	23.855	3.075	85.276
<u>Imposte differite</u>				
Fondo svalutazione crediti	44	-	-	44
Fondo rischi	37	-	-	37
Fondi Benefici dipendenti	464	-	-	464
Ammortamenti cespiti	1.996	-	-	1.996
Plusvalenze cessione cespiti	613	-	-	613
Strumenti derivati	887	-	-	887
Dividendi non incassati	4.969	3.119	4.969	3.119
Totale imponibile/imposte differite	9.010	3.119	4.969	7.160
<u>PERDITE FISCALI</u>	-	-	-	-
Imposte anticipate (differite) nette	55.486	20.736	(1.894)	78.116

migliaia di euro

		2011			
imposte a CE	imposte a PN	imposte IRES	IRAP	totale	
31	-	155	-	155	
47	-	133	-	133	
(2)	-	-	-	-	
349	-	5.331	69	5.400	
384	-	1.390	-	1.390	
55	-	55	-	55	
-	6.134	9.837	1.724	11.561	
33	(118)	6.088	73	6.161	
897	6.016	22.989	1.866	24.855	
-	-	12	-	12	
-	-	10	2	12	
-	-	127	-	127	
-	-	384	65	449	
-	-	169	-	169	
-	-	277	10	287	
(509)	-	858	-	858	
(509)	-	1.837	77	1.914	
-	-	-	-	-	
1.406	6.016	21.152	1.789	22.941	

DETTAGLIO RAPPORTI CON PARTI CORRELATE

migliaia di euro

	Crediti Commerciali	Crediti Finanziari e Disponibilità liquide	Crediti di altra natura	Debiti Commerciali	Debiti Finanziari
Finanziaria Sviluppo Utilities	31		2.759		
Gruppo Intesa Sanpaolo		268			273.055
Aem To Distribuzione S.p.A.	221	122.417			
Aem Net S.p.A.	15		135		4.966
AGA S.p.A.	16				
Bonifica Autocisterne srl	2				
Cae Amga Energia	61		349		
Celipi	3				69
Climatel srl	2				
EniaTel	6				
Enia Piacenza	100		152		
Enia Parma	136				
Enia Reggio Emilia	142		153		
Genova Reti Gas	132		1.763		
Idrotigullio	50	6.934			
Immobiliare delle Fabbriche					
Iren Ambiente	326	148.706			
Iren Acqua Gas	1.663	204.550		396	
Iren Emilia	3.386	84.849	4.520	274	66.367
Iren Energia	5.386	687.071	3.837	770	
Iren Mercato	2.010	389.286	4.846	594	25.980
Iride Servizi	740	45.076	13.821	1.334	
Laboratori Idrici Acqua Gas	13				
Mediterranea delle acque	208		2.187		
Nichelino Energia	25	8.029	42		
Tecnoborgo			591		
Zeus					
AES Torino	404	184	8.784	14	32
Società Acque Potabili	77				
Acquedotto Savona	10				
Acquedotto Monferrato	10				
Enia Solaris		20.198	101		
Iren Rinnovabili S.p.A.	21	9.594			
Aciam S.p.A.	60				
Acos S.p.A.	26				
Amter S.p.A.	26				
ASMT Serv. Ind.S.p.A.	4				
Domus Acqua S.r.l.	20				
Edipower S.p.A.	73				
Fata Morgana	1				
Il Tempio S.r.l.	1				
Iniziative Ambientali S.r.l.	1				
Piana Ambiente S.p.A.	81				
Plurigas S.p.A.					
S.M.A.G. srl	14				
Sinergie Italiane S.r.l.	2				
So. Sel. S.p.A.	3				
Valle Dora Energia Srl	3				30
Totale	15.511	1.727.162	44.040	3.382	370.499

DETTAGLIO RAPPORTI CON PARTI CORRELATE

	migliaia di euro				
	Debiti di altra natura	Ricavi e proventi	Costi e altri oneri	Proventi finanziari	Oneri finanziari
Finanziaria Sviluppo Utilities		28			1
Gruppo Intesa Sanpaolo			368		13.177
Aem To Distribuzione S.p.A.	2.696	139	4	5.173	
Aem Net S.p.A.	26	17			8
AGA S.p.A.	13	5			
Bonifica Autocisterne srl		1			
Cae Amga Energia	126	5			
Celpi	7	4			
Climatel srl					
EniaTel	115	5			
Enia Piacenza	961	18			
Enia Parma	2.254	24			
Enia Reggio Emilia	2.064	26			
Genova Reti Gas	292	31			
Idrotigullio	133	3		70	
Immobiliare delle Fabbriche	45				
Iren Ambiente	2.136	68		17.121	
Iren Acqua Gas	4.650	2.432	237	27.044	4
Iren Emilia	3.026	4.939	452	9.206	64
Iren Energia	1.157	3.804	1.157	83.149	
Iren Mercato	2.874	1.537	544	19.807	506
Iride Servizi	1.753	615	2.151	5.113	
Laboratori Idrici Acqua Gas		1			
Mediterranea delle acque	441	30			
Nichelino Energia	97	12		367	
Tecnoborgo	87				
Zeus	15				
AES Torino	363	192	1	219	14
Società Acque Potabili		28			
Acquedotto Savona		5			
Acquedotto Monferrato		5			
Enia Solaris				198	
Iren Rinnovabili S.p.A.		43	6	94	
Aciam S.p.A.		2			
Acos S.p.A.		17			
Amter S.p.A.		4			
ASMT Serv. Ind.S.p.A.		4			
Domus Acqua S.r.l.					
Edipower S.p.A.		73		2.521	
Fata Morgana					
Il Tempio S.r.l.					
Iniziative Ambientali S.r.l.					
Piana Ambiente S.p.A.		1			
Plurigas S.p.A.				7.512	
S.M.A.G. srl (ex integra)					
Sinergie Italiane S.r.l.		2			
So. Sel. S.p.A.		3			
Valle Dora Energia Srl		4			
Totale	25.331	14.127	4.920	177.594	13.774

**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	1.691			
Attività immateriali	437			
Partecipazioni in imprese controllate, joint ventures e collegate	2.410.242			
Altre partecipazioni	-			
Totale (A)	2.412.370	Attivo Immobilizzato (A)		2.412.370
Altre attività non correnti	1.826			
Totale (B)	1.826	Altre attività (Passività) non correnti (B)		1.826
Crediti commerciali	16.013			
Crediti per imposte correnti	3.518			
Crediti vari e altre attività correnti	44.180			
Debiti commerciali	(20.147)			
Debiti vari e altre passività correnti	(37.597)			
Debiti per imposte correnti	-			
Totale (C)	5.967	Capitale circolante netto (C)		5.967
Attività per imposte anticipate	30.164			
Passività per imposte differite	(5.361)			
Totale (D)	24.803	Attività (Passività) per imposte differite (D)		24.803
Benefici ai dipendenti	(10.590)			
Fondi per rischi ed oneri	(19.671)			
Totale (E)	(30.261)	Fondi e Benefici ai dipendenti (E)		(30.261)
		Capitale investito netto (G=A+B+C+D+E)		2.414.705
Patrimonio Netto (F)	1.504.872	Patrimonio Netto (F)		1.504.872
Attività finanziarie non correnti	(1.453.795)			
Passività finanziarie non correnti	2.076.086			
Totale (G)	622.291	Indeb. finanziario a medio e lungo termine (G)		622.291
Attività finanziarie correnti	(274.358)			
Cassa e altre disponibilità liquide equivalenti	(4.630)			
Passività finanziarie correnti	566.530			
Totale (H)	287.542	Indeb. finanziario a breve termine (H)		287.542
		Indebitamento finanziario netto (I=G+H)		909.833
		Mezzi propri e indeb. finanziario netto (F+I)		2.414.705

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 PriceWaterHouse 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	81
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	175
	ii) Rete del revisore della Capogruppo	Società Capogruppo	
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			277

(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 financial e tax due diligence relative alla partecipazione di Iren S.p.A. alla gara TRM/AMIAT e le attività di approfondimento contabile per l'effettuazione di operazioni straordinarie.

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 Andrea Viero, Direttore Generale, e Massimo Levrino, Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari e Direttore Finanziario, 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 2012

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.

10 aprile 2013

Il Direttore Generale

Dr. Andrea Viero



Il Direttore Amministrazione e Finanza
e Dirigente Preposto L. 262/05

Dr. Massimo Levrino



**RELAZIONE DELLA SOCIETÀ DI REVISIONE AI SENSI DEGLI ARTT. 14 E 16 DEL
D.LGS 27.1.2010, 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 2012. La responsabilità della redazione del bilancio in conformità agli International Financial Reporting Standards adottati dall'Unione Europea, nonché ai provvedimenti emanati in attuazione dell'art. 9 del D.Lgs n. 38/2005, compete agli amministratori della Iren SpA. E' 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.

Il bilancio separato presenta ai fini comparativi i dati relativi al bilancio separato dell'esercizio precedente. Come indicato nelle note illustrative, gli amministratori hanno riesposto alcuni dati comparativi relativi al bilancio separato dell'esercizio precedente, rispetto ai dati precedentemente presentati e assoggettati a revisione contabile da altro revisore che ha emesso la relazione di revisione in data 23 aprile 2012. Le modalità di rideterminazione dei dati comparativi e la relativa informativa presentata nelle note esplicative sono state da noi esaminate ai fini dell'espressione del giudizio sul bilancio separato al 31 dicembre 2012.

- 3 A nostro giudizio, il bilancio separato della Iren SpA al 31 dicembre 2012 è conforme agli International Financial Reporting Standards adottati dall'Unione Europea, nonché ai provvedimenti emanati in attuazione dell'art. 9 del D.Lgs 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

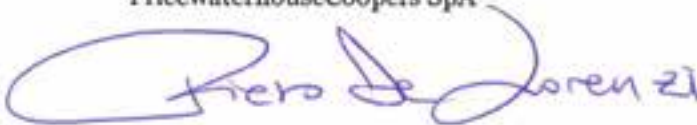
Sede legale e amministrativa: Milano 20149 Via Monte Rosa 91 Tel. 0277851 Fax 027785240 Cap. Soc. Euro 6.812.000,00 i.v., C.F. e P.IVA e Reg. Imp. Milano 12979880155 Iscritta al n° 119644 del Registro dei Revisori Legali - Altri Uffici: **Ancona** 60131 Via Sandro Totti 1 Tel. 0712132311 - **Bari** 70124 Via Don Luigi Guanella 17 Tel. 0803640211 - **Bologna** Zola Predosa 40069 Via Tevere 18 Tel. 0516186211 - **Brescia** 25123 Via Borgo Pietro Wahrer 23 Tel. 0303697501 - **Catania** 95129 Corso Italia 302 Tel. 0957532311 - **Firenze** 50121 Viale Gramsci 15 Tel. 0552482811 - **Genova** 16121 Piazza Dante 7 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. 0521242848 - **Roma** 00154 Largo Fochetti 29 Tel. 06570351 - **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 Pascolle 43 Tel. 043225780 - **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. E' 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'art. 123-bis del D.Lgs n. 58/98, 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'art. 123-bis del D.Lgs n. 58/98 presentate nella relazione sul governo societario e gli assetti proprietari sono coerenti con il bilancio separato della Iren SpA al 31 dicembre 2012.

Torino, 29 aprile 2013

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 2012 il Collegio Sindacale, la cui attuale composizione è quella risultante a seguito del rinnovo deliberato dall'Assemblea degli azionisti del 14 maggio 2012, ha svolto i propri compiti di vigilanza ai sensi delle disposizioni vigenti, in osservanza dei doveri di cui all'art. 149 del D.Lgs. 58/1998 (T.U.F.) e delle norme contenute nel D.Lgs. 27 gennaio 2010 n. 39, secondo i principi di comportamento raccomandati 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 del T.U.F. ed in osservanza di quanto previsto dalle Comunicazioni Consob in materia di controlli societari.

L'attività del Collegio Sindacale si è svolta, fra l'altro, mediante:

- la partecipazione all'Assemblea degli Azionisti del 14 maggio 2012, alle diciannove riunioni del Consiglio di Amministrazione ed alle trentasette riunioni del Comitato Esecutivo;
- la partecipazione alle diciassette riunioni del Comitato di Controllo Interno, anche nell'esercizio delle funzioni di Comitato per le Operazioni con Parti Correlate. In merito si precisa che il Comitato di Controllo Interno è ora denominato "Comitato Controllo e Rischi" in conformità a quanto previsto nel nuovo Codice di Autodisciplina approvato dal Consiglio di Amministrazione il 18 dicembre 2012 in ossequio a quanto stabilito dal Codice di Autodisciplina emesso da Borsa Italiana nel dicembre 2011;
- la tenuta di quindici riunioni di Collegio che hanno comportato, nei casi in cui è stata ritenuta necessaria, la presenza dei membri del Comitato Esecutivo, 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*, società alla quale l'Assemblea del 14 maggio 2012 ha 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, con l'Organismo di Vigilanza ex D.Lgs. 231/2001 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 del T.U.F., anche tramite incontri e/o specifiche richieste ai Collegi Sindacali delle principali società del Gruppo.

Con riferimento all'assetto di *governance*, il Collegio Sindacale segnala che gli Azionisti pubblici hanno avviato un processo di rivisitazione dello stesso mirato a renderlo meglio aderente alle esigenze del Gruppo ed a consentire la più efficace integrazione fra le diverse realtà territoriali.

Il Collegio Sindacale dà atto che il Consiglio di Amministrazione nella seduta del 14 novembre 2012 ha modificato lo Statuto sociale al fine di adeguarlo alle disposizioni della legge 12 luglio 2011, n. 120, in tema di parità di accesso agli organi di amministrazione e controllo delle società quotate e a quelle del D.Lgs. 18 giugno 2012, n. 91 in materia di diritti degli azionisti.

Il Collegio dà inoltre atto che, a seguito delle dimissioni in corso d'anno del Consigliere ing. Enrico Salza (che ricopriva altresì la carica di Presidente del Comitato di Controllo Interno), il Consiglio di Amministrazione, con decisione approvata dal Collegio, ha provveduto alla relativa sostituzione ai sensi dell'art. 2386, c.1., cod. civ., nominando consigliere la dr.ssa Carla Patrizia Ferrari.

Il Collegio dà altresì atto che all'inizio del esercizio 2013, il Consigliere e Vice Presidente, dr. Luigi Giuseppe Villani, ha rassegnato le proprie dimissioni dalle cariche ricoperte a seguito delle indagini in corso che hanno portato all'applicazione di provvedimenti restrittivi della libertà personale, oltre che nei suoi confronti, anche in quelli dell'ex Presidente di Iren Emilia, dr. Angelo Buzzi. A fronte delle dimissioni del Vicepresidente della Società, il Consiglio di Amministrazione, con decisione approvata dal Collegio, ha provveduto alla relativa sostituzione ai sensi dell'art. 2386 c.1. cod. civ. nominando consigliere e Vicepresidente il dr. Lorenzo Bagnacani.

In merito a dette indagini, la Società, che ha garantito la massima collaborazione agli organi inquirenti, ha ribadito la propria totale estraneità ai fatti contestati ai soggetti coinvolti ed ha avviato, in quanto parte

lesa, le opportune azioni per tutelare le proprie ragioni. Inoltre, da quanto emerso nell'ambito dell'indagine interna svolta, nonché da quanto risulta dalle dichiarazioni rese alla Stampa dall'Ufficio del Pubblico Ministero, non sono stati rilevati profili di responsabilità ex d.lgs. 231/2001.

Iren S.p.A. opera nel suo ruolo di Capogruppo, mediante le cinque Società di Primo Livello (SPL) sulle quali esercita l'attività di direzione e coordinamento secondo le disposizioni di cui agli articoli 2497 e seguenti del Codice Civile. Lo statuto delle SPL attribuisce al Comitato Esecutivo ed al Consiglio di Amministrazione di Iren S.p.A. il potere di approvazione delle operazioni più significative in tema di piani pluriennali, budget annuali di Gruppo, operazioni su partecipazioni, *joint venture*, investimenti, rilascio di garanzie, ecc. Le informazioni che il Collegio fornisce nel corso dell'esposizione che segue trovano pertanto in buona parte riscontro nella Note Esplicative del bilancio consolidato, in riferimento alle attività svolte dalle singole società comprese nell'area di consolidamento.

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:

- il riassetto del Gruppo Edison e di Edipower, attraverso l'esercizio dell'opzione *put* per l'uscita da Edipower, deliberato dopo la chiusura dell'esercizio;
- l'aggiudicazione della gara bandita dal Comune di Torino per l'individuazione di un socio privato operativo industriale in Amiat S.p.A. e TRM S.p.A. Tale operazione è stata anche oggetto di approfondito esame da parte del Comitato per le Operazioni con Parti Correlate;
- il conferimento di parte del patrimonio immobiliare nel fondo comune di investimento immobiliare denominato Fondo Core Multiutilities costituito e gestito da REAM SGR;
- l'avanzamento nella realizzazione del Polo Ambientale Integrato di Parma rispetto al quale la sezione di Parma del TAR ha confermato la regolarità dell'iter autorizzativo adottato. La Relazione sulla Gestione dà, altresì, conto del procedimento penale aperto dalla Procura della Repubblica di Parma, nell'ambito della quale il GIP ha rigettato la richiesta di sequestro del cantiere con decisione confermata da un'ordinanza del Tribunale del Riesame avverso la quale è ora pendente ricorso in Cassazione promosso dalla Procura;
- la cessione al fondo F2i della partecipazione detenuta in Sasternet S.p.A. e l'accordo con E.S.T.R.A. S.p.A. per la cessione della partecipazione detenuta in GEA S.p.A.;
- la stipula con Cassa Depositi e Prestiti S.p.A., successivamente alla chiusura dell'esercizio, di un contratto di finanziamento dell'ammontare di 100 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. *Operazioni infragruppo e con parti correlate di natura ordinaria*

La Società, in conformità alla delibera di Consob n. 17221 del 12 marzo 2010 in merito all'adozione delle regole previste dall'art. 2391-bis Codice Civile, si è dotata con effetto dal 1° gennaio 2011 del "Regolamento interno recante le procedure in materia di operazioni con parti correlate".

Le Note Esplicative e gli appositi prospetti allegati al Bilancio separato riservano 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. Buona parte di tali rapporti attengono a prestazioni fornite alla generalità della clientela e sono regolati da 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 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 che esse rispondano all'interesse della Società e, allo stato dei fatti, 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 comunque il corretto svolgimento delle attività che integrano i rapporti reciproci. Il Collegio conferma, in ogni caso, la necessità che continui ad essere rivolta la massima attenzione alla gestione delle garanzie prestate dalla Capogruppo, per le principali partecipate, a beneficio di terzi.

Il Collegio dà atto che il Consiglio di Amministrazione, il Comitato Esecutivo ed il Comitato Controllo e Rischi, quest'ultimo anche nell'esercizio delle funzioni di Comitato per le Operazioni con Parti Correlate, ha continuato a monitorare la situazione del credito vantato dalla partecipata Iride Servizi e da altre società del Gruppo nei confronti degli enti locali partecipanti al capitale sociale e, principalmente, del Comune di Torino. Con particolare riguardo al credito nei confronti del Comune di Torino, il Collegio dà atto del raggiungimento nel corso del 2012 di un accordo che, per quanto ad oggi non integralmente adempiuto, ne ha consentito una significativa riduzione in valore assoluto.

4. *Osservazioni 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, 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 il Consiglio di Amministrazione, previo esame del Collegio Sindacale nell'ambito delle funzioni di controllo interno che gli sono attribuite dal D.Lgs. 39/2010 (art. 19), con 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, 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 2012.

5. *Osservazioni sull'adeguatezza della struttura organizzativa*

Il Collegio ha preso conoscenza e vigilato, per quanto di sua competenza, sull'adeguatezza della struttura organizzativa della Società, assumendo informazioni dai responsabili delle funzioni aziendali o dagli Organi competenti e consultando, ove necessario, la documentazione interna. Sono state aggiornate le linee guida diramate da Iren S.p.A. in relazione alla nuova struttura assunta dal Gruppo. Le principali controllate hanno applicato le linee guida trasmesse dalla Capogruppo per garantire l'adeguatezza delle proprie strutture organizzative e di controllo interno. In merito all'applicazione delle suddette linee guida da parte delle società coinvolte, il Collegio ha altresì preso atto del risultato delle attività di *Internal Audit* svolte nel periodo, senza che siano emerse disfunzioni e carenze che possano pregiudicare il regolare svolgimento dell'attività societaria.

6. *Osservazioni sull'adeguatezza del sistema di controllo interno*

Il Collegio ha valutato e vigilato sull'adeguatezza del sistema di controllo interno partecipando alle riunioni del Comitato ad esso preposto, incontrando i responsabili delle varie funzioni interessate ed ottenendo informazioni dai Preposti.

Il sistema di controllo interno, pur in presenza di margini di miglioramento, nel suo complesso 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.

Iren S.p.A., le SPL e le società da queste controllate hanno adottato il Modello di organizzazione gestione e controllo di cui al D.Lgs. 231/2001. L'Organismo di Vigilanza, che si è avvalso della funzione di *Internal Audit*, 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 il suddetto Organismo sulla base dell'attività effettuata non ha rilevato criticità significative nel modello di Organizzazione, Gestione e Controllo adottato dalla Società.

Con riferimento alla recente introduzione nel campo di applicazione del D.lgs 231/2001 di alcuni nuovi reati, il Collegio segnala come l'Organismo di Vigilanza abbia sollecitato la Società ad avviare le opportune azioni al fine di aggiornare il Modello di Iren S.p.A. e delle Società del Gruppo.

Con riferimento alla composizione dell'Organismo di Vigilanza, allo stato costituito da tre consiglieri di amministrazione, uno dei quali indipendente, il Collegio ha segnalato l'opportunità di un approfondimento circa la conformità di tale composizione alla luce dell'evoluzione del prevalente orientamento della dottrina e della giurisprudenza in materia.

7. *Osservazioni sull'adeguatezza del sistema amministrativo/contabile*

Il Collegio ha vigilato sull'idoneità del sistema amministrativo-contabile a rappresentare correttamente i fatti di gestione mediante l'ottenimento di informazioni dai responsabili delle funzioni amministrative e l'analisi dei risultati del lavoro svolto dalla Società di revisione. Nelle riunioni tenute ai sensi dell'art. 150, 3° comma, del TUF, i Sindaci, in riferimento alla Società ed alle sue Controllate, non sono venuti a conoscenza di fatti e situazioni censurabili o inefficienze degne di rilievo.

Il Collegio dà atto dell'avvio di un progetto di *financial assesment* mirato, attraverso l'analisi dei processi, dell'organizzazione dei dati e dei relativi sistemi, all'armonizzazione dei processi informatici facenti capo alle singole SPL. Il Collegio esprime l'auspicio che si proceda con celerità all'implementazione delle soluzioni che saranno individuate, al fine di rendere più sollecita ed efficiente l'integrazione dei dati da parte della Capogruppo, garantendo la tempestività degli interventi e delle informazioni.

8. *Osservazioni sull'adeguatezza delle disposizioni impartite dalla Società alle Società controllate ai sensi dell'art. 114, 2° comma del D.Lgs. n. 58/1998*

L'inoltro alla Capogruppo da parte delle Società Controllate delle notizie necessarie per adempiere agli obblighi di comunicazione al pubblico previsti dalla legge è essenzialmente assicurato dalla trasmissione delle deliberazioni assunte dai rispettivi Consigli di Amministrazione. La Società ha, inoltre, 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 di formalizzare in una specifica procedura le modalità di trasmissione dei flussi informativi dalle società del Gruppo alla Holding.

9. *Indicazione dell'eventuale presentazione di esposti o denunce ex art. 2408 C.C.*

Nel corso dell'esercizio non sono state presentate denunce di cui all'art. 2408 c.c. o esposti al Collegio Sindacale da parte di chicchessia.

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 amministratori ai sensi dell'art. 2386 del Codice Civile.

11. *Indicazione dell'eventuale conferimento di ulteriori incarichi alla Società di revisione o a soggetti legati alla stessa da rapporti continuativi e relativi costi*

Dalle informazioni acquisite e dalle dichiarazioni rese dalla stessa Società PricewaterhouseCoopers S.p.A., 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 i seguenti ulteriori incarichi:

- esame della traduzione della relazione semestrale e del bilancio;
- attività aggiuntive di approfondimento contabile su operazioni straordinarie;
- attività di financial e tax due diligence relative alla partecipazione alla gara per l'acquisto di TRM/AMIAT.

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 di circa 175 mila euro.

Sulla base delle informazioni acquisite, non ci risultano inoltre conferiti incarichi ad amministratori, componenti degli organi di controllo e dipendenti della società di revisione o società della sua rete.

12. *Indicazione dell'eventuale adesione della Società al Codice di Autodisciplina del Comitato per il governo societario delle società quotate emanato da Borsa Italiana S.p.A.*

In data 18 dicembre 2012 il Consiglio di Amministrazione ha adottato una nuova versione del proprio Codice di Autodisciplina che recepisce i contenuti del Codice di Autodisciplina delle società quotate emanato da Borsa Italiana S.p.A. nell'edizione aggiornata e diffusa a dicembre 2011. A seguito dell'adesione al Codice di Autodisciplina, il Consiglio di Amministrazione ha redatto la Relazione sul Governo societario e gli assetti proprietari ai sensi dell'art. 123-bis del T.U.F. in osservanza degli obblighi informativi verso gli Azionisti ed il mercato.

La Relazione, sulla base delle informazioni di cui dispone il Collegio, illustra esaurientemente le disposizioni del Codice che la Società ha inteso applicare nel corso dell'esercizio, per cui non ha osservazioni in merito.

13. *Osservazioni e proposte sul bilancio separato di esercizio e sul bilancio consolidato*

Il bilancio separato di esercizio al 31 dicembre 2012 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 del T.U.F. PricewaterhouseCoopers S.p.A. ha espresso il proprio giudizio positivo senza rilievi con la relazione in data odierna con la quale ha attestato 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 dei bilanci.

Nei casi in cui ha ritenuto fosse utile, 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, né si rendono necessarie osservazioni o proposte da sottoporre all'Assemblea.

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 e proposte da formulare in merito all'approvazione del Bilancio di Esercizio al 31 dicembre 2012 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 2012 viene a scadenza il mandato conferito al Consiglio di Amministrazione dall'Assemblea del 27 agosto 2010; il Collegio Sindacale invita pertanto i signori Azionisti a provvedere in merito.

Torino, 29 aprile 2013

Il Collegio Sindacale

Paolo Peveraro, presidente

Aldo Milanese, sindaco effettivo

Annamaria Fellegara, sindaco effettivo



SINTESI DELLE DELIBERAZIONI DELL'ASSEMBLEA

L'assemblea ordinaria degli Azionisti:

- preso atto del Bilancio di esercizio al 31 dicembre 2012 e della Relazione del Consiglio di Amministrazione sulla gestione;
- preso atto della Relazione del Collegio Sindacale;
- preso atto della Relazione della Società di revisione PriceWaterhouseCoopers S.p.A.;
- preso atto della proposta di destinazione dell'utile di esercizio pari ad Euro 70.311.187,34 come segue:
 - quanto ad euro 3.515.559,37 pari al 5% dell'utile di esercizio, a riserva legale;
 - quanto ad euro 66.746.602,91 a dividendo agli Azionisti, corrispondente ad euro 0,0523 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 4 luglio 2013 contro stacco cedola il primo luglio 2013 sulle azioni in conto al 3 luglio 2013 (record date);
 - a riserva straordinaria l'importo residuo, pari ad euro 49.025,06;

delibera

- 1) di approvare il Bilancio di esercizio al 31 dicembre 2012 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 70.311.187,34 come segue:
 - quanto ad euro 3.515.559,37 pari al 5% dell'utile di esercizio, a riserva legale;
 - quanto ad euro 66.746.602,91 a dividendo agli Azionisti, corrispondente ad euro 0,0523 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 4 luglio 2013 contro stacco cedola il primo luglio 2013 sulle azioni in conto al 3 luglio 2013 (record date);
 - a riserva straordinaria l'importo residuo, pari ad euro 49.025,06.



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

