

Relazioni e Bilanci

al 31 dicembre 2011

Sommario

Avviso di convocazione di Assemblea ordinaria.....	1
Gruppo Iren in cifre.....	3
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 2011.....	15
Dati operativi	17
Scenario di mercato.....	20
Fatti di rilievo del periodo	25
Situazione economica, patrimoniale e finanziaria del Gruppo Iren	26
Situazione Economica.....	26
Analisi per settori di attività.....	29
Situazione Patrimoniale	37
Situazione Finanziaria	38
Situazione economica, patrimoniale e finanziaria di Iren S.p.A.....	40
Situazione Economica.....	40
Situazione Patrimoniale	41
Situazione Finanziaria	43
Fatti di rilievo intervenuti dopo la chiusura dell'esercizio ed evoluzione prevedibile della gestione.....	45
Quadro normativo	46
Gestione Finanziaria	62
Rapporti con Parti Correlate.....	64
Sistemi informativi.....	65
Risk Management	66
Ricerca e sviluppo	72
Personale	79
Qualità, Ambiente e Sicurezza.....	80
Iren e la Sostenibilità.....	83
Informazioni sulla Corporate Governance di Iren.....	84
Altre Informazioni	92
Proposte del Consiglio di Amministrazione all'Assemblea degli Azionisti.....	93
● Bilancio consolidato e Note esplicative al 31 dicembre 2011	
Prospetto della situazione patrimoniale - finanziaria.....	96
Prospetto di Conto Economico	98
Prospetto delle altre componenti di Conto Economico complessivo.....	99
Prospetto delle variazioni delle voci di Patrimonio Netto	100
Rendiconto Finanziario.....	102
Note Esplicative.....	103
I. Contenuto e forma del bilancio consolidato	103
II. Principi di consolidamento.....	104
III. Area di consolidamento	105
IV. Principi contabili e criteri di valutazione	106
V. Risk Management	119
VI. Informativa sui rapporti con parti correlate	126
VII. Fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura dell'esercizio	129
VIII. Altre informazioni.....	130
IX. Informazioni sulla situazione patrimoniale - finanziaria.....	131
X. Informazioni sul Conto Economico	157
XI. Garanzie e passività potenziali.....	166
XII. Informativa per settori di attività.....	169
XIII. Allegati al bilancio consolidato.....	171
Attestazione del bilancio consolidato ai sensi dell'art. 81-ter del Regolamento Consob n. 11971 del 14 maggio 1999 e successive modifiche e integrazioni	186
Relazione della Società di revisione sul bilancio consolidato	187
● Bilancio separato e Note esplicative al 31 dicembre 2011	
Prospetto della situazione patrimoniale - finanziaria.....	192
Prospetto di Conto Economico	193
Prospetto delle altre componenti di Conto Economico complessivo.....	194
Rendiconto Finanziario.....	195
Prospetto delle variazioni delle voci di Patrimonio Netto	196
Note Esplicative.....	198
I. Contenuto e forma del bilancio	198
II. Principi contabili e criteri di valutazione	199
III. Risk Management	209
IV. Informativa sui rapporti con parti correlate	212
V. Informazioni sulla situazione Patrimoniale - Finanziaria	214
VI. Informazioni sul Conto Economico	230
VII. Garanzie impegni e passività potenziali.....	236
VIII. Altre informazioni.....	236
IX. Fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura dell'esercizio.....	237
X. Allegati al bilancio separato	238
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	251
Relazione della Società di revisione sul bilancio separato	252
Relazione del Collegio Sindacale all'Assemblea degli Azionisti	254
Sintesi delle deliberazioni dell'Assemblea	259

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 14 maggio 2012 alle ore 11,00 in prima convocazione e, occorrendo, in seconda convocazione, per il giorno 21 maggio 2012, stessi ora e luogo, per discutere e deliberare sul seguente

ORDINE DEL GIORNO:

- 1) Bilancio di esercizio al 31 dicembre 2011 e Relazione sulla gestione: deliberazioni inerenti e conseguenti.
- 2) Conferimento di incarico a società di revisione a norma dell'art. 13 del Decreto Legislativo 27 gennaio 2010 n. 39 per il novennio 2012 - 2020: deliberazioni inerenti e conseguenti.
- 3) Nomina del Collegio Sindacale e del suo Presidente per gli esercizi 2012-2013-2014 e determinazione del relativo compenso: deliberazioni inerenti e conseguenti.
- 4) Relazione sulla remunerazione (prima sezione ai sensi del 3° comma dell'art. 123 ter del TUF): deliberazioni inerenti e conseguenti.

PARTECIPAZIONE E RAPPRESENTANZA IN ASSEMBLEA

Sono legittimati all'intervento in assemblea - ai sensi di quanto previsto dall'art. 83-sexies del D. Lgs. 24 febbraio 1998 n. 58 - coloro che risulteranno titolari di diritto di voto al termine della giornata contabile (record date) del 3 maggio 2012 e per i quali sia pervenuta alla Società la relativa comunicazione ottenuta dall'intermediario abilitato.

Le registrazioni in accredito e in addebito compiute sui conti successivamente a tale termine non rilevano ai fini della legittimazione all'esercizio del diritto di voto nell'assemblea.

I soggetti legittimati potranno farsi rappresentare in Assemblea mediante delega scritta redatta in conformità alla vigente normativa con facoltà di utilizzare a tal fine il modulo di delega disponibile sul sito internet della Società "www.gruppoiren.it", sezione Investor Relations, sezione Corporate Governance, sezione Assemblee.

La Società ha designato la Servizio Titoli S.p.A. con uffici in Torino, via Nizza 262/73, quale rappresentante a cui i titolari di diritto di voto potranno conferire, ai sensi di quanto previsto dall'art.135-undecies del D. Lgs. 24 febbraio 1998 n. 58, una delega con istruzioni di voto su tutte o alcune delle proposte all'ordine del giorno. La delega avrà effetto per le sole proposte in relazione alle quali siano conferite istruzioni di voto. La delega al suddetto rappresentante designato dalla Società deve essere conferita entro il 10 maggio 2012, con le modalità e mediante lo specifico modulo di delega che saranno disponibili tramite il sito internet della Società (www.gruppoiren.it) dove sono anche riportate le modalità che gli interessati potranno utilizzare per notificare alla Società le deleghe in via elettronica.

Si ricorda agli Azionisti che non sono previste procedure di voto per corrispondenza o con mezzi elettronici.

NOMINA DEL COLLEGIO SINDACALE

L'assemblea nomina il collegio sindacale, che è composto da tre sindaci effettivi e due supplenti e ne designa il presidente nel rispetto di quanto previsto infra.

I sindaci restano in carica tre esercizi e scadono alla data dell'assemblea convocata per l'approvazione del bilancio relativo all'ultimo esercizio della loro carica.

I sindaci devono avere i requisiti di onorabilità e professionalità stabiliti dalla normativa vigente.

All'elezione dei componenti del collegio sindacale si procede sulla base di liste composte di due sezioni: una per i candidati alla carica di sindaco effettivo e una per i candidati alla carica di sindaco supplente. I candidati sono contrassegnati da un numero progressivo e sono comunque in numero non superiore ai componenti da eleggere.

Le liste potranno essere presentate da soci che rappresentino almeno l'1% delle azioni aventi diritto di voto nell'assemblea ordinaria.

Le liste dovranno essere depositate presso la sede sociale, a pena di decadenza, almeno 25 giorni prima di quello fissato per l'assemblea in prima convocazione (cioè entro il 19 aprile 2012) e saranno rese pubbliche mediante pubblicazione sul sito internet della società entro il 23 aprile 2012. Il deposito delle liste può essere effettuato anche a mezzo fax al numero 011-0703563 o allegandole ad un messaggio di posta elettronica all'indirizzo affarisocietari@gruppoiren.it, oppure irenspe@pec.gruppoiren.it congiuntamen-

te con le informazioni che consentono l'identificazione del soggetto che procede al deposito.

Nel caso in cui alla data di scadenza del termine predetto sia stata depositata una sola lista ovvero soltanto liste presentate da soci che, in base a quanto stabilito dalla disciplina pro-tempore vigente, risultino collegati tra loro, possono essere presentate liste fino al terzo giorno successivo a tale data. In tal caso la soglia dell'1% è ridotta alla metà.

Ogni socio non può presentare né votare più di una lista, anche se per interposta persona o per il tramite di società fiduciaria. I soci appartenenti al medesimo gruppo e i soci che aderiscono ad un patto parasociale avente ad oggetto azioni della società non possono presentare più di una lista, anche se per interposta persona o per il tramite di società fiduciarie. Un candidato può essere presente in una sola lista a pena di ineleggibilità.

Le adesioni e i voti espressi in violazione a tale divieto non sono attribuiti ad alcuna lista.

Le liste devono essere corredate:

a) dalle informazioni relative all'identità dei soci che hanno presentato le liste, con l'indicazione della percentuale di partecipazione complessivamente detenuta, attestata dalla specifica comunicazione effettuata dai rispettivi intermediari anche successivamente, purchè entro il termine previsto per la pubblicazione delle liste da parte della Società, all'indirizzo di posta elettronica certificata "iren@pecserviziottitoli.it";

b) da una dichiarazione dei soci diversi da quelli che detengono, anche congiuntamente, una partecipazione di controllo o di maggioranza relativa, attestante l'assenza di rapporti di collegamento, quali previsti dalla normativa anche regolamentare vigente;

c) da un'esauriente informativa sulle caratteristiche personali e professionali dei candidati, nonché da una dichiarazione con la quale i singoli candidati accettano la candidatura e attestano l'inesistenza di cause di incompatibilità e di ineleggibilità, il possesso dei requisiti previsti dalla legge e dallo statuto e l'elenco degli incarichi di amministrazione e di controllo da essi ricoperti presso altre società.

La lista per la quale non sono osservate le statuizioni di cui sopra è considerata come non presentata.

COMPENSI

L'assemblea determina il compenso spettante ai sindaci, oltre al rimborso delle spese sostenute per l'espletamento dell'incarico.

ALTRI DIRITTI DEGLI AZIONISTI

Gli Azionisti possono porre domande sulle materie all'ordine del giorno anche prima dell'assemblea con modalità e nei termini riportati sul sito internet della Società (www.gruppoiren.it).

Gli Azionisti che rappresentino, da soli o insieme ad altri soci, almeno un quarantesimo del capitale sociale con diritto di voto potranno chiedere, entro dieci giorni dalla pubblicazione del presente avviso, l'integrazione dell'elenco delle materie da trattare, indicando nella domanda gli ulteriori argomenti proposti. Si ricorda che l'integrazione dell'Ordine del Giorno non è ammessa per gli argomenti sui quali l'Assemblea delibera, a norma di legge, su proposta degli amministratori o sulla base di un progetto o una relazione da essi predisposta. Modalità e termini per l'esercizio di tale diritto sono riportati sul sito internet della Società (www.gruppoiren.it).

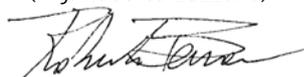
DOCUMENTAZIONE

La relazione predisposta dal Consiglio di Amministrazione per le materie all'ordine del giorno, nonché la "Relazione finanziaria annuale", la "Relazione annuale sul governo societario e gli assetti proprietari" e la "Relazione sulla remunerazione" sono messe a disposizione del pubblico, nei termini di legge, presso la sede sociale e presso la sede di Borsa Italiana S.p.A. nonché sul sito internet della società (www.gruppoiren.it), dove sono pure reperibili le informazioni sulla composizione del capitale sociale e sulla limitazione statutaria al possesso di azioni IREN.

Gli Azionisti hanno facoltà di ottenere copia della documentazione richiedendola alla Direzione Affari Societari al fax n. 011-0703563 o all'indirizzo di posta elettronica: affarisocietari@gruppoiren.it, oppure irensa@pec.gruppoiren.it

4 aprile 2012

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



GRUPPO IREN IN CIFRE

	Esercizio 2011	Esercizio 2010 pro-forma	Variaz. %	Esercizio 2010
Dati Economici (milioni di euro)				
Ricavi	3.520	3.391	3,8	2.828
Margine operativo lordo	592	602	(1,6)	495
Risultato operativo	308	337	(8,4)	285
Risultato prima delle imposte	14	289	(95,1)	238
Risultato netto di Gruppo e di Terzi	(99)	186	(*)	150
Dati Patrimoniali (milioni di euro)				
	Al 31/12/2011	Al 31/12/2010 pro-forma		Al 31/12/2010
Capitale investito netto	4.497	4.342	3,6	4.342
Patrimonio netto	1.845	2.082	(11,4)	2.082
Posizione finanziaria netta	(2.652)	(2.260)	17,4	(2.260)
Indicatori economico-finanziari				
	Esercizio 2011	Esercizio 2010 pro-forma		Esercizio 2010
MOL/Ricavi	16,81%	17,74%		17,51%
Debt/Equity	1,44	1,08		1,08
Dati tecnici e commerciali				
	Esercizio 2011 pro-forma	Esercizio 2010 pro-forma		
Energia elettrica venduta (GWh)	13.816	14.568	(5,2)	
Energia termica prodotta (GWht)	2.572	2.754	(6,6)	
Volumetria teleriscaldata (mln m ³)	72	66	10,3	
Gas venduto (mln m ³)	3.108	3.132	(0,8)	
Acqua distribuita (mln m ³)	181	187	(3,6)	
Rifiuti trattati (ton)	1.017.312	1.005.468	1,2	

(*) Variazione superiore al 100%

Iren, multiutility quotata alla Borsa Italiana, è nata il 1° luglio dall'unione tra Iride ed Enìa.

Opera nei settori dell'energia elettrica (produzione, distribuzione e vendita), dell'energia termica per teleriscaldamento (produzione 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. Grazie ai propri importanti assets produttivi, agli investimenti realizzati, alla leadership conquistata in tutte le aree di business ed al proprio radicamento territoriale Iren è oggi il secondo Gruppo multiutility del panorama italiano.

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 oltre che nella gestione degli impianti di produzione calore per il teleriscaldamento in territorio emiliano.

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 7.400 GWh annui, inclusa la quota assicurata da Edipower

Distribuzione Gas: attraverso 8.800 chilometri di rete Iren serve più di un milione di Clienti.

Distribuzione Energia Elettrica: con oltre 7.400 chilometri di reti in media e bassa tensione il Gruppo distribuisce l'energia elettrica ad oltre 710.000 Clienti a Torino e Parma.

Ciclo idrico integrato: con oltre 14.000 chilometri di reti acquedottistiche, 7.868 km di reti fognarie e 813 impianti di depurazione, Iren fornisce più di 2.400.000 abitanti.

Ciclo ambientale: con 122 stazioni ecologiche attrezzate, 2 termovalorizzatori, 2 discariche, il Gruppo serve 111 comuni per un totale di oltre 1.200.000 abitanti.

Teleriscaldamento: grazie a 759 chilometri di reti interrato di doppia tubazione il Gruppo Iren fornisce il calore ad una volumetria di oltre 72 milioni di metri cubi, pari ad una popolazione servita di oltre 550.000 persone.

Vendita gas, energia elettrica e termica: il Gruppo commercializza annualmente più di 3,1 miliardi di metri cubi di gas, più di 12.000 di GWh di energia elettrica e 2.840 GWht di calore per teleriscaldamento immesso in rete.

CARICHE SOCIALI

CONSIGLIO DI AMMINISTRAZIONE

Presidente	Roberto Bazzano ⁽¹⁾
Vice Presidente	Luigi Giuseppe Villani ⁽²⁾
Amministratore Delegato	Roberto Garbati ⁽³⁾
Direttore Generale	Andrea Viero ⁽⁴⁾
Consiglieri	Franco Amato ⁽⁵⁾
	Paolo Cantarella ⁽⁶⁾
	Gianfranco Carbonato ⁽⁷⁾
	Alberto Clò ⁽⁸⁾
	Marco Elefanti ⁽⁹⁾
	Ernesto Lavatelli ⁽¹⁰⁾
	Ettore Rocchi
	Alcide Rosina ⁽¹¹⁾
	Enrico Salza ⁽¹²⁾

COLLEGIO SINDACALE

Presidente	Aldo Milanese
Sindaci effettivi	Lorenzo Ginisio
	Giuseppe Lalla
Sindaci supplenti	Massimo Bosco
	Emilio Gatto

DIRIGENTE PREPOSTO ALLA REDAZIONE DEI DOCUMENTI CONTABILI E SOCIETARI

Massimo Levrino

SOCIETÀ DI REVISIONE

KPMG S.p.A.

⁽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⁾ ⁽¹⁰⁾ Componente del Comitato di Controllo Interno

⁽⁹⁾ Presidente dell'Organismo di Vigilanza

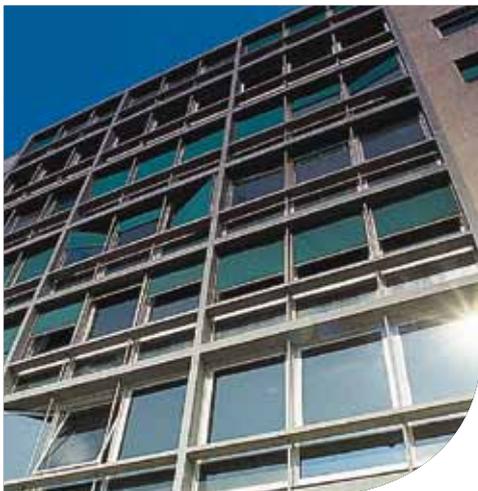
⁽¹⁰⁾ Componente del Comitato per le Remunerazioni e componente dell'Organismo di Vigilanza

⁽¹²⁾ Presidente del Comitato per il Controllo Interno

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,

lo scenario dei mercati dell'energia in Italia ed in Europa ha mostrato anche nel 2011 una sostanziale difficoltà: il prezzo medio greggio è cresciuto del 40% rispetto al 2010; i consumi di gas naturale sono tornati sui livelli del 2009 con un sensibile decremento rispetto al 2010 (-6,0%); la debolezza della domanda di gas ha coinciso con l'incremento di capacità di importazione del sistema che ha continuato a determinare una situazione di overcapacity; la lieve ripresa della domanda elettrica ha presentato una minor dinamicità rispetto alla crescita dell'anno precedente (+0,6% contro il +3,2% del 2010 sul 2009) e comunque inferiore rispetto ai livelli del 2008.

In questo scenario, la vostra Società ha registrato una sostanziale tenuta dei livelli di redditività della gestione operativa: ricavi consolidati per 3.520 milioni di euro, in crescita del 3,8% rispetto al 2010, un'Ebitda pari a 592 milioni di euro in lieve flessione rispetto all'anno precedente (-1,6%) e un utile netto pari a 155 milioni di euro, al netto degli effetti straordinari e non ricorrenti che hanno caratterizzato l'anno da poco concluso.

Nel 2011 la Vostra Società è stata fortemente impegnata nell'operazione straordinaria di riassetto di Edison ed Edipower, un progetto di rilievo per le Società direttamente coinvolte. Proprio per la rilevanza di tale progetto, si è sviluppato un percorso particolarmente complesso che ha visto il coinvolgimento non solo delle Parti direttamente interessate ma anche del Governo. Nell'ambito di questo percorso, Iren ha condotto le trattative e i contatti con il Governo in coerenza con le proprie linee di indirizzo volte alla dismissione della partecipazione in Edison, non più ritenuta strategica dal punto di vista industriale, con l'obiettivo di liberare risorse da investire in progetti core e/o di acquisire asset produttivi coerenti con il business del Gruppo.

Le trattative si sono protratte per tutto il 2011 e si sono concluse con la sottoscrizione dei contratti definitivi il 15 febbraio 2012.

Il closing dell'operazione dovrà avvenire entro 20 giorni lavorativi dall'avverarsi delle condizioni sospensive e comunque non oltre il 30 Giugno 2012. L'intera operazione rimane infatti subordinata alla conferma da parte di Consob che il prezzo di offerta pubblica di acquisto obbligatoria, conseguente all'acquisizione del controllo di Edison da parte di EDF, non sia superiore a 0,84 euro per azione. Al riguardo occorre segnalare che il 4 aprile 2012 la Consob ha comunicato che un prezzo per le azioni Edison compreso nell'intervallo tra euro 0,84 e 0,95, il cui valore medio può rappresentare un utile punto di riferimento per esprimere un equilibrio tra gli interessi delle Parti, risulterebbe, coerente con la nozione di prezzo pagato di cui all'art. 106, comma 2, del TUF.

Nel momento in cui viene pubblicato il presente Bilancio sono in fase di valutazione gli eventuali riflessi del parere Consob sugli sviluppi dell'accordo. L'operazione è inoltre subordinata all'approvazione da parte delle competenti autorità Antitrust. Al termine dei passaggi sopracitati e delle approvazioni previste dagli organi competenti, Iren diventerà il secondo azionista di Edipower con una quota significativa di circa il 21% della società.

Gli accordi per il riassetto portano alla nascita di due importanti poli energetici in Italia - Edison ed Edipower - che, grazie alla stabilizzazione organizzativa e al rilancio delle attività, contribuiranno alla ripresa dello sviluppo economico del Paese, generando valore su tutto il territorio e offrendo nuovo impulso al tessuto produttivo italiano.

In particolare Edipower diventerà il secondo polo nazionale per la produzione energetica, con una connotazione produttiva che si integra e completa quella di Iren, in particolare sul fronte idroelettrico. La chiusura dell'operazione Edison-Edipower, che ha consentito di trasformare la partecipazione finanziaria in Edison in una partecipazione industriale in Edipower con i relativi vantaggi che ne deriveranno, ha comunque prodotto un impatto in termini di minusvalenze per il Gruppo Iren che si riversano, in modo straordinario, sui risultati 2011.

Anche altre attività di sviluppo industriale della Vostra Società hanno registrato importanti progressi. Sul fronte della produzione energetica è stata completata la costruzione della nuova centrale di Torino Nord (400 MW di potenza elettrica e 220 MW di potenza termica) che rafforza il primato nazionale del Gruppo Iren nella cogenerazione abbinata al teleriscaldamento urbano, determinando

al contempo importanti benefici sia in termini di marginalità sia in termini di risparmio energetico (95.000 Tep risparmiate) e di miglioramento della qualità dell'aria, in coerenza con i principi di sviluppo sostenibile che caratterizzano il Gruppo.

Per quanto riguarda l'attività commerciale, l'obiettivo di fidelizzare ed ampliare il portafoglio clienti si è articolato in azioni di promozione di contratti di fornitura di energia elettrica e gas in tutto il bacino di riferimento e nello sviluppo di una gamma di offerte in grado di rispondere alle esigenze dei diversi segmenti di clientela.

Il Gruppo ha inoltre ampliato la propria base clienti, grazie all'acquisizione da ERG di un ramo di azienda relativo alla commercializzazione e alla vendita di energia elettrica a un parco di oltre 15.000 clienti business e mid-business.

Sul fronte dell'approvvigionamento energetico il Gruppo ha intensificato le proprie attività, diversificando le importazioni per Paese e per tipologia contrattuale (lungo termine e spot) ed ha proseguito nel progetto di realizzazione del terminale di rigassificazione di Livorno che consentirà l'approvvigionamento di gas liquefatto (LNG) e, quindi, ulteriore diversificazione delle fonti e delle tecnologie in un settore ormai soggetto a frequenti cambiamenti di scenario.

Inoltre il Gruppo ha sottoscritto un contratto di fornitura da parte di ERG a Iren Mercato che consente di integrare il portafoglio annuo di approvvigionamento di energia elettrica destinata principalmente alla fornitura dei clienti finali.

Nel settore idrico il Gruppo Iren nel 2011 ha realizzato rilevanti investimenti finalizzati principalmente allo sviluppo delle reti, alla riduzione delle perdite idriche, al potenziamento dell'efficienza energetica ed al 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.

Nel settore ambiente il 2011 ha visto la prosecuzione della realizzazione del Polo Ambientale Integrato di Parma, il sito industriale dedicato al trattamento e allo smaltimento dei rifiuti che, insieme alle attività volte al potenziamento della raccolta differenziata, segneranno per la provincia di Parma una tappa fondamentale verso l'autosufficienza nella gestione dei rifiuti.

L'estensione, proseguita nel 2011, dei sistemi di raccolta capillarizzata e domiciliare dei rifiuti hanno inoltre consentito di raggiungere il 59,1% di raccolta differenziata nel bacino servito, con un posizionamento ai vertici nazionali.

Gli investimenti effettuati dal Gruppo Iren nel 2011 ammontano a 472 milioni, destinati agli interventi di sviluppo nei diversi settori di attività, e rappresentano un importante contributo allo sviluppo infrastrutturale, economico e di servizio dei territori in cui il Gruppo opera.

Il Gruppo Iren conferma il proprio orientamento alla qualità del servizio, alla razionalizzazione dei processi e al conseguimento di sinergie interne: responsabilità che vedono coinvolti tutti i dipendenti a cui voglio porgere, a nome dell'intero Consiglio di Amministrazione, i più sentiti ringraziamenti per la professionalità ed il continuo impegno.

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

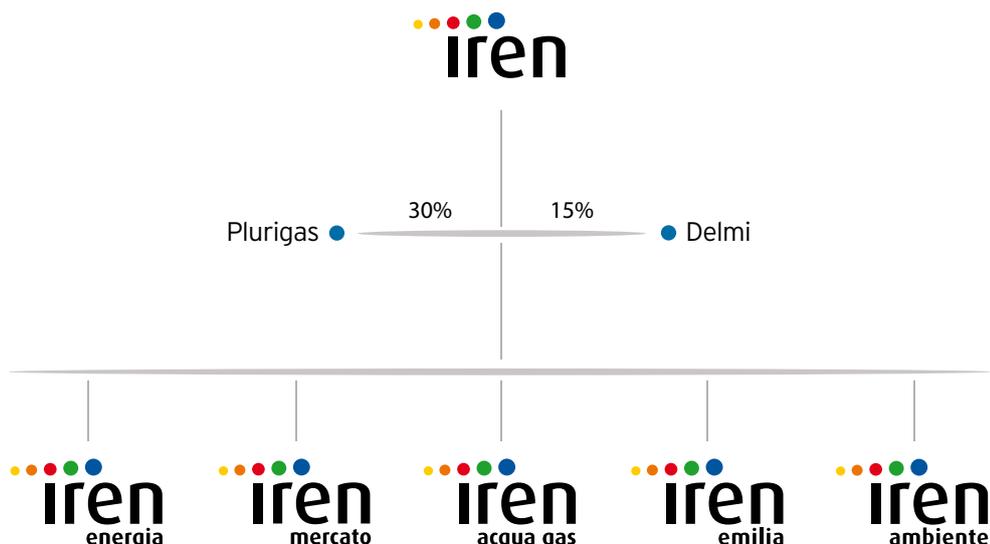


Relazione sulla gestione

al 31 dicembre 2011



IL GRUPPO IREN: L'ASSETTO SOCIETARIO



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 2.800 MW di potenza installata, di cui circa 1.900 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 annua di calore nel 2011 è stata pari a circa 2.632 GWh, con una volumetria teleriscaldata pari a circa 72 milioni di metri cubi. L'anno 2011 ha visto un incremento della potenza installata di 340 MW grazie all'entrata in esercizio della nuova centrale di cogenerazione di Torino Nord.

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 2011 l'energia elettrica complessiva distribuita è stata pari a 4.263 GWh, di cui 3.333 GWh nella Città di Torino e 930 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 (controllata al 51% da Iren Energia), che possiede una delle più estese reti di teleriscaldamento a livello nazionale, con circa 438 km di doppia tubazione al 31 dicembre 2011. Nel 2011 la rete del gas, estesa per 1.330 km, ha servito circa 500.000 clienti finali.

Iren Energia, detiene anche la rete di teleriscaldamento di Parma, Reggio Emilia e Piacenza con un'estensione complessiva di circa 312 Km.

Infine la società Nichelino Energia, partecipata da Iren Energia (67%) e 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 negli 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.

IREN MERCATO

Il Gruppo, tramite Iren Mercato, opera nel campo della 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 in zona centro nord. L'azienda colloca l'energia elettrica direttamente, attraverso le società collegate - dove presenti territorialmente - oppure tramite contratti di agenzia con le società intermediarie - per i clienti associati ad alcune categorie di settore, ed a 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 del 10% dell'Energia derivante dalle centrali di Edipower.

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 2011 sono stati pari a circa 3.108 Mmc di cui circa 1.710 Mmc commercializzati a clienti finali esterni al Gruppo, 189 Mmc sono stati impiegati nella produzione di energia elettrica tramite i contratti di tolling con Edipower, 1.136 Mmc sono stati impiegati all'interno del Gruppo Iren sia per la produzione di energia elettrica e termica che per la fornitura di servizi calore mentre 73 Mmc rappresentano le rimanenze di gas in stoccaggio.

COMMERCIALIZZAZIONE ENERGIA ELETTRICA

I volumi commercializzati nell'anno 2011, al netto delle perdite di distribuzione, sono risultati pari a 13.816 GWh.

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 7.953 GWh (7.367 GWh nel 2010), mentre i volumi impiegati sulla borsa al lordo dell'energia compravenduta sono pari a 4.647 GWh (5.119 GWh nel 2010).

Nel 2011 le disponibilità interne al Gruppo Iren, (Iren Energia, Tirreno Power), sono aumentate rispetto all'esercizio passato di circa l'8% ed ammontano a 6.263 GWh (5.800 GWh nel 2010). I volumi provenienti dal tolling di Edipower ammontano a 1.308 GWh contro i 1.514 GWh del 2010. Si rileva inoltre il minor ricorso a fonti esterne quali borsa al lordo dell'energia compravenduta (4.809 GWh contro 5.922 GWh del 2010) e grossisti (1.080 GWh contro 1.388 GWh del 2010).

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 2011 sono pari a circa 400.000 mentre i volumi complessivamente venduti ammontano a 1.054 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.

A dicembre 2011 la volumetria tele riscaldata sul territorio piemontese è pari a oltre 51 milioni di metri cubi, corrispondenti a oltre 430.000 abitanti ossia il 40% dei cittadini torinesi, mentre per la parte Emiliana la volumetria teleriscaldata è di circa 18 milioni di mc.

GESTIONE SERVIZI CALORE

Sui risultati 2011 ha influito positivamente l'effetto climatico che ha favorito i contratti calore per i minori consumi specifici per unità di ora di servizio erogato.

E' inoltre operativo il Contratto con la Regione Liguria relativo alla gestione dei servizi energetici negli ospedali e strutture sanitarie in cui la società, attraverso la struttura di Cae (Global Services) e delle aziende specialistiche Climatel e OCCLIM, è intervenuta nella gestione di alcune rilevanti commesse operative di conduzione e manutenzione. Iren Mercato è il fornitore degli energetici di tale iniziativa. Analoga iniziativa è attiva nella regione Lazio in ATI con A2A.

IREN ACQUA GAS

SERVIZI IDRICI INTEGRATI

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

A partire dal 1° ottobre 2011 la SPL 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.

La riforma dei servizi idrici introdotta in Italia dalla Legge Galli impone sostanzialmente due principi: il superamento della frammentazione delle gestioni e la realizzazione di gestioni integrate che comprendano tutto il ciclo dell'acqua dalla captazione, alla distribuzione, alla raccolta, trattamento e smaltimento, fino alla restituzione all'ambiente. 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 2011 ha venduto circa 181 Mmc di acqua nelle aree gestite, attraverso una rete di distribuzione di oltre 14.000 km. Per quanto riguarda le acque reflue gestisce una rete fognaria di circa 7.700 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.

Il servizio di distribuzione è inoltre fornito, tramite Società Controllata Gea S.p.A. nel bacino di Grosseto. Iren Acqua Gas tramite le sue controllate ha distribuito gas, nel corso del 2011, per complessivi 388 Mmc.

SERVIZI TECNOLOGICI SPECIALISTICI/RICERCA

Attraverso le proprie Divisioni Saster e SasterPipe Genova reti Gas S.R.L 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 1.129.000 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 oltre 122 stazioni ecologiche attrezzate, hanno consentito al bacino servito di ottenere risultati superiori al 59%.

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.

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 12.157 km di rete di acquedotto, 6.673 km di reti fognarie e n. 467 impianti di sollevamento delle acque reflue e 775 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 svolta nelle città di Reggio Emilia, Parma e Piacenza e riguarda una rete complessiva di quasi 312 km con una volumetria complessiva servita pari a 18.453.000 mc. La gestione operativa della rete di distribuzione di energia elettrica è svolta nella città di Parma e riguarda 2.349 km di rete con un numero di quasi 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 (Poiatica - Reggio Emilia), 2 impianti di compostaggio (Reggio Emilia). E' in fase di costruzione, con l'obiettivo di attivarlo entro la fine del 2012, il Polo Ambientale Integrato di Parma (PAI), che prevede la realizzazione di un impianto di selezione e termovalorizzazione da rifiuti.

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 lo sviluppo con successo, attraverso la controllata Iren Rinnovabili S.r.l., dell'attività di commercializzazione nel settore del fotovoltaico con il logo "Raggi & Vantaggi" (50 impianti contrattualizzati e realizzati nell'esercizio) che ha però subito un rallentamento in conseguenza delle modifiche normative approvate a inizio 2011 che hanno ridotto significativamente il livello degli incentivi nel settore.

La predetta controllata è operativa anche nel settore idroelettrico, a seguito della realizzazione ed entrata in esercizio al 30/12/2010 dell'impianto idroelettrico (1 MW) di Fornace (Baiso - provincia di Reggio Emilia), con una produzione e vendita di energia di circa 6.000 mwh nel 2011.

Con riferimento ai progetti nel settore eolico, dopo che nel corso del 2010 sono state completate le rilevazioni anemometriche in zona appenninica, si è avviato l'iter previsto per l'ottenimento dell'autorizzazione alla realizzazione di un campo eolico di 6 MW. Particolare attenzione è stata riservata inoltre allo sviluppo di un modello di business per lo sviluppo di iniziative del settore della produzione di biogas e biometano.

GESTIONE IMPIANTI DI TELERISCALDAMENTO

Iren Ambiente opera altresì, sulla base di specifici contratti con Iren Energia S.p.A., nel settore del teleriscaldamento attraverso la 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 2011

ANDAMENTO DEL TITOLO IREN IN BORSA

Nel corso del 2011 i mercati borsistici hanno risentito della prolungata congiuntura negativa dello scenario finanziario internazionale acuita, a partire dallo scorso maggio, dalla crisi finanziaria di alcuni stati sovrani europei che ha portato le agenzie di rating ad abbassare i giudizi sul merito di credito di diverse nazioni, tra cui l'Italia, gravate da elevati livelli di indebitamento.

La situazione si è ulteriormente aggravata nel secondo semestre in cui il differenziale (Spread) tra le obbligazioni italiane a dieci anni e l'analogo titolo tedesco è progressivamente cresciuto sino a superare i 500 bps nella prima settimana di novembre. Inoltre il perdurare della congiuntura economica negativa ha avuto un impatto negativo sulle performance di borsa dei principali titoli industriali.

In questo contesto, nel corso del 2011 il titolo Iren ha ceduto circa il 42% mentre l'indice All Shares nello stesso periodo ha perso circa il 25%.

Ad influenzare l'andamento negativo del titolo Iren, oltre ai suddetti fattori congiunturali a livello macroeconomico, si possono individuare ulteriori fattori specifici tra cui i principali: la crescita dell'indebitamento determinato dal finanziamento dei grandi investimenti industriali (come la Centrale di Torino Nord con connessa rete di teleriscaldamento, il nuovo Forno Inceneritore di Parma ed il nuovo Terminale di Rigassificazione di Livorno) 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 a fine dicembre 2011 si è attestato a 0,73 euro per azione con volumi medi da inizio anno che si sono attestati intorno a 1,8 milioni di pezzi giornalieri.

Nello stesso periodo il prezzo medio è stato di 1,09 euro per azione avendo toccato il minimo di 0,66 euro per azione il 20 dicembre 2011 ed il massimo di 1,42 euro per azione il 19 maggio.

Dati di borsa

euro/azione nell'esercizio 2011

Prezzo medio	1,09
Prezzo massimo	1,42
Prezzo minimo	0,66
N. azioni ('000)	1.276.226

ANDAMENTO PREZZO E VOLUMI DEL TITOLO IREN

IREMTA= 0.73



IL COVERAGE DEL TITOLO

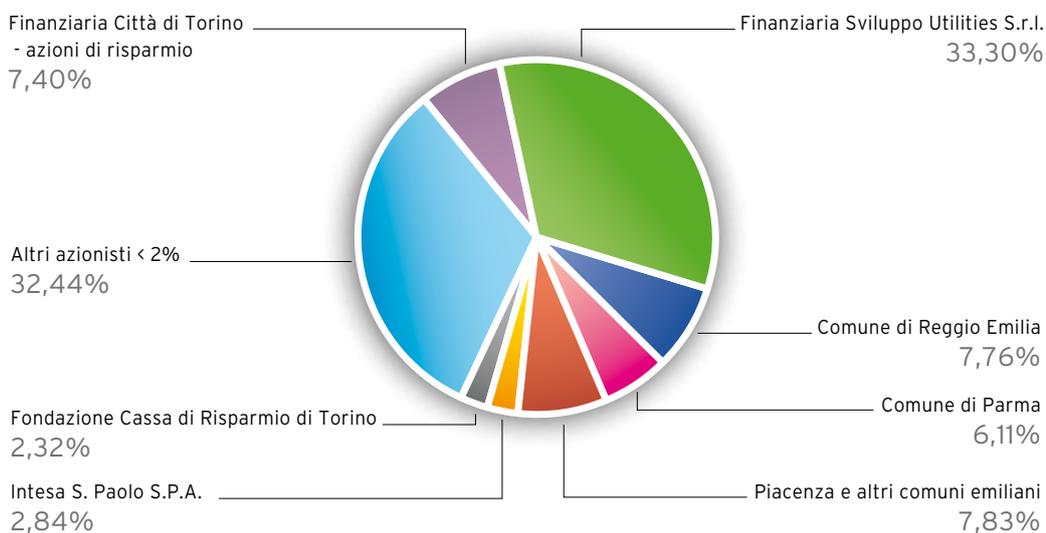
Il Gruppo Iren è attualmente seguito da dieci broker: Banca IMI, Banca Leonardo, Centrobanca, Cheuvreux, Deutsche Bank, Equita, Intermonte, Mediobanca, Banca Akros e Bnp Paribas.

AZIONARIATO

Al 31 dicembre 2011, sulla base delle informazioni disponibili alla società, l'azionariato di Iren era il seguente:

Azionariato di Iren S.p.A.

(% su capitale sociale complessivo)

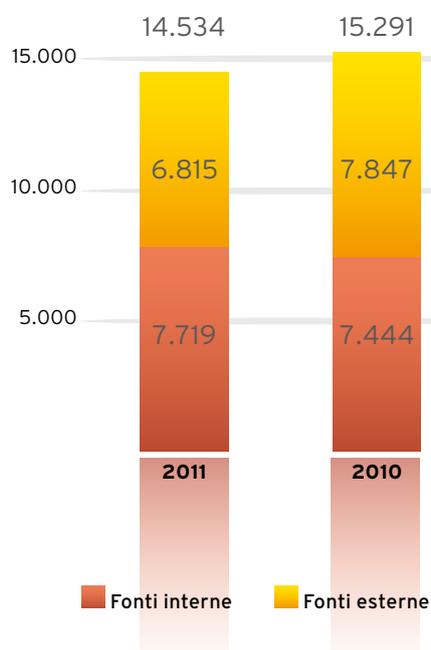


DATI OPERATIVI

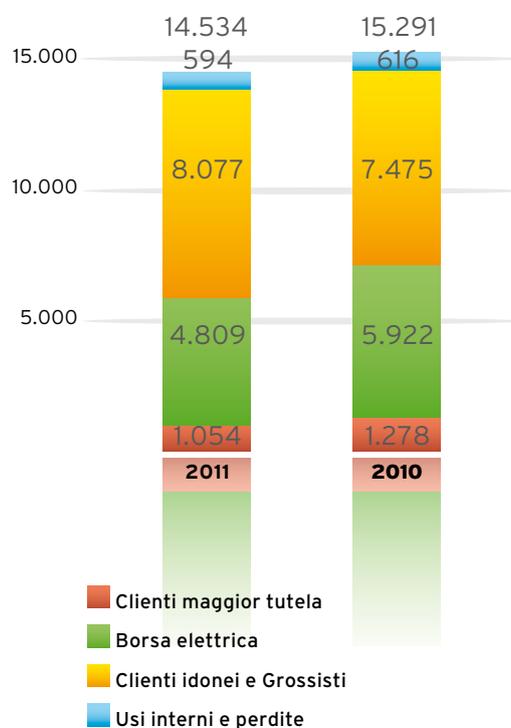
BILANCIO DELL'ENERGIA ELETTRICA

GWh	Esercizio 2011	Esercizio 2010 pro-forma	Variaz. %
FONTI			
Produzione lorda	7.719	7.444	3,7
a) Termoelettrica	5.024	4.446	13,0
b) Idroelettrica	978	1.016	(3,7)
c) Produzione da WTE e Fonti Rinnovabili	131	130	0,8
d) Produzione da impianti Edipower	1.309	1.515	(13,6)
e) Produzione da impianti Tirreno Power	277	338	(18,0)
Acquisto da Acquirente Unico	1.088	1.341	(18,9)
Acquisto energia in Borsa Elettrica	4.647	5.119	(9,2)
Acquisto energia da grossisti e importazioni	1.080	1.388	(22,2)
Totale Fonti	14.534	15.291	(5,0)
IMPIEGHI			
Vendite a clienti di maggior tutela	1.054	1.278	(17,5)
Vendite in Borsa Elettrica	4.809	5.922	(18,8)
Vendite a clienti idonei finali, grossisti e altro	8.077	7.475	8,1
Pompaggi e perdite di distribuzione	594	616	(3,6)
Totale Impieghi	14.534	15.291	(5,0)

Composizione Fonti



Composizione impieghi

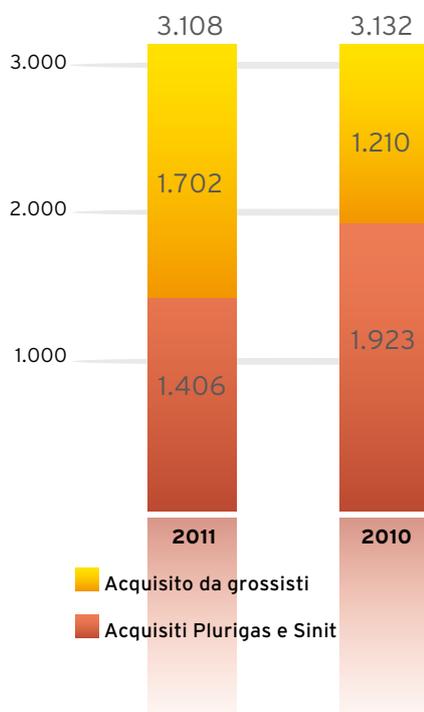


BILANCIO DEL GAS

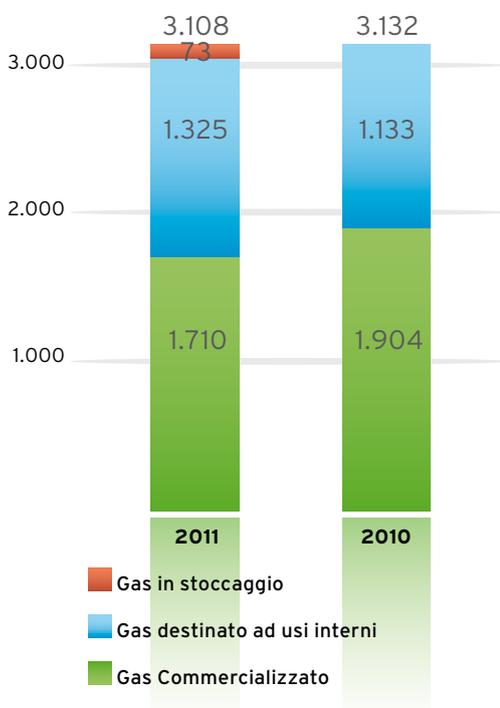
milioni di metri cubi	Esercizio 2011	Esercizio 2010 pro-forma	Variaz. %
FONTI			
Acquisti (Plurigas e Sinit)	1.406	1.922	(26,8)
Acquisti (altri grossisti)	1.702	1.210	40,7
Totale Fonti	3.108	3.132	(0,8)
IMPIEGHI			
Gas commercializzato dal Gruppo	1.710	1.904	(10,2)
Gas destinato ad usi interni (*)	1.325	1.228	7,9
Gas in stoccaggio	73	-	n.s.
Totale Impieghi	3.108	3.132	(0,8)

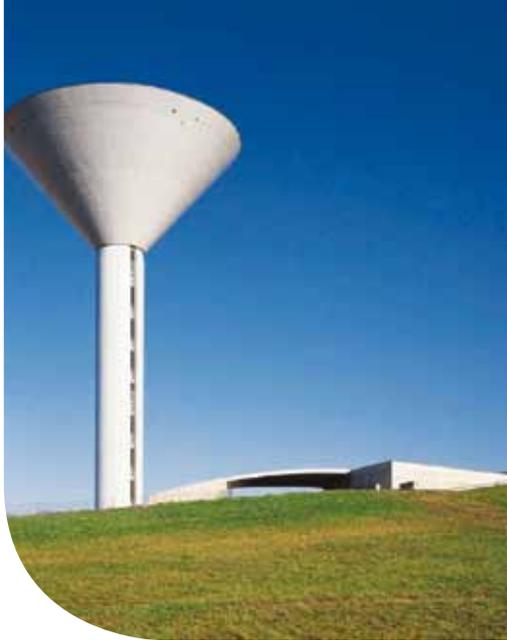
(*) Gli usi interni riguardano il termoelettrico, il tolling, l'impiego per la generazione di servizi calore e gli autoconsumi.

Composizione Fonti



Composizione impieghi





SERVIZI A RETE

	Esercizio 2011	Esercizio 2010 pro-forma	Variazione % 2011 - 2010
DISTRIBUZIONE ENERGIA ELETTRICA			
Energia elettrica distribuita (GWh)	4.263	4.282	(0,4)
N. contatori elettronici	677.504	655.446	3,4
DISTRIBUZIONE GAS			
Gas distribuito da Aes Torino (mln mc) (*)	594	704	(15,7)
Gas distribuito da Iren Acqua Gas (mln mc)	388	447	(13,2)
Gas distribuito da Iren Emilia (mln mc)	967	1.051	(7,9)
Totale Gas distribuito	1.949	2.202	(11,5)
TELERISCALDAMENTO			
Volumetria teleriscaldata (mln mc)	72	66	10,3
Rete Teleriscaldamento (Km)	759	704	7,8
SERVIZIO IDRICO INTEGRATO			
Volumi Acqua (mln mc)	181	187	(3,6)

(*) Aes Torino al 51%

SCENARIO DI MERCATO

SCENARIO GENERALE DI RIFERIMENTO

Nel 2011, secondo le stime del Fondo Monetario Internazionale, la crescita del PIL mondiale è stata prossima al 3,8%, in calo rispetto al dato 2010 che evidenziava un aumento del 5,2%. Nonostante il dato aggregato indichi un generale rallentamento della ripresa economica che ha caratterizzato il 2010 - a seguito della recessione del 2009 con un PIL in calo del 0,7% - le diverse aree geografiche mostrano notevoli differenze. In particolare, permane il divario tra le economie avanzate, che nel 2011 hanno fatto registrare una crescita dell'1,6% (rispetto al 3,2% del 2010), e le economie in via di sviluppo che continuano a crescere a ritmi sostenuti (+6,4%) seppur in calo rispetto al 2010 (+7,3%). Di queste, l'Asia si conferma il driver dello sviluppo economico mondiale con una crescita dell'8,2% nel 2010, anch'essa in calo rispetto al dato dell'anno precedente (9,5%).

Nel 2011 il Brent Dated si è attestato in media annua a 111,3 doll./bbl, in rialzo del 40% rispetto al dato 2010, quando chiuse a 79,5, e significativamente superiore ai 97 dollari segnati mediamente nel 2008, quando venne raggiunto il picco giornaliero record di 147 doll./bbl. Il mancato raggiungimento di un simile livello di prezzo ha ridotto la percezione del caro-petrolio nell'anno appena concluso, che tuttavia è stato l'anno in cui il greggio ha raggiunto il livello medio più elevato di sempre.

Per quasi tutto il 2011, e con particolare enfasi a partire dal secondo trimestre, il mercato petrolifero ha visto il coesistere di due forze che hanno agito in senso opposto sui prezzi. Da un lato il fear premium, associato agli afflati rivoluzionari verificatisi in diversi paesi dell'area Medio Oriente - Nord Africa e ai timori di possibili interruzioni delle loro forniture: si fa particolare riferimento al conflitto libico (febbraio-ottobre) che ha causato l'azzeramento dell'intera produzione petrolifera del paese (1,6 mil. bbl./g il livello pre-crisi), e, più di recente, alle crescenti tensioni tra Occidente e Iran culminate a dicembre con la minaccia di chiusura dello Stretto di Hormuz da parte di Teheran, a seguito dell'inasprimento delle sanzioni USA e dell'accordo preliminare raggiunto in ambito UE sull'imposizione dell'embargo petrolifero (accordo poi raggiunto il 23 gennaio 2012 e in vigore da luglio). Questi focolai di tensione di matrice geopolitica sono stati il principale elemento bullish del 2011, impattando al rialzo sui prezzi del Brent. Dall'altro lato, il progressivo deterioramento degli scenari macroeconomici dell'area OCSE, soprattutto dell'Euro Zona, ha esercitato un'azione opposta sui prezzi, stemperando gli spunti al rialzo più accesi. I diffusi rischi dei debiti sovrani, l'affievolirsi delle aspettative di crescita delle economie mature e il riesplodere della crisi finanziaria con i pesanti crolli borsistici che hanno dominato la stagione estiva, hanno calmierato in alcuni momenti l'effetto fear premium, determinando una riduzione della domanda petrolifera nelle aree coinvolte. Secondo le più recenti stime AIE (gennaio 2012), i consumi di petrolio sono aumentati di appena 0,7 mil. bbl./g nel 2011, evidenziando una sempre più netta spaccatura tra OCSE, la cui domanda è in calo di -600.000 bbl/g, e non-OCSE che traina il mercato con un incremento di 1,3 mil..

Nel 2011 il cambio euro/dollaro si è attestato ad un livello superiore del 5% al dato medio del 2010, 1,36196 vs 1,32572. Tuttavia, se nei primi otto mesi dell'anno la moneta unica si è apprezzata rispetto alla valuta statunitense, nei restanti quattro mesi ha esibito un significativo deprezzamento.

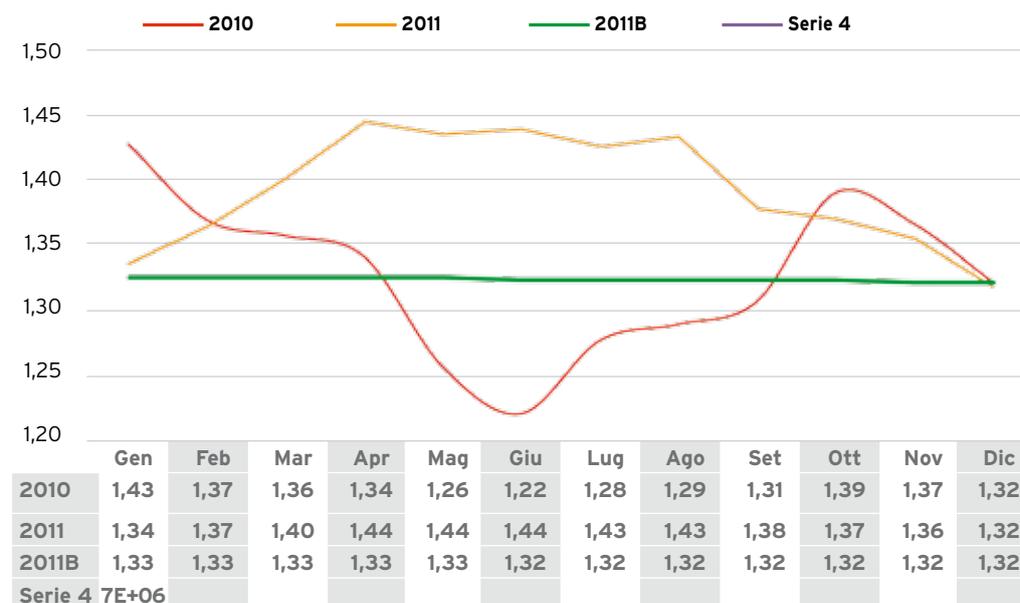
L'apprezzamento rilevato nel periodo gennaio-agosto, con un cambio medio di 1,41, è tuttavia principalmente ascrivibile alla debolezza della valuta americana più che alla forza dell'euro, che cominciava a fronteggiare l'emergenza dei debiti sovrani dei paesi più a rischio, con la Grecia a rischio default. Sul dollaro, infatti, gravavano dati macroeconomici peggiori rispetto alle aspettative e previsioni cautelative da parte della Federal Reserve su una ripresa dell'economia.

Negli ultimi mesi dell'anno invece, a fronte di un'economia americana in leggera ripresa, si è contrapposto il progressivo deterioramento del quadro macroeconomico di gran parte dei paesi dell'Eurozona. Quelli che erano timori circa la tenuta di molti stati europei sono diventate certezze: molti paesi hanno subito pesanti downgrading e alcuni di essi sono dovuti ricorrere a misure d'emergenza, Italia in primis.

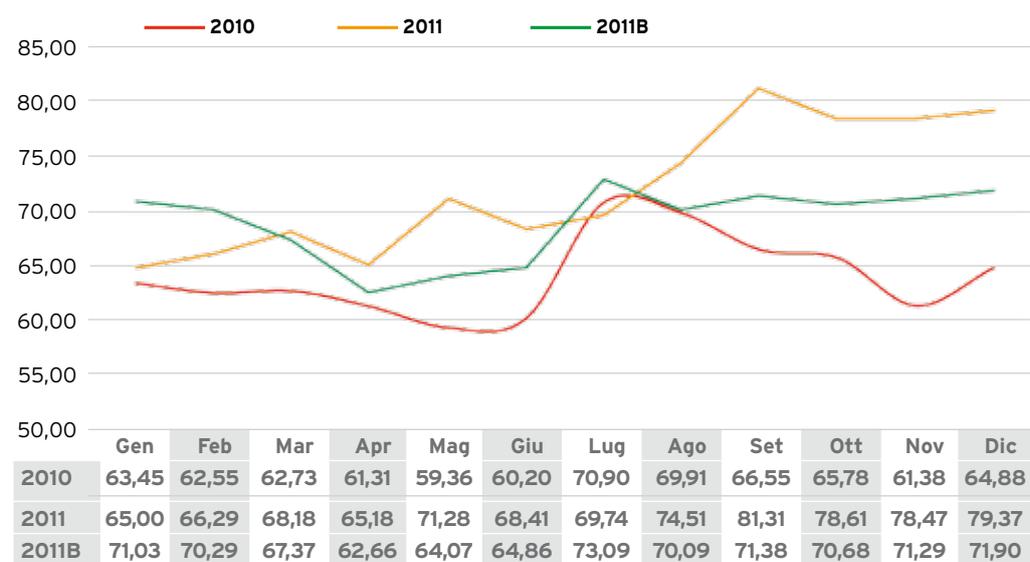
Per quanto riguarda l'Italia la crescita del PIL acquisita a chiusura del terzo trimestre 2011 era pari a +0,5% (fonte Istat), le prime stime indicano però un ulteriore rallentamento nel quarto trimestre dell'anno. Il terzo trimestre risultava infatti ancora positivo se rapportato al pari periodo del 2010 (+0,2%), ma negativo rispetto al trimestre precedente (-0,2%). Anche l'indice della produzione industriale nei dodici mesi del 2011 ha visto una crescita pari a zero rispetto all'anno precedente. Tra i settori in calo, quelli che in dicembre registrano le diminuzioni tendenziali più ampie sono la fornitura di energia elettrica, gas, vapore e aria (-12,9%) e del -2,3% in ragione d'anno. Seguono, sempre in ragione d'anno, la fabbricazione di coke e prodotti petroliferi raffinati (-3,9%) e le industrie tessili, abbigliamento, pelli e accessori (-7,3%). La crescita del PIL a fine anno si dimostrerà pertanto decisamente più contenuta rispetto all'1,3% del 2010 (dati provvisori ISTAT).

Di seguito si rappresenta l'andamento dei principali indicatori energetici:

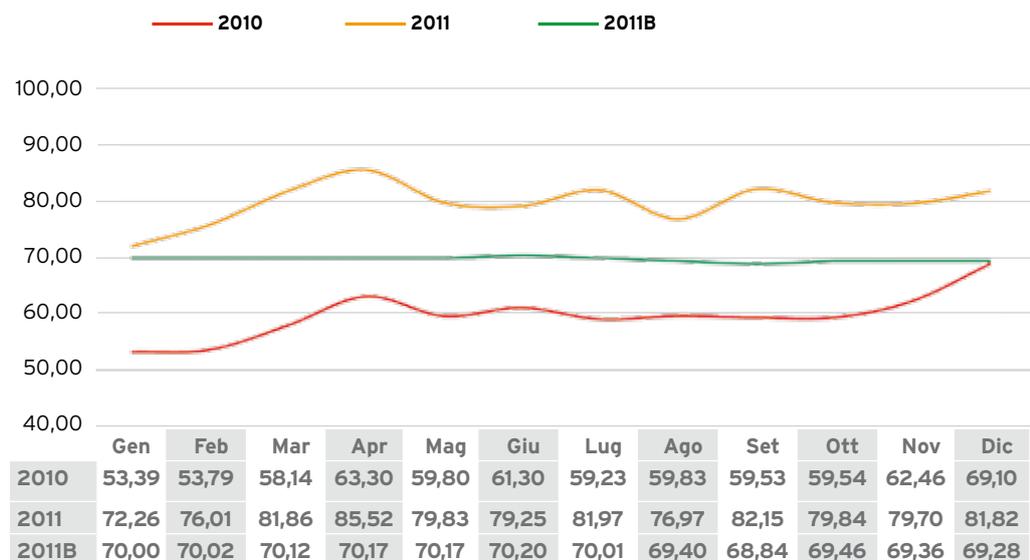
CAMBIO \$/€



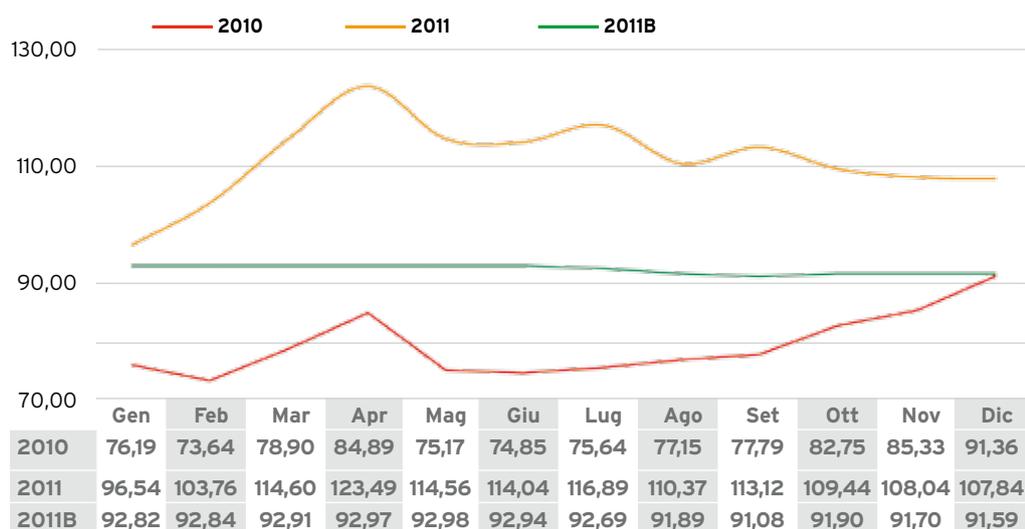
PUN €/MWh



BRENT €/BBL



BRENT \$/BBL



Fonte: statistiche: RIE/REF

Il prezzo medio di acquisto (PUN) della borsa elettrica italiana è stato pari a 72,23 €/MWh, in aumento del 12,6% rispetto al 2010 (64,12 €/MWh).

	Consuntivo 12/2011	Consuntivo 12/2010	Variazione	Var. %
Brent US\$ /bbl	111,30	79,50	31,80	40%
US\$ /euro	1,39	1,33	0,07	5%
Brent euro /bbl	80,00	59,90	20,10	34%
Domanda Gas (Bcm)	77,40	82,70	-5,30	-6%
Gas Release 2, cent/scm	35,75	29,55	6,20	21%
CCI, cent/smc	32,72	27,30	5,42	20%
Domanda Elettricità (TWh)	332,00	330,00	2,00	1%
Prezzo EE PUN (euro/MWh)	72,23	64,12	8,11	13%

Fonte: elaborazioni RIE/GME

Tale contesto internazionale di mercato energetico evidenzia altresì un notevole scollamento tra andamento degli energetici ed andamento dei prezzi espressi dalla borsa generando significativi riflessi sulla gestione.

BILANCIO DEL GAS NATURALE IN ITALIA

Dopo il rimbalzo del 2010 condizionato dalle temperature più fredde, il 2011 ha registrato un nuovo sensibile decremento dei consumi di gas naturale (-6,4%) tornati sui livelli del 2009. La diminuzione è conseguenza sia di mesi invernali miti (i prelievi degli impianti di distribuzione, prevalentemente diretti ai consumi per riscaldamento, sono diminuiti dell'8%) che della sensibile contrazione degli usi per la generazione elettrica (-7,1%) dovuti alla crescita dell'uso delle fonti rinnovabili e allo switch con il carbone. Solo in leggera crescita i consumi per usi industriali (+1,6%) che restano però abbondantemente inferiori ai livelli pre-crisi. Le cifre testimoniano la difficoltà del sistema gas a riprendere un cammino di crescita.

Mld mc	2011	2010	2009	2008	Var. % 11/10	Var. % 11/09	Var. % 11/08
Utilizzi							
Impianti di distribuzione	33,6	36,5	34	33,4	-8,00%	-1,00%	0,70%
Usi industriali	13,5	13,3	12,1	14,6	1,60%	11,60%	-7,00%
Usi termoelettrici	27,7	29,8	28,7	33,5	-7,10%	-3,40%	-17,20%
Altre reti e consumi di sistema	2,6	3	2,9	3,1	-15,00%	-11,90%	-17,70%
Totale Prelevato	77,4	82,7	77,7	84,5	-6,40%	-0,30%	-8,40%
Fonti							
Produzione nazionale	8	8,1	8,2	9,12	-1,30%	-2,30%	-11,90%
Importazioni	70,3	75,2	68,7	76,53	-6,50%	2,30%	-8,20%
Stoccaggi	-0,9	-0,6	0,8	-1,12	40,00%	-215,50%	-20,10%
Totale immesso	77,4	82,7	77,7	84,5	-6,40%	-0,30%	-8,40%

Fonte: elaborazioni su dati Snam Rete Gas consuntivi non definitivi per il 2011

Sul lato offerta i dati segnalano un lieve decremento della produzione nazionale (-1.3%) ed una diminuzione delle importazioni del 6.5%. Il tasso medio di utilizzo delle infrastrutture di importazione è stato di appena il 57% rispetto al 75% del 2008. Negli ultimi anni la debolezza della domanda ha coinciso con l'incremento di capacità di importazione del sistema (complessivamente circa 20 md mc) conseguente ai potenziamenti sui gasdotti di importazione TAG (Russia) e TTPC-TMPC (Algeria) nel 2008/2009 e alla partenza a fine 2009 del terminale di rigassificazione di Rovigo. Si è così determinata una situazione di overcapacity attenuata nel 2011 dall'interruzione del gasdotto di importazione dalla Libia tra febbraio ed ottobre.

BILANCIO DELL'ENERGIA ELETTRICA IN ITALIA

Il 2011 ha visto complessivamente una ripresa della domanda elettrica che si è mostrata però a minor dinamicità rispetto alla crescita dell'anno precedente (+0,6% vs il +3,2% del 2010 sul 2009) passando da 330.455 GWh a 332.274 GWh.

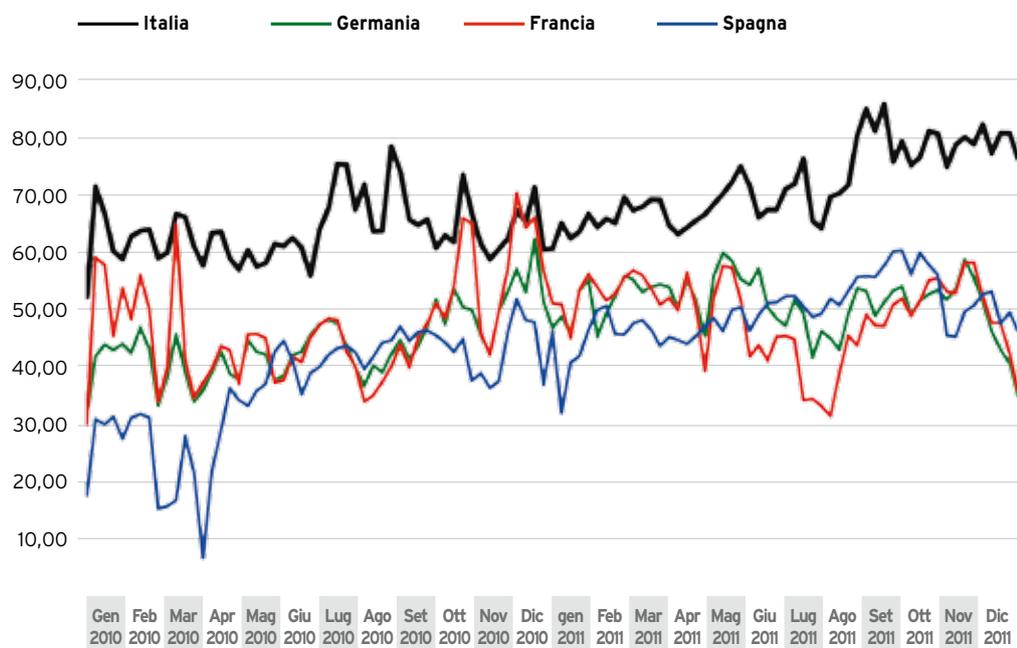
La richiesta di energia ha visto aumenti positivi nel periodo tra marzo e maggio (+1,2% medio) e nel bimestre agosto-settembre (+5,3% medio), negativa al contrario la crescita negli altri mesi dell'anno. La richiesta di energia elettrica è stata soddisfatta per l'86,3% dalla produzione nazionale (-0,5% rispetto al 2010) e per la restante parte pari a 13,7% dal saldo con l'estero (+3,3%). Rispetto al 2010 la produzione da fonte geotermica, eolica e fotovoltaica vede un incremento del 51,1% mentre quella da fonte idroelettrica rileva un calo dell'11,4%. La produzione termoelettrica ha registrato una riduzione dell'1,6% rispetto al 2010.

Anche nel 2011 si è confermato l'aumento del parco di produzione installato relativamente alle rinnovabili. Il GSE ha fornito le stime della potenza installata per il solare fotovoltaico a fine 2011 e pari a 12.431 MW con un incremento di circa 10.000 MW rispetto al 2010. Nel Luglio 2011 si è avuta la punta di richiesta del sistema elettrico pari a 56,5 GW (+0,1% rispetto al 2010), non molto distante, dalla punta massima raggiunta nel 2007 e pari a 56,8 GW.

Nel 2011 i volumi scambiati in borsa sono diminuiti del 9,6% attestandosi a 180,3 TWh. La liquidità del mercato borsistico ha ceduto 4,4 punti percentuali su base annua attestandosi al 57,6%, medio,

ancora in contrazione rispetto ai 6,4 punti percentuali persi nel 2010. Per contro la Piattaforma dei Conti Energia ha visto un aumento degli scambi pari a 10,1 punti percentuali, portandosi al 42,1% della domanda di energia elettrica (pari a circa 131,1 TWh). Cresce il mercato a termine dove i contratti sono quintuplicati rispetto al 2010 con posizioni aperte a fine anno per 27,9 GWh. Nel 2011 il prezzo medio dell'energia in Borsa è stato pari a 72,23 €/MWh con un incremento del 12,6% rispetto al valore del 2010 pari a 64,12 €/MWh. Il differenziale tra il PUN ed il prezzo di acquisto delle altre borse europee, che nel 2010 era di circa 19 €/MWh, nel 2011, ha subito un ulteriore aumento di circa 4 €/MWh.

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



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

MERCATO VENDITA CALORE TRAMITE RETE DI TELERISCALDAMENTO IN ITALIA

Molti paesi del centro e nord Europa hanno intrapreso la via del teleriscaldamento ormai da decenni. Tra questi Germania, Danimarca, Svezia, Finlandia e Cecoslovacchia hanno penetrazione del teleriscaldamento assai elevate e prossime, in taluni casi al 50% del totale fabbisogno termico per usi civili. La tabella mostra le principali dimensioni dello sviluppo del teleriscaldamento in Italia:

	2010	2009	2008
Volumetria complessiva riscaldata (Mmc)	239	227	212
Energia elettrica fornita all'utenza (GWh)	7.072	6.734	6.257
Risparmio energetico (Tep)	497.000	473.325	296.575
Emissioni evitate di anidride carbonica (t)	1.755.731	1.671.731	821.516

(Fonte: elaborazione annuario AIRU - dati 2010)

Il numero di città in Italia teleriscaldate è passato da 27 del 1995 alle 95 del 2010.

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; buone reti di TLR esistono anche a Cremona, Reggio Emilia, Verona, Milano, Forlì, Mantova, Imola, Bologna, Ferrara, Lodi, Bardonecchia, Legnano, Cavalese, Brunico, ecc. La tecnologia è adoperata spesso per riscaldare molti edifici pubblici.

E' ormai consolidata la situazione che vede le reti concentrate nell'Italia settentrionale e la quasi totalità della volumetria teleriscaldata (più del 95% della volumetria totale) localizzata in sei regioni: Lombardia, Piemonte, Emilia Romagna, Veneto, Trentino Alto Adige e Valle d'Aosta.

FATTI DI RILIEVO DEL PERIODO

RIASSETTO DEL GRUPPO EDISON

Il 26 dicembre 2011, A2A, EDF, Delmi, Edison e Iren hanno raggiunto un'intesa preliminare per il riassetto societario di Edison e di Edipower.

EDF acquisterà da Delmi il 50% del capitale sociale di Transalpina di Energia (TdE). TdE (50% Delmi - 50% EDF) detiene il 61,3% del capitale con diritto di voto di Edison. Per effetto dell'acquisizione, EDF verrà a detenere l'80,7% del capitale di Edison. Il prezzo implicito dell'acquisizione del 50% di TdE è pari ad Euro 0,84 per azione Edison.

Contestualmente Delmi acquisirà il 70% del capitale di Edipower detenuto da Edison (50%) e da Alpiq (20%) ad un prezzo pari rispettivamente a 600 milioni di euro e 200 milioni di euro. Per effetto dell'acquisizione, Edipower sarà interamente partecipata da Delmi (70%), A2A (20%) e Iren (10%). Saranno, inoltre, stipulati contratti per la fornitura di gas da Edison a Edipower a condizioni di mercato, per la copertura del 50 % del fabbisogno di Edipower per i prossimi 6 anni.

L'intesa è stata subordinata all'approvazione da parte degli organi societari di A2A, EDF, Delmi, Edison e Iren entro il 31 Gennaio 2012, mentre è stata fissata entro il 15 febbraio 2012 la data per la sottoscrizione dei contratti definitivi. Il Closing dovrà avvenire entro e non oltre il 30 Giugno 2012. L'intera operazione è subordinata alla conferma da parte di Consob che il prezzo dell'offerta pubblica di acquisto obbligatoria, conseguente all'acquisizione del controllo di Edison da parte di EDF, non sia superiore ad Euro 0,84 per azione, nonché all'approvazione da parte delle competenti autorità Antitrust.

POLO AMBIENTALE INTEGRATO DI PARMA (PAI)

Il 6 ottobre 2011 la sezione di Parma del Tribunale Amministrativo Regionale, a seguito di ricorso di Iren Ambiente, ha sospeso l'ordinanza del Comune di Parma di sospensione dei lavori di realizzazione del PAI, evidenziando il pregiudizio per la collettività sia in considerazione della valenza ambientale del PAI per risolvere il problema dello smaltimento dei rifiuti in ambito provinciale, sia rispetto agli ingenti danni patrimoniali che l'interruzione dei lavori di realizzazione potrebbe comportare per il Comune di Parma. Considerazioni in base alle quali il TAR ha anche ritenuto di procedere a fissare per il 7 dicembre 2011 l'udienza di trattazione del merito, la cui sentenza è stata emessa in data 25 gennaio 2012.

INAUGURAZIONE DELLA CENTRALE DI COGENERAZIONE TORINO NORD

Il 24 novembre 2011 stata inaugurata la centrale di cogenerazione Torino Nord, realizzata da Iren Energia. La nuova centrale, alimentata esclusivamente a metano, ha una potenza di 400 MW elettrici e 220 MW termici e permette di servire una volumetria di 18 milioni di metri cubi, pari a circa 180.000 persone, consentendo di portare a 55 milioni di metri cubi la volumetria allacciata (550.000 abitanti), pari al 55% degli edifici, rafforzando l'eccellenza di Torino quale Città più teleriscaldata d'Italia e tra quelle all'avanguardia in Europa in questo settore.

In termini energetici, la centrale Torino Nord consente un risparmio annuo di 100.000 Tep (Tonnellate Equivalenti Petrolio), che si aggiungono alle 200.000 Tep annue risparmiate grazie alla centrale di cogenerazione di Moncalieri.

Importanti sono i benefici ambientali, con una riduzione annua di 134 tonnellate di ossidi di azoto, 400 tonnellate di ossidi di zolfo e 17 di polveri.

Inoltre, ha cessato di funzionare e sarà smantellata la centrale Vallette, la cui area verrà riqualificata e restituita al quartiere nella forma di verde pubblico.

ACCORDO QUADRO IREN-ERG NELLA COMMERCIALIZZAZIONE DI ENERGIA ELETTRICA.

ERG e Iren, attraverso la controllata Iren Mercato, hanno sottoscritto il 10 di novembre un Accordo Quadro vincolante per la stipula di un contratto di fornitura da parte di ERG a Iren Mercato per complessivi 2 Terawattora (TWh) all'anno di energia elettrica per sei anni. Il prezzo di vendita sarà indicizzato al prezzo di mercato dell'energia elettrica all'ingrosso. Attraverso il contratto siglato con ERG, Iren Mercato potrà integrare il proprio portafoglio annuo di approvvigionamento di energia elettrica destinata principalmente alla fornitura dei clienti finali. L'Accordo Quadro prevede, inoltre, l'acquisizione da parte di Iren Mercato del ramo di azienda ERG relativo alla commercializzazione e alla vendita di energia elettrica a un parco di oltre 15.000 clienti business e mid-business, garantendone così la continuità. Il corrispettivo riconosciuto da Iren Mercato a ERG per la transazione, al netto dei crediti commerciali, è fissato in 3,3 milioni di Euro.

I contratti, efficaci dal 1° gennaio 2012, sono stati perfezionati il 21 dicembre a seguito del benessere all'operazione da parte dell'Autorità Antitrust.

SITUAZIONE ECONOMICA, PATRIMONIALE E FINANZIARIA DEL GRUPPO IREN

Il Gruppo Iren è nato il 1° luglio 2010 dalla fusione per incorporazione di Enìa in Iride.

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.

Con riferimento all'esercizio 2010 il conto economico presenta i dati nell'assunzione che l'operazione straordinaria sia avvenuta all'inizio del periodo cui si riferisce il Conto economico stesso, vale a dire al 1° gennaio 2010, mentre la situazione patrimoniale al 31 dicembre 2010 rappresenta già la realtà del nuovo Gruppo e pertanto non presenta differenze tra i dati del Gruppo Iren civilistici e quelli pro-forma.

SITUAZIONE ECONOMICA

CONTO ECONOMICO CONSOLIDATO GRUPPO IREN ESERCIZIO 2011

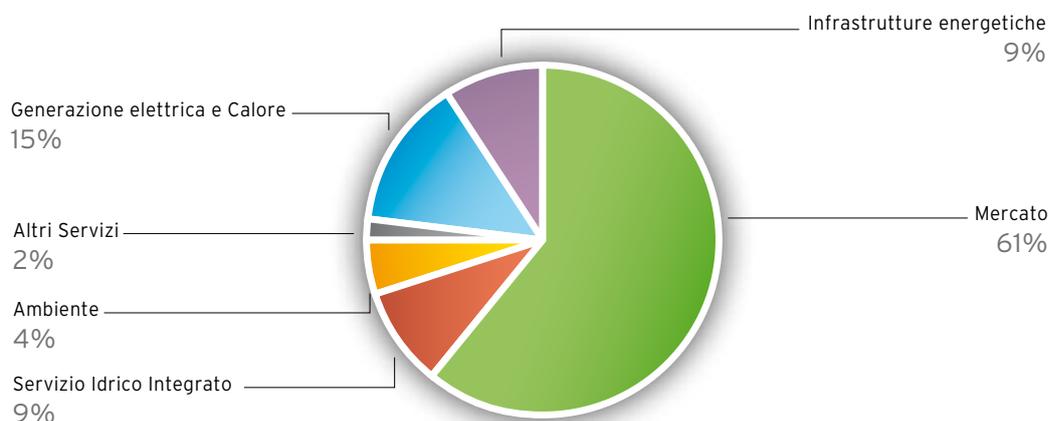
	Esercizio 2011	Esercizio 2010 pro-forma	migliaia di euro Var. %
RICAVI			
Ricavi per beni e servizi	3.254.248	3.143.024	3,5
Variazione dei lavori in corso	632	1.344	(53,0)
Altri proventi	265.232	246.564	7,6
Totale ricavi	3.520.112	3.390.932	3,8
Costi operativi			
Acquisto materie prime sussidiarie di consumo e merci	(1.682.008)	(1.620.894)	3,8
Prestazioni di servizi e godimento beni di terzi	(940.605)	(860.960)	9,3
Oneri diversi di gestione	(71.345)	(71.119)	0,3
Costi per lavori interni capitalizzati	28.208	29.853	(5,5)
Costo del personale	(262.565)	(266.214)	(1,4)
Totale costi operativi	(2.928.315)	(2.789.334)	5,0
Margine Operativo Lordo (EBITDA)	591.797	601.598	(1,6)
Ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni			
Ammortamenti	(209.293)	(204.177)	2,5
Accantonamenti e svalutazioni	(74.140)	(60.692)	22,2
Totale ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni	(283.433)	(264.869)	7,0
Risultato Operativo (EBIT)	308.364	336.729	(8,4)
GESTIONE FINANZIARIA			
Proventi finanziari	27.103	25.826	4,9
Oneri finanziari	(94.137)	(86.657)	8,6
Totale gestione finanziaria	(67.034)	(60.831)	10,2
Risultato di collegate contabilizzate con il metodo del patrimonio netto	(3.806)	13.114	(*)
Rettifica di valore di partecipazioni <i>di cui non ricorrente</i>	(223.321) (217.466)	(440) -	(*) (*)
RISULTATO PRIMA DELLE IMPOSTE	14.203	288.572	(95,1)
Imposte sul reddito	(114.485)	(104.742)	9,3
RISULTATO NETTO DELLE ATTIVITA' IN CONTINUITA'	(100.282)	183.830	(*)
Risultato netto da attività operative cessate	1.004	1.740	(42,3)
RISULTATO NETTO DEL PERIODO	(99.278)	185.570	(*)
attribuibile a:			
- Utile (perdita) di pertinenza del Gruppo	(107.890)	177.121	(*)
- Utile (perdita) di pertinenza di terzi	8.612	8.449	1,9

(*) Variazione superiore al 100%

RICAVI

Al 31.12.2011 il Gruppo Iren ha conseguito ricavi per 3.520,1 milioni di euro in aumento del 3,8% rispetto ai 3.390,9 milioni di euro dell'esercizio 2010. La variazione positiva del fatturato è da attribuire per +291 milioni di euro all'incremento dei prezzi delle commodities energetiche (di cui +146 milioni di euro nel settore gas e +145 milioni di euro nel settore dell'energia elettrica) a fronte di una riduzione -123 milioni di euro (di cui -37 milioni di euro nel settore gas e -86 milioni di euro nel settore energia elettrica) dovuta ai minori volumi venduti per effetto dell'andamento climatico sfavorevole che ha caratterizzato l'esercizio 2011, oltre a variazioni minori negli altri settori di business pari a complessivi -39 milioni di euro.

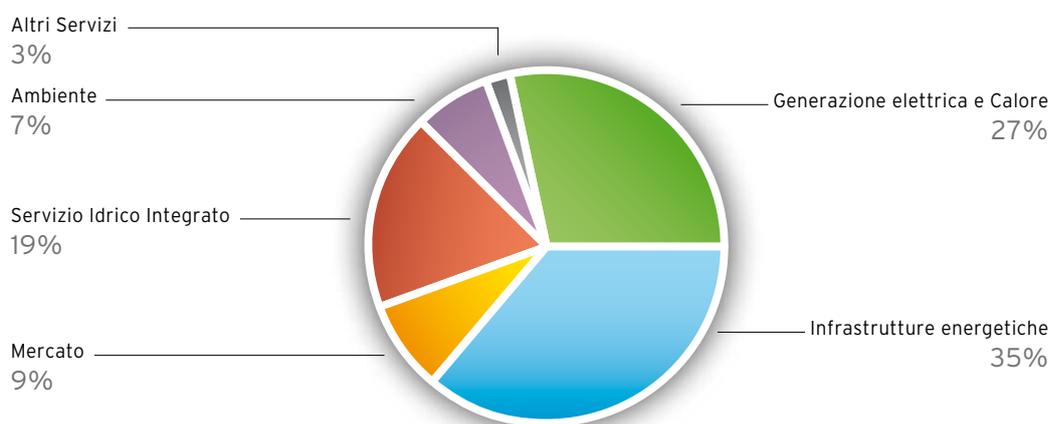
Composizione ricavi



Il margine operativo lordo (Ebitda) pari a 591,8 milioni di euro risulta in flessione del -1,6% rispetto ai 601,6 milioni di euro del corrispondente periodo del 2010.

In particolare, i settori di attività della Generazione energia elettrica e calore e dell'Ambiente presentano margini in contrazione rispetto all'esercizio 2010, riduzione in parte compensata dai risultati positivi del settore Mercato, Ciclo Idrico Integrato ed Infrastrutture Energetiche.

Composizione Ebitda



RISULTATO OPERATIVO

Il risultato operativo (Ebit) è pari a circa 308,4 milioni di euro e risulta in flessione rispetto ai 336,7 milioni di euro (-8,4%) del corrispondente periodo del 2010. Al peggioramento del risultato operativo ha contribuito oltre alla flessione del margine operativo lordo anche un aumento degli ammortamenti per 5 milioni di euro ed in particolare l'incremento degli accantonamenti ai fondi rischi e svalutazioni per 13 milioni di euro.

ONERI E PROVENTI FINANZIARI

Gli oneri e proventi finanziari esprimono un saldo negativo per 67,0 milioni. In particolare gli oneri finanziari ammontano a 94,1 milioni, in aumento rispetto allo stesso periodo del 2010, con un aumento dell'indebitamento finanziario medio e con un aumento del costo medio del debito da 2,73% a 3,36%. I proventi finanziari ammontano a 27,1 milioni (+4,9%).

Il risultato di società collegate contabilizzate con il metodo del patrimonio netto è negativo per circa 4 milioni, in diminuzione rispetto al corrispondente periodo del 2010, a causa del risultato fortemente negativo dell'esercizio della collegata Sinergie Italiane (25,8 milioni di euro).

Le rettifiche di valore di partecipazione, negative per 223,3 milioni di euro, risentono principalmente della svalutazione nelle società partecipate Edipower (81 milioni di euro) e Delmi (136 milioni di euro) per 217 milioni di euro.

RISULTATO PRIMA DELLE IMPOSTE

Per effetto delle dinamiche sopra indicate il risultato consolidato prima delle imposte ha raggiunto 14 milioni, in significativa riduzione (95%) rispetto al 2010.

IMPOSTE SUL REDDITO

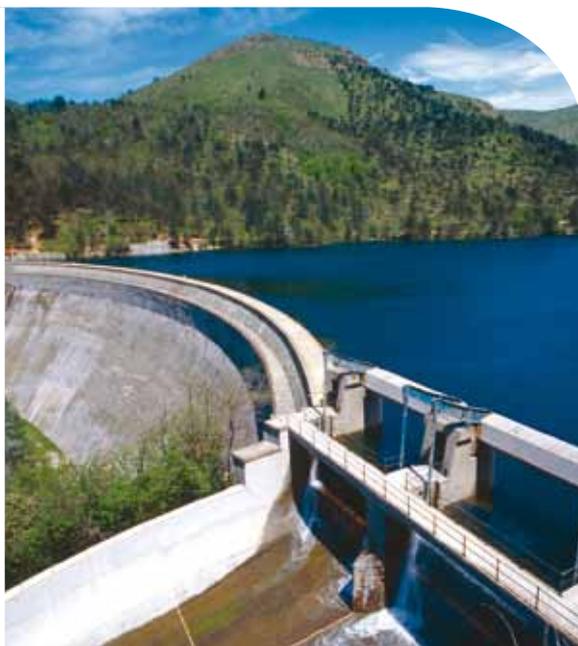
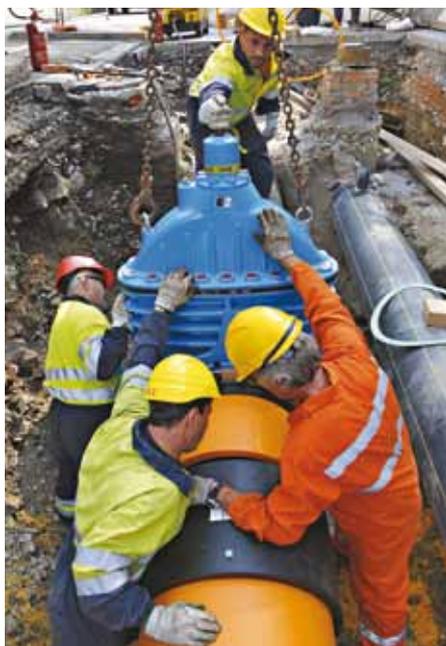
Le imposte sul reddito del 2011 sono pari a 114,5 milioni, con un incremento del 9% rispetto all'esercizio 2010, che includeva componenti straordinarie. In particolare, l'inapplicabilità (a seguito di chiarimenti ministeriali) per il 2009 dell'incremento dell'1% dell'aliquota della cosiddetta "Robin Hood Tax" (addizionale IRES) recuperata nel 2010 e l'agevolazione fiscale per gli investimenti (cosiddetta Tremonti Ter), prevista dal DL 1/7/2009 n. 78, convertito nella L. n. 102/2009 consistente nella riduzione del reddito d'impresa per un ammontare pari al 50% del valore degli investimenti effettuati entro il 30 giugno 2010.

Nel 2011 si sono verificati eventi straordinari che hanno influenzato il tax rate. In primo luogo sono state effettuate le svalutazioni di alcune partecipazioni tra le altre quella in Edipower (detenuta dalla società Iren Energia) e quella in Delmi (detenuta dalla capogruppo Iren). Trattasi di partecipazioni rientranti nelle fattispecie di cui all'art. 87 Tuir e che non possono essere dedotte né nell'esercizio corrente né al momento dell'effettivo realizzo. Pertanto non generano alcuna fiscalità.

Inoltre, per l'esercizio 2011, il legislatore, con DL 13 agosto 2011, n. 138, ha previsto, per il triennio 2011, 2012 e 2013, l'incremento dell'aliquota dell'addizionale IRES del 4% per le imprese che erano già soggette a detta imposizione (Iren Energia e Iren Mercato). La stessa norma ha previsto l'estensione dell'assoggettamento all'addizionale anche per le società distributrici di energia elettrica e gas naturale (AEM Torino Distribuzione, AES, Genova Reti Gas e Gea). L'aliquota dell'addizionale IRES per il 2011 risulta pertanto essere del 10,5%.

Inoltre, a seguito dell'entrata in vigore del DL 98/2011, vi è stato un incremento dell'aliquota IRAP dello 0,30%, per le società che operano in concessione. L'impatto complessivo (ricalcolo) dell'aumento dell'aliquota IRES e dell'aliquota IRAP sulle imposte anticipate e differite è pari a circa 7 milioni di euro. Invece l'impatto sulle imposte correnti è di circa 21 milioni (negativo).

Pertanto il tax rate adjusted del 2011 depurato dagli effetti delle svalutazioni indeducibili è pari al 46% (42% nel 2010) che evidenzia l'aumento dell'aliquota a seguito dei provvedimenti normativi sopra citati.



RISULTATO NETTO DELLE ATTIVITÀ IN CONTINUITÀ

Il risultato netto delle attività in continuità è negativo per 100 milioni, in notevole diminuzione per effetto delle svalutazioni che hanno riguardato le partecipazioni in Edipower e Delmi e per la quota di perdita di Sinergie Italiane a carico del Gruppo.

RISULTATO NETTO DEL PERIODO

Il risultato netto è negativo per 99 milioni di euro, in notevole diminuzione rispetto all'utile di 186 milioni di euro dell'esercizio 2010. Tale riduzione è dovuta principalmente alla svalutazione nelle partecipate Delmi ed Edipower per 217 milioni di euro e per la quota di perdita di Sinergie Italiane a carico del Gruppo.

ANALISI PER SETTORI DI ATTIVITÀ

Il Gruppo Iren 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).

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.

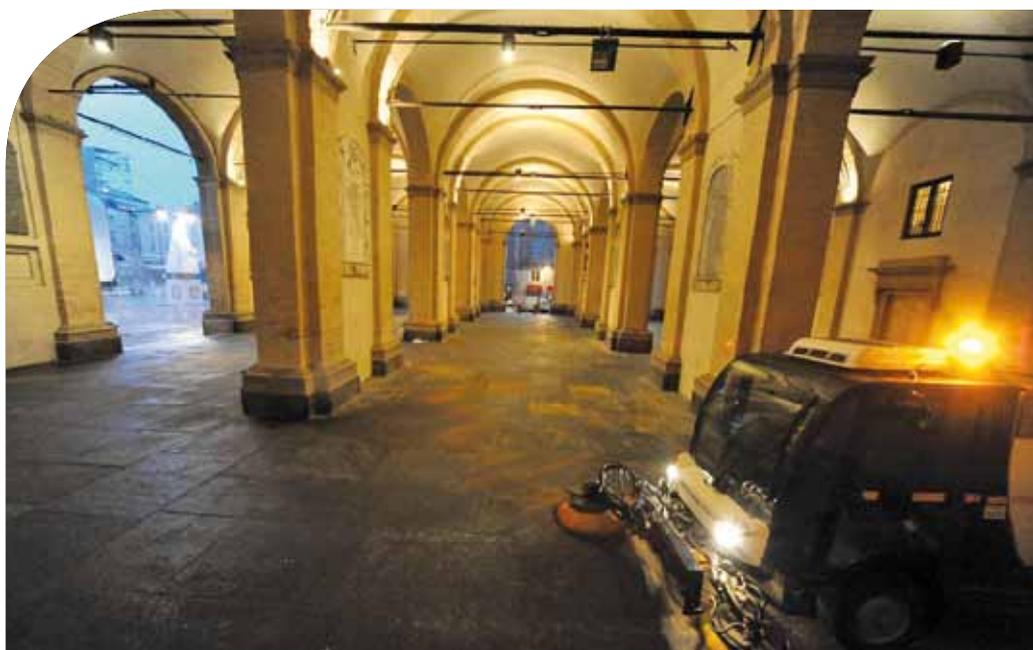
Ai fini di una corretta lettura dei conti economici relativi alle singole attività, esposti e commentati nel seguito, si precisa che i ricavi ed i costi riferiti alle attività comuni sono stati interamente allocati sui business, in base all'utilizzo effettivo dei servizi forniti oppure in base a driver 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 dell'esercizio 2010.

Per una migliore presentazione sono stati variati, rispetto ai dati del bilancio al 31 dicembre 2010, i seguenti importi relativi alle partecipazioni iscritte nell'attivo immobilizzato:

- La partecipazione di Edipower è stata allocata al settore Mercato (226 milioni di euro);
- La partecipazione in Energia Italiana (9 milioni di euro) è stata allocata al settore Generazione;
- Le partecipazioni di AGA e Zeus (39,9 milioni di euro) sono state tolte dal settore ambiente in cui erano allocate e iscritte nella colonna "non allocabili" in quanto non direttamente attribuibili ad un singolo segmento operativo.



Risultati per settori di attività al 31 dicembre 2011

milioni di euro

	Generazione	Mercato	Infrastrutture Energetiche	Ciclo Idrico	Ambiente	Altri servizi	Non allocabili	Totale
Capitale immobilizzato	1.348	203	1.593	967	269	69	204	4.653
Capitale circolante netto	122	142	(39)	72	5	(28)	13	288
Altre att.tà e pass.tà non correnti	(74)	(8)	(67)	(246)	(40)	8	(15)	(443)
Capitale investito netto (CIN)	1.397	337	1.487	793	234	49	202	4.498
Patrimonio netto								1.845
Posizione Finanziaria netta								2.653
Mezzi propri ed indebitamento finanziario netto								4.498

Risultati per settori di attività al 31 dicembre 2010

milioni di euro

	Generazione	Mercato	Infrastrutture Energetiche	Ciclo Idrico	Ambiente	Altri servizi	Non allocabili	Totale
Capitale immobilizzato	1.232	287	1.494	921	221	72	339	4.566
Capitale circolante netto	61	35	(23)	57	6	(23)	23	137
Altre att.tà e pass.tà non correnti	(39)	23	(85)	(205)	(37)	(14)	(4)	(361)
Capitale investito netto (CIN)	1.254	345	1.386	773	190	35	358	4.342
Patrimonio netto								2.082
Posizione Finanziaria netta								2.260
Mezzi propri ed indebitamento finanziario netto								4.342

Risultati economici per settori di attività al 31 dicembre 2011

milioni di euro

	Generazione	Mercato	Infrastrutture Energetiche	Ciclo Idrico	Ambiente	Altri servizi	Elisioni e rettifiche	Totale
Totali ricavi e proventi	785	3.072	437	438	217	112	(1.542)	3.520
Totale costi operativi	(627)	(3.020)	(227)	(326)	(175)	(95)	1.542	(2.928)
Margine Operativo Lordo (EBITDA)	158	53	211	113	42	16	-	592
Amm.ti, acc.ti netti e svalutazioni	(91)	(18)	(64)	(77)	(27)	(6)	-	(283)
Risultato operativo (EBIT)	67	35	146	36	15	10	-	308

Risultati per settori di attività al 31 dicembre 2010

milioni di euro

	Generazione	Mercato	Infrastrutture Energetiche	Ciclo Idrico	Ambiente	Altri servizi	Elisioni e rettifiche	Totale pro-forma	di cui		
									Gruppo Enia	Elisioni e rettifiche	Gruppo Iren
Totali ricavi e proventi	697	2.866	419	447	222	104	(1.364)	3.391	571	(8)	2.828
Totale costi operativi	(517)	(2.817)	(213)	(339)	(178)	(91)	1.364	(2.789)	(464)	8	(2.333)
Margine Operativo Lordo (EBITDA)	180	49	206	108	45	14	-	602	107	-	495
Amm.ti, acc.ti netti e svalutazioni	(74)	(18)	(71)	(70)	(27)	(6)	-	(265)	(55)	-	(210)
Risultato operativo (EBIT)	106	31	135	38	18	8	-	337	52	-	285

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

GENERAZIONE ENERGIA ELETTRICA E CALORE

Al 31 dicembre 2011 il volume d'affari del settore ammonta a 785,0 milioni di euro in aumento del 12,6% rispetto ai 697,0 milioni di euro dell'esercizio 2010.

		Esercizio 2011	Esercizio 2010 pro-forma	Δ %
Ricavi	€/mil.	785,0	697,0	12,6%
Margine operativo lordo (Ebitda)	€/mil.	157,8	179,9	-12,3%
<i>Ebitda Margin</i>		20,1%	25,8%	
Risultato Operativo	€/mil.	66,7	106,2	-37,1%
Investimenti	€/mil.	131,8	181,1	-27,2%
Energia elettrica prodotta	GWh	6.002	5.462	9,9%
<i>da fonte idroelettrica</i>	GWh	978	1.016	-3,7%
<i>da fonte termoelettrica</i>	GWh	5.024	4.446	13,0%
Calore prodotto	GWh _t	2.572	2.754	-6,6%
<i>da fonte cogenerativa</i>	GWh _t	2.002	2.046	-2,1%
<i>da fonte non cogenerativa</i>	GWh _t	570	709	-19,6%

Nel periodo l'energia elettrica prodotta è stata pari a 6.002 GWh, in aumento rispetto al 2010 del +9,9%, (+540 GWh), per l'effetto congiunto della maggiore produzione in cogenerazione (+13%) e della minore produzione idroelettrica (-3,7%).

L'entrata in funzione (in esercizio provvisorio), a partire dal mese di ottobre, dell'impianto CCGT "Torino Nord" ha prodotto energia elettrica in assetto cogenerativo pari a 242 GWh.

In particolare la produzione idroelettrica è stata pari a circa 978 GWh, in riduzione del -3,7% rispetto ai 1.016 GWh del 2010 per effetto della minore idraulicità registrata, solo in parte compensata dall'entrata in esercizio, dopo le attività di repowering, dell'impianto di Rosone e Telesio. Il dato nazionale della produzione da fonti idroelettriche, riporta una riduzione più consistente, pari all'11,4% rispetto al 2010.

La produzione termoelettrica è stata pari a circa 5.024 GWh in aumento +13% rispetto ai 4.446 GWh del 2010, grazie al contributo del nuovo impianto Torino Nord e alla maggiore produzione degli impianti GT2 e GT3 di Moncalieri, in controtendenza con il dato nazionale della produzione da fonti termoelettriche (-1,6% rispetto al 2010).

La produzione di calore è stata 2.572 GWh_t in riduzione del -6,6% rispetto alle 2.754 GWh_t del 2010, per effetto dei minori consumi legati alle temperature più miti sia dell'area Torinese che dell'area Emiliana e nonostante l'incremento della volumetria teleriscaldata che ha superato i 72 milioni di metri cubi, in aumento del 10,4% rispetto ai circa 66 milioni di mc del 2010.

La quota di energia termica prodotta in assetto cogenerativo è pari al 78% e in aumento rispetto al 74% del precedente esercizio.

Il margine operativo lordo è stato pari a 157,8 milioni di euro, in calo del -12,3% rispetto ai 179,9 milioni di euro del 2010.

La contrazione del margine operativo lordo rispetto al periodo precedente è riconducibile prevalentemente alla flessione dello spark spread sulla produzione cogenerativa di energia elettrica, riduzione che ha caratterizzato prevalentemente l'ultimo trimestre dell'esercizio, e al minor contributo legato alla cessione di certificati ETS. Tali effetti sono stati parzialmente compensati dall'incremento dei ricavi relativi ai Certificati Verdi sulla produzione idroelettrica.

Il risultato operativo del settore è pari a 66,7 milioni di euro in flessione del 37,1% rispetto ai 106,2 milioni di euro dell'esercizio 2010. Tale riduzione è dovuta oltre che alla flessione del margine operativo lordo anche ai maggiori accantonamenti per canoni idroelettrici, certificati verdi passivi ed altri rischi.

Gli investimenti tecnici relativi al settore sono pari a 131,8 milioni di euro e riguardano per 109 milioni di euro la cogenerazione, quasi interamente inerenti al completamento della centrale cogenerativa di Torino Nord e per 16 milioni di euro alla produzione idroelettrica con il potenziamento degli impianti idroelettrici della Valle Orco. Gli investimenti del settore rinnovabili ammontano a circa 3,4 milioni di euro e sono relativi principalmente al completamento degli impianti fotovoltaici.

MERCATO

Il volume d'affari dell'area mercato ammonta a 3.072,4 milioni di euro in aumento (+7,2%) rispetto ai 2.866,2 milioni di euro del corrispondente periodo del 2010. Il margine operativo lordo pari a 52,5 milioni di euro si incrementa di 3,5 milioni di euro (+7,2%) rispetto ai 49,0 milioni di euro conseguiti nell'esercizio 2010.

		Esercizio 2011	Esercizio 2010 pro-forma	Δ %
Ricavi	€/mil.	3.072,4	2.866,2	7,2%
Margine operativo lordo	€/mil.	52,5	49,0	7,2%
<i>Ebitda Margin</i>		1,7%	1,7%	
<i>da Energia Elettrica</i>	€/mil.	-4,4	9,7	n.s.
<i>da Gas</i>	€/mil.	48,9	34,2	43,0%
<i>da Calore</i>	€/mil.	8,1	5,1	58,6%
Risultato Operativo	€/mil.	35,0	31,4	11,7%
Energia Elettrica Venduta	GWh	13.816	14.568	-5,2%
Energia Elettrica Venduta al netto Compravendita in Borsa	GWh	10.713	11.646	-8,0%
Gas Acquistato	Mln mc	3.108	3.132	-0,8%
<i>Gas commercializzato dal Gruppo</i>	Mln mc	1.710	1.904	-10,2%
<i>Gas destinato ad usi interni</i>	Mln mc	1.325	1.228	7,9%
<i>Gas in stoccaggio</i>	Mln mc	73	-	n.s.

COMMERCIALIZZAZIONE ENERGIA ELETTRICA

I volumi complessivamente commercializzati sul mercato (clienti finali, borsa e grossisti) sono pari a 13.816 GWh con una diminuzione di circa 5,2% rispetto al 2010 (14.568 GWh).

I volumi complessivamente venduti a clienti finali e grossisti sono pari a 7.953 GWh (7.367 GWh nel 2010) con un incremento pari all'8% (+586 GWh) mentre i volumi impiegati sulla borsa al lordo dell'energia compravenduta sono pari a 4.647 GWh (5.119 GWh nel 2010).

Nel 2011 le disponibilità di produzione interne al Gruppo Iren, (Iren Energia e Tirreno Power), sono aumentate rispetto all'esercizio passato di circa l'8% ed ammontano a 6.263 GWh (5.800 GWh nel 2010). I volumi prodotti attraverso il contratto di tolling con Edipower ammontano a 1.308 GWh contro i 1.514 GWh del 2010. Si rileva inoltre il minor ricorso a fonti esterne al Gruppo ed in particolare sulle transazioni di borsa (al lordo dell'energia compravenduta 4.809 GWh contro i 5.922 GWh del 2010) ed acquisti da grossisti (1.080 GWh contro 1.388 GWh del 2010).

Relativamente ai clienti gestiti in regime di maggior tutela, i volumi complessivamente venduti nel 2011 sono stati pari a 1.054 GWh in calo rispetto allo scorso anno (1.277 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. Il Margine operativo lordo della vendita di energia elettrica ammonta a -4,4 milioni di euro in flessione rispetto ai 9,7 milioni di euro del 2010. Tale riduzione è imputabile a effetti non ricorrenti e a margini in flessione sulla gestione corrente.

COMMERCIALIZZAZIONE GAS NATURALE

I risultati conseguiti migliorano rispetto al 2010 e beneficiano delle rinegoziazioni attuate con i fornitori dei contratti di lungo periodo e dei contratti annuali e delle particolari condizioni di concorrenza per l'approvvigionamento dei mercati civili che garantiscono l'utilizzo degli stoccaggi.

I volumi complessivi di gas naturale approvvigionati nell'anno sono stati pari a circa 3.108 milioni di metri cubi (circa 3.132 milioni di metri cubi nel 2010), e sono stati destinati sia alla commercializzazione diretta a clienti esterni al gruppo che agli impieghi per la produzione di energia elettrica e calore.

La contrazione dei volumi venduti rispetto al 2010, pari a circa 194 milioni di metri cubi (-10,2%), è dovuta ad un andamento climatico sfavorevole con temperature più miti in tutte le aree territoriali servite e alla riduzione delle forniture verso società partecipate per un'ottimizzazione di portafoglio. Tali effetti negativi sono stati parzialmente compensati dagli esiti positivi della campagna di sviluppo commerciale che ha più che contrastato le dinamiche di riduzione del portafoglio clienti conseguenti alla liberalizzazione sui mercati storicamente serviti.



Il margine operativo lordo pari a circa 48,9 milioni di euro evidenzia, rispetto all'esercizio 2010, un rilevante incremento (+43,0%) pari a 14,7 milioni di euro. Lo scostamento positivo rispetto all'esercizio precedente beneficia sostanzialmente delle rinegoziazioni attuate con i fornitori.

SVILUPPO MERCATO

Nel corso dell'esercizio 2011 le attività relative alla fidelizzazione della clientela sui territori storicamente gestiti nonché quelle finalizzate allo sviluppo sulle aree di riferimento del Gruppo sono state, rispetto al passato, ulteriormente incrementate. L'attività di teleselling si è invece mantenuta costante sia nei confronti della clientela storica che di quella prospect.

Anche per l'esercizio 2011 si è riscontrata una forte crescita dell'attività dei competitors, che hanno intensificato le azioni di promozione sui territori storicamente gestiti dal Gruppo. Al fine di rispondere in maniera adeguata alle spinte competitive del 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 2011 i clienti gas gestiti direttamente da Iren Mercato sono pari a circa 744.000 distribuiti nelle seguenti aree territoriali di riferimento: bacino storico genovese e aree di sviluppo limitrofe, bacino torinese e bacini storici emiliani. I clienti energia elettrica gestiti sono pari a circa 691.000 anch'essi distribuiti principalmente sul bacino tradizionalmente servito di Torino e Parma, e sulle aree presidiate commercialmente dall'azienda.

VENDITA CALORE TRAMITE RETI DI TELERISCALDAMENTO

Il margine operativo lordo del 2011 ammonta a 8,1 milioni di euro contro i 5,1 milioni di euro del corrispondente periodo del 2010 e quindi in aumento di 3 milioni di euro (+58,6%).

Al 31 dicembre 2011 la volumetria tele riscaldata sul territorio piemontese è pari a oltre 51 milioni di metri cubi, corrispondenti a oltre 430.000 abitanti ossia il 40% dei cittadini torinesi, mentre per l'area emiliana la volumetria teleriscaldata è di circa 18 milioni di mc.

INFRASTRUTTURE ENERGETICHE

Il settore di attività Infrastrutture Energetiche include i business della distribuzione di gas, energia elettrica, calore e impianti di rigassificazione.

Al 31 dicembre 2011 il settore ha registrato ricavi pari a 437,4 milioni di euro in aumento del 4,5% rispetto ai 418,6 milioni di euro del 2010.

Il margine operativo lordo ammonta a 210,8 milioni di euro in aumento del +2,3% rispetto ai 206,1 milioni di euro del 2010.

Il risultato operativo ammonta a 146,4 milioni di euro in miglioramento del +8,5% rispetto ai 134,9 milioni di euro del 2010.

Di seguito vengono esaminate le dinamiche che hanno caratterizzato le diverse aree di business.

		Esercizio 2011	Esercizio 2010 pro-forma	Δ %
Ricavi	€/mil.	437,4	418,6	4,5%
Margine operativo lordo (Ebitda)	€/mil.	210,8	206,1	2,3%
Ebitda Margin		48,2%	49,2%	
<i>da Reti Elettriche</i>	€/mil.	76,1	79,3	-4,0%
<i>da Reti Gas</i>	€/mil.	96,2	91,7	5,0%
<i>da Reti Teleriscaldamento</i>	€/mil.	39,5	36,0	9,8%
<i>da Rigassificatore</i>	€/mil.	-1,0	-0,8	22,7%
Risultato Operativo	€/mil.	146,4	134,9	8,5%
Investimenti	€/mil.	155,3	171,1	-9,3%
<i>in Reti Elettriche</i>	€/mil.	24,0	27,4	-12,6%
<i>in Reti Gas</i>	€/mil.	53,5	51,7	3,4%
<i>in Reti Teleriscaldamento</i>	€/mil.	56,7	48,0	18,0%
<i>in Rigassificatore</i>	€/mil.	21,2	44,0	-51,8%
Energia elettrica distribuita	GWh	4.263	4.282	-0,4%
Gas distribuito	Mln mc	1.949	2.202	-11,5%
Volumetrie teleriscaldare	Mln mc	72	66	10,3%

RETI DISTRIBUZIONE ENERGIA ELETTRICA

Il margine operativo lordo è stato pari a 76,1 milioni di euro, in calo del 4% rispetto ai 79,3 milioni di euro del 2010.

La flessione rispetto al 2010 è attribuibile principalmente al sostenimento di maggiori costi per certificati di efficienza energetica e al fatto che l'esercizio 2010 aveva beneficiato di una maggior contribuzione dell'attività di allacciamento e a maggiori ricavi dal rimborso perequazione di anni precedenti non replicabili sull'esercizio 2011.

Nel corso del 2011 sono stati effettuati investimenti per circa 24 milioni di euro (di cui 14 milioni relativi alle reti elettriche di Torino e 10 milioni relativi alle reti elettriche di Parma), inerenti principalmente alla costruzione di nuove cabine di trasformazione AT/MT e MT/BT, nuovi allacciamenti e manutenzione degli impianti.

RETI DISTRIBUZIONE GAS

Il margine operativo lordo ammonta a 96,2 milioni di euro in aumento del 5% rispetto ai 91,7 milioni di euro del 2010. L'incremento del margine è attribuibile principalmente alla dinamica crescente dei ricavi di distribuzione congiuntamente ad una riduzione dei costi per effetto del conseguimento di sinergie operative.



Gli investimenti di periodo ammontano a 53,5 milioni di euro e riguardano in particolare il piano di manutenzione straordinaria della rete di distribuzione e di sostituzione dei gruppi di misura, previsti dalle delibere dell'AEEG, oltre alle iniziative di sviluppo della rete di distribuzione e degli allacciamenti nei principali ambiti serviti dal Gruppo (Genova, Torino, Reggio Emilia e Parma).

RETI TELERISCALDAMENTO

Il settore di attività reti teleriscaldamento ha registrato un margine operativo lordo di circa 39,5 milioni di euro in aumento del 9,8% rispetto ai 36 milioni di euro dell'esercizio 2010, per effetto delle maggiori volumetrie servite pari a 72,4 milioni di mc.

Nel corso del 2011 sono stati effettuati investimenti per 56,7 milioni di euro, prevalentemente inerenti al progetto di espansione della rete conseguente alla realizzazione della centrale di produzione Torino Nord (35 milioni), Nichelino Energia (10 milioni di euro) e territorio emiliano (12 milioni di euro).

RIGASSIFICATORE

Gli investimenti di periodo realizzati dal settore ammontano a circa 21,2 milioni di euro. A fine anno è stato concluso un accordo preliminare con Saipem per risolvere i problemi emersi in fase di realizzazione del progetto e allo stato attuale si prevede un'entrata in funzione dell'impianto per collaudi entro febbraio 2013.

Al 31.12.2011 l'investimento nel progetto OLT ammonta complessivamente a 266,8 milioni di euro.

SERVIZIO IDRICO INTEGRATO

Al 31 dicembre 2011 il settore di attività Servizio Idrico integrato, ha registrato ricavi per 438,4 milioni di euro in flessione del 1,8% rispetto ai 446,6 milioni di euro dell'esercizio 2010. L'incremento dei ricavi generati dall'aumento delle tariffe deliberate dagli ATO dei territori in gestione sono stati più che compensati dalla riduzione dei costi capitalizzati conseguenti ai minori investimenti su beni in concessione che, per l'applicazione del principio contabile IFRIC12, sono contabilizzati alla voce ricavi (-16,7 milioni di euro) e dalla riduzione dei ricavi (-4,3 milioni di euro) connessa alla cessione di alcune concessioni gestite dalla Società Acque Potabili e conseguente riduzione dei volumi fatturati (circa 4 milioni di mc).

		Esercizio 2011	Esercizio 2010 pro-forma	Δ %
Ricavi	€/mil.	438,4	446,6	-1,8%
Margine operativo lordo (Ebitda)	€/mil.	112,6	108,1	4,2%
<i>Ebitda Margin</i>		25,7%	24,2%	
Risultato Operativo	€/mil.	36,0	38,2	-5,7%
Investimenti	€/mil.	89,0	104,8	-15,1%
Acqua Venduta	MIn mc	181	187	-3,6%

Il margine operativo lordo di periodo ammonta a 112,6 milioni di euro in aumento del +4,2% rispetto ai 108,1 milioni di euro del 2010. La variazione positiva del margine è attribuibile principalmente all'incremento, previsto dai piani d'Ambito, delle tariffe, in parte compensato dai minori quantitativi venduti sull'area Emilia (-2,4%) e Genova (-1,2%) e da maggiori costi operativi relativi all'incremento



dei prezzi dell'energia elettrica utilizzata per il funzionamento degli impianti di sollevamento e depurazione delle acque oltre a maggiori costi per le attività di manutenzione delle reti.

Il risultato operativo di periodo ammonta a 36,0 milioni di euro in flessione del -5,7% rispetto ai 38,2 milioni di euro del 2010. Tale riduzione è dovuta a maggiori accantonamenti specifici a fondo rischi. Gli investimenti di settore ammontano a 89 milioni di euro in riduzione rispetto ai 104,8 milioni di euro del 2010 e riguardano la realizzazione e la manutenzione di infrastrutture previste dai Piani d'ambito e relative ad impianti e reti di distribuzione, fognatura e depurazione.

AMBIENTE

Al 31 dicembre 2011 il volume d'affari del settore ammonta a 217 milioni di euro in flessione del 2,5% rispetto ai 222,5 milioni di euro dell'esercizio 2010.

Tale flessione è riconducibile prevalentemente alla cessazione, a partire dal mese di settembre 2010, dell'incentivo CIP6 riconosciuto sulla produzione di energia elettrica del termovalorizzatore Tecnoborgo oltre a minori attività svolte in servizi accessori (gestione del verde pubblico e sgombero neve). Le riduzioni sono state in parte compensate da incrementi e recuperi della tariffa di igiene ambientale oltre a maggiori ricavi derivanti dalla cessione di materiali di recupero rivenienti dalla raccolta differenziata che ha raggiunto una percentuale media del 59,1%.

		Esercizio 2011	Esercizio 2010 pro-forma	Δ %
Ricavi	€/mil.	217,0	222,5	-2,5%
Margine operativo lordo (Ebitda)	€/mil.	41,8	44,7	-6,4%
<i>Ebitda Margin</i>		19,3%	20,1%	
Risultato Operativo	€/mil.	14,7	17,9	-17,6%
Investimenti	€/mil.	67,0	46,6	43,8%
Rifiuti trattati	ton	1.017.312	1.005.468	1,2%
<i>Rifiuti urbani</i>	ton	767.896	804.899	-4,6%
<i>Rifiuti speciali</i>	ton	249.416	200.569	24,4%

Il margine operativo lordo del settore ammonta a 41,8 milioni di euro in flessione del -6,4% rispetto ai 44,7 milioni di euro del 2010 principalmente per la cessazione dell'incentivo CIP6 sulla vendita di energia elettrica prodotta del termovalorizzatore di Tecnoborgo e nonostante gli incrementi e i recuperi tariffari sull'intero bacino servito oltre al contributo positivo della cessione di materiali di recupero.

Il risultato operativo ammonta a 14,7 milioni e risulta in flessione rispetto ai 17,9 milioni di euro del 2010 (-17,6%) per la contrazione del margine operativo lordo e maggiori accantonamenti al fondo svalutazione crediti.

Gli investimenti di settore ammontano a 67 milioni di euro e si riferiscono prevalentemente alla realizzazione del Polo Ambientale Integrato di Parma per 50,1 milioni di euro e 8,8 milioni di euro per l'acquisto di attrezzature per lo svolgimento del servizio di raccolta dei rifiuti.

Al 31 dicembre 2011 gli investimenti relativi al Polo Ambientale Integrato ammontano complessivamente a 109 milioni di euro.

SERVIZI

I ricavi conseguiti ammontano complessivamente a 111,6 milioni di euro, in aumento rispetto ai 104,4 milioni di euro del corrispondente periodo del 2010.

Il margine operativo lordo pari a 16,1 milioni di euro risulta in aumento rispetto ai 13,8 milioni di euro del 2010 per un miglioramento del settore Telecomunicazioni.

		Esercizio 2011	Esercizio 2010 pro-forma	Δ %
Ricavi	€/mil.	111,6	104,4	6,9%
Margine operativo lordo (Ebitda)	€/mil.	16,1	13,8	16,4%
<i>Ebitda Margin</i>		14,5%	13,3%	
Risultato Operativo	€/mil.	9,5	8,2	15,4%
Investimenti	€/mil.	24,0	26,8	-10,5%

SITUAZIONE PATRIMONIALE

STATO PATRIMONIALE RICLASSIFICATO GRUPPO IREN AL 31 DICEMBRE 2011⁽¹⁾

	migliaia di euro		
	31.12.2011	31.12.2010	Var. %
Attivo immobilizzato	4.652.774	4.566.148	1,9
Altre attività (Passività) non correnti	(118.297)	(118.920)	(0,5)
Capitale circolante netto	287.974	137.040	(*)
Attività (Passività) per imposte differite	60.412	27.241	(*)
Fondi e Benefici ai dipendenti	(416.909)	(325.267)	28,2
Attività (Passività) destinate a essere cedute	31.427	55.528	(43,4)
Capitale investito netto	4.497.381	4.341.770	3,6
Patrimonio netto	1.844.706	2.081.620	(11,4)
Attività finanziarie a lungo termine	(132.299)	(88.388)	49,7
Indebitamento finanziario a medio e lungo termine	2.051.413	1.829.263	12,1
Indebitamento finanziario netto a medio lungo termine	1.919.114	1.740.875	10,2
Attività finanziarie a breve termine	(421.993)	(521.828)	(19,1)
Indebitamento finanziario a breve termine	1.155.554	1.041.103	11,0
Indebitamento finanziario netto a breve termine	733.561	519.275	41,3
Indebitamento finanziario netto	2.652.675	2.260.150	17,4
Mezzi propri ed indebitamento finanziario netto	4.497.381	4.341.770	3,6

(*) Variazione superiore al 100%

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

Nel seguito sono commentate le principali dinamiche patrimoniali del periodo chiuso al 31 dicembre 2011.

L'incremento dell'**attivo immobilizzato** riflette l'avanzamento degli investimenti con particolare riferimento: alla *generazione elettrica* con il progetto Torino nord per 132 milioni di euro, alle *infrastrutture energetiche* (reti gas per 54 milioni di euro, reti di teleriscaldamento per 56 milioni di euro, reti elettriche per 24 milioni di euro, progetto OLT 21 milioni di euro), al *ciclo idrico* per 89 milioni di euro ed all'*ambiente* per 67 milioni di euro. Da segnalare la svalutazione delle società partecipate Edipower e Delmi che ha comportato una riduzione dell'attivo immobilizzato per circa 217 milioni di euro.

L'incremento 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 che accolgono principalmente gli accantonamenti per i rischi legati agli impianti in costruzione, alla futura revisione tariffaria del Servizio Idrico e ai maggiori canoni di derivazione.

L'incremento dei fondi e benefici ai dipendenti è dovuto principalmente agli accantonamenti dell'esercizio, solo in parte compensati da rilasci e utilizzi.

La riduzione delle **attività destinate ad essere cedute** risente dell'uscita dal perimetro di consolidamento della società Aquamet per effetto del perfezionamento della cessione dell'intera partecipazione detenuta dal Gruppo, pari al 60% del capitale sociale. Al 31 dicembre 2010 le attività nette di Aquamet erano esposte tra le attività destinate ad essere cedute.

La riduzione del **Patrimonio netto** deriva principalmente dalla distribuzione di dividendi e dalla perdita del periodo.

Il maggior **indebitamento finanziario netto** deriva da esborsi per investimenti e dai dividendi erogati. Il rendiconto finanziario, presentato nel seguito, fornisce un dettaglio analitico delle ragioni della movimentazione dell'esercizio 2011.

SITUAZIONE FINANZIARIA

RENDICONTO FINANZIARIO DEL GRUPPO IREN

	migliaia di euro		
	Esercizio 2011	Esercizio 2010 pro-forma	Var. %
A. Disponibilità liquide iniziali	144.112	56.905	(*)
Flusso finanziario generato dall'attività operativa			
Risultato del periodo	(99.278)	186.029	(*)
Rettifiche per:			
Ammortamenti attività materiali e immateriali	209.293	204.177	2,5
(Plusvalenze) Minusvalenze e altre variazioni patrimoniali	(9.917)	(1.553)	(*)
Variazione netta TFR e altri benefici ai dipendenti	(7.536)	(2.282)	(*)
Variazione netta fondo rischi e altri oneri	40.348	597	(*)
Utili dalla vendita di attività operative cessate al netto degli effetti fiscali	(2.058)	(1.740)	18,3
Variazione imposte anticipate e differite	(30.073)	(17.872)	68,3
Variazione altre attività/passività non correnti	(623)	(8.856)	(93,0)
Dividendi ricevuti	(558)	(6.787)	(91,8)
Quota del risultato di collegate	3.806	(13.114)	(*)
Svalutazioni di attività immobilizzate e partecipazioni	230.553	2.092	(*)
B. Cash flow operativo prima delle variazioni di CCN	333.957	340.691	(2,0)
Variazione rimanenze	(22.704)	6.048	(*)
Variazione crediti commerciali	(124.495)	(86.940)	43,2
Variazione crediti tributari e altre attività correnti	(59.029)	20.155	(*)
Variazione debiti commerciali	84.338	46.174	82,7
Variazione debiti tributari e altre passività correnti	(29.044)	(10.229)	(*)
C. Flusso finanziario derivante da variazioni di CCN	(150.934)	(24.792)	(*)
D. Cash flow operativo (B+C)	183.023	315.899	(42,1)
Flusso finanziario da (per) attività di investimento			
Investimenti in attività materiali e immateriali	(493.254)	(557.957)	(11,6)
Investimenti in attività finanziarie	(46)	(7.707)	(99,4)
Realizzo investimenti e variazione attività destinate ad essere cedute	9.166	24.646	(62,8)
Cessione di attività operative cessate al netto della liquidità ceduta	29.203	-	(*)
Dividendi ricevuti	11.137	17.573	(36,6)
Altri movimenti di attività finanziarie	-	206	(100,0)
E. Totale flusso finanziario da attività di investimento	(443.794)	(523.239)	(15,2)
F. Free cash flow (D+E)	(260.771)	(207.340)	25,8
Flusso finanziario da attività di finanziamento			
Erogazione di dividendi	(121.297)	(110.589)	9,7
Altre variazioni di Patrimonio netto	1.042	97.488	(98,9)
Nuovi finanziamenti a lungo termine	655.758	219.565	(*)
Rimborsi di finanziamenti a lungo termine	(109.518)	(339.518)	(67,7)
Variazione crediti finanziari	(43.927)	9.336	(*)
Variazione debiti finanziari	(220.641)	418.265	(*)
G. Totale flusso finanziario da attività di finanziamento	161.417	294.547	(45,2)
H. Flusso monetario del periodo (F+G)	(99.354)	87.207	(*)
I. Disponibilità liquide finali (A+H)	44.758	144.112	(68,9)

(*) Variazione superiore al 100%

L'indebitamento finanziario netto al 31 dicembre 2011 è pari a 2.652 milioni, in aumento del 17,4% rispetto al 31 dicembre 2010, per effetto di un free cash flow negativo per 261 milioni a cui si aggiunge la variazione del Patrimonio Netto, comprensiva dell'erogazione dei dividendi per 121 milioni. In particolare il free cash flow, negativo per 261 milioni, deriva dall'effetto congiunto dei seguenti flussi monetari:

- il cash flow operativo è positivo per 183 milioni e si compone per 334 milioni da cash flow operativo prima delle variazioni di capitale circolante netto e per -151 milioni dal flusso finanziario derivante da variazioni di capitale circolante netto;
- il flusso monetario da attività di investimento, negativo per 444 milioni, è generato da investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali per 493 milioni (comprensivi degli investimenti effettuati per la costruzione delle infrastrutture in regime di concessione secondo quanto stabilito dall'IFRIC 12), da realizzo di investimenti in attività materiali e immateriali per 7 milioni di euro, dalla cessione di Aquamet, Alegas, di una quota di BT Enia e di parte del patrimonio immobiliare per 29 milioni di euro e dall'incasso di dividendi per 11 milioni di euro.

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

	migliaia di euro		
	Esercizio 2011	Esercizio 2010 pro-forma	Variazione %
Free cash flow	(260.771)	(207.340)	25,8
Erogazione di dividendi	(121.297)	(110.589)	9,7
Altre variazioni di Patrimonio netto	1.042	97.488	(98,9)
Variazione fair value strumenti derivati di copertura	(11.499)	14	(*)
Attività (Passività) finanziarie destinate a essere cedute	-	15.973	(100,0)
Variazione posizione finanziaria netta	(392.525)	(204.454)	92,0

(*) Variazione superiore al 100%



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

Si segnala che i dati di Iren S.p.A. relativi all'esercizio 2010 comprendono:

- fino al 30 giugno 2010 i dati relativi ad Iride S.p.A.
- dal 1° luglio 2010 i dati relativi a Iren S.p.A., società derivante dalla fusione di Iride S.p.A. con Enia S.p.A..

Tenuto conto della suddetta evoluzione, non sono significativi i confronti tra i due esercizi.

SITUAZIONE ECONOMICA

RICAVI

Il totale dei ricavi di Iren S.p.A. è stato pari a 16 milioni di euro, che derivano prevalentemente dalle attività di servizio prestate a favore di società del Gruppo.

COSTI OPERATIVI

I costi operativi sono pari a 38 milioni di euro e includono prestazioni di servizi e godimento beni di terzi (15 milioni di euro), oneri diversi di gestione (3 milioni di euro), costo del lavoro (20 milioni di euro).

AMMORTAMENTI E ACCANTONAMENTI

Gli ammortamenti e accantonamenti ammontano a circa 1 milione di euro.

ONERI E PROVENTI FINANZIARI

Il saldo oneri e proventi finanziari è positivo per 88 milioni di euro. I proventi finanziari, pari a 185 milioni, includono tra l'altro dividendi da società controllate e collegate (120 milioni) e interessi attivi verso società controllate (62 milioni di euro). I proventi da partecipazioni includono la distribuzione straordinaria effettuata dalle società di primo livello Iren Acqua Gas, Iren Energia, Iren Ambiente ed Iren Emilia, attingendo dalle riserve distribuibili, per complessivi 62 milioni di euro. Gli oneri finanziari sono pari a 97 milioni di euro.

RETTIFICA DI VALORE DI PARTECIPAZIONI

A seguito della svalutazione della partecipazione nella società Delmi ammonta a 136 milioni di euro (non presente nell'esercizio 2010).

RISULTATO PRIMA DELLE IMPOSTE

Il risultato prima delle imposte è negativo per 72 milioni di euro.

IMPOSTE SUL REDDITO

Le imposte sul reddito sono positive per 15 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 negativo per 57 milioni di euro.

CONTO ECONOMICO RICLASSIFICATO DI IREN S.P.A.

	migliaia di euro		
	Esercizio 2011	Esercizio 2010	Variazione %
RICAVI			
Ricavi per beni e servizi	13.250	10.359	27,9
Altri proventi	2.403	4.510	(46,7)
TOTALE RICAVI	15.653	14.869	5,3
COSTI OPERATIVI			
Costi materie prime sussidiarie di consumo e merci	(17)	(9)	88,9
Prestazioni di servizi e godimento beni di terzi	(15.602)	(15.685)	(0,5)
Oneri diversi di gestione	(2.931)	(2.249)	30,3
Costo del personale	(19.728)	(13.881)	42,1
Totale costi operativi	(38.278)	(31.824)	20,3
MARGINE OPERATIVO LORDO	(22.625)	(16.955)	33,4
AMMORTAMENTI, ACCANTONAMENTI E SVALUTAZIONI			
Ammortamenti	(545)	(531)	2,6
Accantonamenti e svalutazioni	(342)	(244)	40,2
Totale ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni	(887)	(775)	14,5
RISULTATO OPERATIVO	(23.512)	(17.730)	32,6
GESTIONE FINANZIARIA			
Proventi finanziari	184.474	177.651	3,8
Oneri finanziari	(96.805)	(67.247)	44,0
Totale gestione finanziaria	87.669	110.404	(20,6)
Rettifica di valore di partecipazioni <i>di cui non ricorrente</i>	(136.126)	-	(*)
	(136.126)	-	(*)
RISULTATO PRIMA DELLE IMPOSTE	(71.969)	92.674	(*)
Imposte sul reddito	14.926	10.016	49,0
RISULTATO NETTO DELLE ATTIVITÀ IN CONTINUITÀ	(57.043)	102.690	(*)
Risultato da attività operative cessate	-	-	-
RISULTATO NETTO DEL PERIODO	(57.043)	102.690	(*)

(*) Variazione superiore al 100%

SITUAZIONE PATRIMONIALE

ATTIVO IMMOBILIZZATO

Le immobilizzazioni immateriali, materiali e finanziarie sono pari a 2.384 milioni di euro.

CAPITALE CIRCOLANTE NETTO

Il capitale circolante netto è positivo per 13 milioni di euro. Le attività per imposte anticipate ammontano a 23 milioni di euro, mentre i Fondi Rischi sono pari a 29 milioni di euro.

PATRIMONIO NETTO

L'esercizio 2011 si è chiuso con un Patrimonio netto pari a 1.463 milioni di euro.

INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO

L'indebitamento finanziario netto a fine 2011 ammonta a 927 milioni di euro. In particolare l'indebitamento a medio-lungo termine, pari a 871 milioni di euro, è composto da passività finanziarie a medio-lungo termine per 1.855 milioni di euro e da attività finanziarie a medio-lungo termine per 984 milioni di euro. Queste ultime sono rappresentate in gran parte da finanziamenti verso controllate. L'indebitamento finanziario a breve termine è pari a 56 milioni di euro e si compone di debiti a breve termine prevalentemente verso istituti bancari per 1.052 milioni di euro, crediti finanziari a breve termine prevalentemente verso società del Gruppo per 979 milioni di euro e disponibilità liquide per 17 milioni di euro.

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

	migliaia di euro		
	31.12.2011	31.12.2010	Variazione %
Attivo immobilizzato	2.383.709	2.444.522	(2,5)
Altre attività (Passività) non correnti	368	414	(11,1)
Capitale circolante netto	12.983	(11.301)	(*)
Attività (Passività) per imposte differite	22.942	15.521	47,8
Fondi rischi e benefici ai dipendenti	(29.348)	(28.999)	1,2
Capitale investito netto	2.390.654	2.420.157	(1,2)
Patrimonio netto	1.463.488	1.632.760	(10,4)
<i>Attività finanziarie a lungo termine</i>	<i>(984.121)</i>	<i>(885.163)</i>	11,2
<i>Indebitamento finanziario a medio e lungo termine</i>	<i>1.855.587</i>	<i>1.771.438</i>	4,8
Indebitamento finanziario netto a medio lungo termine	871.466	886.275	(1,7)
<i>Attività finanziarie a breve termine</i>	<i>(996.033)</i>	<i>(1.006.214)</i>	(1,0)
<i>Indebitamento finanziario a breve termine</i>	<i>1.051.733</i>	<i>907.336</i>	15,9
Indebitamento finanziario netto a breve termine	55.700	(98.878)	(*)
Indebitamento finanziario netto	927.166	787.397	17,8
Mezzi propri ed indebitamento finanziario netto	2.390.654	2.420.157	(1,2)

(*) 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).

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

	migliaia di euro		
	Esercizio 2011	Esercizio 2010	Variazione %
Free cash flow	(12.959)	114.408	(*)
Erogazione di dividendi	(108.479)	(70.724)	53,4
Variazione fair value strumenti finanziari e altre variazioni Patrimonio Netto	(18.330)	(509)	(*)
Indebitamento finanziario netto acquisito con la fusione Iride-Enia e le operazioni straordinarie conseguenti	-	(325.740)	-
Variazione posizione finanziaria netta	(139.768)	(282.565)	(50,5)

(*) Variazione superiore al 100%

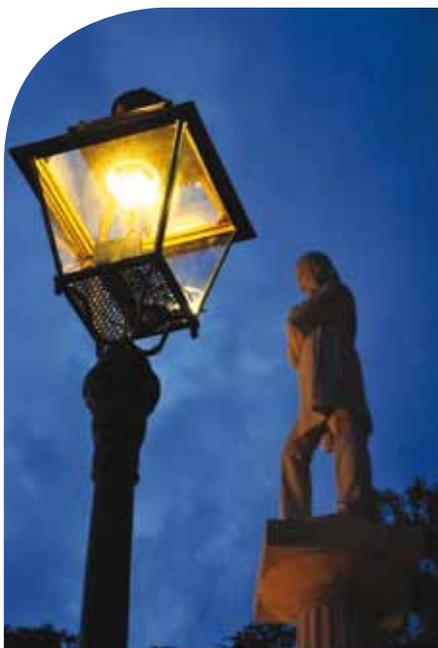


SITUAZIONE FINANZIARIA

RENDICONTO FINANZIARIO DI IREN S.P.A.

	migliaia di euro		
	Esercizio 2011	Esercizio 2010	Var. %
A. Disponibilità liquide e saldo gestione tesoreria accentrata iniziali	405.178	624.616	(35,1)
Flusso finanziario generato dall'attività operativa			
Risultato del periodo	(57.043)	102.689	(*)
Rettifiche per:			
Ammortamenti attività materiali e immateriali	545	531	2,6
Variatione netta TFR e altri benefici ai dipendenti	(350)	2.130	(*)
Variatione netta fondo rischi e altri oneri	698	1.662	(58,0)
Variatione imposte anticipate e differite	(1.404)	(283)	(*)
Variatione altre attività/passività non correnti	46	(89)	(*)
Dividendi ricevuti	(157.003)	(113.650)	38,1
Svalutazioni (Rivalutazioni) nette di attività immobilizzate	136.126	-	-
B. Cash flow operativo prima delle variazioni di CCN	(78.385)	(7.010)	(*)
Variatione crediti commerciali	(6.723)	(9.171)	(26,7)
Variatione crediti tributari e altre attività correnti	8.558	(8.351)	(*)
Variatione debiti commerciali	(16.625)	21.103	(*)
Variatione debiti tributari e altre passività correnti	(9.495)	4.209	(*)
C. Flusso finanziario derivante da variazioni di CCN	(24.285)	7.790	(*)
D. Cash flow operativo (B+C)	(102.670)	780	(*)
Flusso finanziario da (per) attività di investimento			
Investimenti in attività materiali e immateriali	(155)	(22)	(*)
Investimenti in attività finanziarie	(67.137)	-	-
Dividendi ricevuti	157.003	113.650	38,1
E. Totale flusso finanziario da attività di investimento	89.711	113.628	(21,0)
F. Free cash flow (D+E)	(12.959)	114.408	(*)
Flusso finanziario da attività di finanziamento			
Erogazione di dividendi	(108.479)	(70.724)	53,4
Altre variazioni di Patrimonio netto	-	(509)	(100,0)
Nuovi finanziamenti a lungo termine	525.000	200.000	(*)
Rimborsi di finanziamenti a lungo termine	(97.651)	(279.523)	(65,1)
Variatione crediti finanziari	(71.808)	(362.233)	(80,2)
Variatione debiti finanziari	(181.539)	146.178	(*)
Disponibilità liquide acquisite con la fusione Iride-Enia	-	32.965	(100,0)
G. Totale flusso finanziario da attività di finanziamento	65.523	(333.846)	(*)
H. Flusso monetario del periodo (F+G)	52.564	(219.438)	(*)
I. Disponibilità liquide e saldo gestione tesoreria accentrata finali (A+H)	457.742	405.178	13,0
L. Saldo gestione tesoreria accentrata verso società controllate	(440.336)	(361.607)	21,8
M. Disponibilità liquide finali (A+H)	17.406	43.571	(60,1)

(*) Variazione superiore al 100%





Di seguito viene riportato il prospetto di raccordo tra il patrimonio netto e il risultato della Capogruppo Iren S.p.A. risultanti al 31 dicembre 2011 e quelli risultanti dal bilancio consolidato.

	migliaia di euro	
	Patrimonio Netto	Utile (perdita) Netto
Patrimonio netto e utile del bilancio d'esercizio della Capogruppo	1.463.488	(57.043)
Differenza fra valore di carico e valore delle società collegate valutate con il metodo del patrimonio netto	14.639	7.562
Maggior valore risultante dal consolidamento rispetto al valore di carico delle partecipazioni consolidate	244.187	69.201
Storno dividendi da società controllate/collegate	-	(123.982)
Eliminazione Margini Infragruppo	(90.251)	(3.120)
Altre	(732)	(508)
Patrimonio netto e utile del Gruppo	1.631.331	(107.890)

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 69 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

RIASSETTO DEL GRUPPO EDISON

Il 28 gennaio 2012 il Consiglio di Amministrazione di Iren S.p.A. ha approvato all'unanimità i termini dell'accordo sul riassetto di Edison ed Edipower, a seguito delle ulteriori e positive trattative intercorse con A2A successivamente alla seduta del Consiglio di Amministrazione del 25 gennaio scorso e conformemente a quanto comunicato ai mercati in data 27 dicembre 2011 e 29 dicembre 2011.

Il 15 febbraio 2012 sono stati sottoscritti dalle Parti i contratti definitivi, così come previsto nell'intera preliminare del 26 dicembre 2011.

Il closing dovrà avvenire entro 20 giorni lavorativi dall'avverarsi delle condizioni sospensive e comunque non oltre il 30 Giugno 2012.

L'intera operazione è subordinata alla conferma da parte di Consob che il prezzo dell'offerta pubblica di acquisto obbligatoria, conseguente all'acquisizione del controllo di Edison da parte di EDF, non sia superiore ad euro 0,84 per azione.

L'operazione è inoltre subordinata all'approvazione da parte delle competenti autorità Antitrust.

POLO AMBIENTALE INTEGRATO DI PARMA (PAI)

Il 25 gennaio 2012 la sezione di Parma del Tribunale Amministrativo Regionale ha emesso la sentenza con cui ha confermato la regolarità dell'iter autorizzativo adottato per il Polo Ambientale Integrato di Parma e ha riconosciuto che il permesso di costruire è stato rilasciato nell'ambito della procedura autorizzativa e di VIA (Valutazione di Impatto Ambientale), valutando pertanto illegittima l'ordinanza di sospensione dei lavori emessa dal Comune di Parma che, pertanto, è stata annullata.

SINERGIE ITALIANE

Il 28 marzo 2012 si è tenuta l'assemblea di Sinergie Italiane che ha approvato il bilancio per l'esercizio chiuso al 30/9/2011 ed ha deliberato in merito alla copertura della perdita di esercizio e alla successiva ricapitalizzazione che, si prevede, verrà effettuata dai soci Ambiente Energia Brianza, Ascopiave, Blugas ed Iren Mercato, in vista comunque di addivenire in tempi brevissimi, secondo le intenzioni già manifestate dai predetti soci, alla messa in liquidazione volontaria di società.

Una volta eseguite le predette operazioni sul capitale, la compagine sociale avrà la seguente composizione: Ascopiave, Blugas ed Iren Mercato avranno ciascuna il 30,94% di Sinergie Italiane, mentre Ambiente Energia Brianza conserverà l'attuale 7,18%.

EVOLUZIONE PREVEDIBILE DELLA GESTIONE

Sulla base delle informazioni ad oggi disponibili e delle previsioni per l'esercizio in corso, si prevede anche per il 2012 uno scenario macroeconomico ancora sostanzialmente caratterizzato dal perdurare della debolezza registrata nel corso del 2011 che ha condizionato la domanda di energia elettrica e di gas. Il Gruppo Iren prevede un consolidamento nella crescita delle attività per effetto della progressiva contribuzione degli investimenti realizzati.

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

Nel 2012 proseguiranno gli investimenti previsti dal piano industriale del Gruppo Iren tra i quali si segnalano: l'entrata in esercizio a pieno regime della nuova centrale di cogenerazione "Torino Nord" da 390 MW, la sostanziale ultimazione del terminale di rigassificazione di Livorno e l'entrata in funzione per la fine dell'anno del Polo Ambientale Integrato di Parma.

QUADRO NORMATIVO

Nel seguito sono presentate le principali novità normative, emerse nel corso del 2011, che influenzano i settori nei quali il Gruppo opera.

NORME IN MATERIA DI GESTIONE DEI SERVIZI PUBBLICI LOCALI DI INTERESSE ECONOMICO

Nel seguito sono presentate le principali novità normative emerse nel corso del 2011 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 disciplina dei servizi pubblici locali risultante, ad oggi, dal complesso quadro normativo sopra enunciato può essere sommariamente riassunta come segue.

- La normativa di cui trattasi si applica ai servizi pubblici locali ad esclusione del servizio idrico integrato (salvo che per le norme sulle incompatibilità), del servizio di distribuzione di gas naturale, del servizio di distribuzione di energia elettrica e della gestione delle farmacie comunali.
- Le Regioni, entro il 30 giugno 2012, organizzano lo svolgimento dei servizi pubblici locali in ambiti o bacini territoriali ottimali e omogenei individuati in riferimento a dimensioni comunque non inferiori alla dimensione del territorio provinciale e tali da consentire economie di scala.
- Entro dodici mesi dal 25 gennaio 2012 gli enti locali adottano e inviano all'Autorità garante della concorrenza e del mercato uno schema di delibera quadro con la quale verificano la realizzabilità, dopo avere individuato i contenuti specifici degli obblighi di servizio pubblico e universale, di una gestione concorrenziale dei servizi pubblici locali di rilevanza economica liberalizzando tutte le attività economiche e limitando l'attribuzione di diritti di esclusiva alle ipotesi in cui, in base ad una analisi di mercato, la libera iniziativa economica privata non risulti idonea a garantire un servizio rispondente ai bisogni della comunità.



- Per gli enti territoriali con popolazione superiore a 10.000 abitanti la delibera quadro è adottata previo parere obbligatorio dell'Autorità garante della concorrenza e del mercato, che si pronuncia entro sessanta giorni.
- In assenza della delibera, l'ente locale non può procedere all'attribuzione di diritti di esclusiva.
- I soggetti gestori di servizi pubblici locali, qualora intendano svolgere attività in mercati diversi da quelli in cui sono titolari di diritti di esclusiva, sono obbligati a costituire società separate.

Nel caso in cui l'ente locale, a seguito della verifica sfociata nella delibera quadro, intenda procedere all'attribuzione di diritti di esclusiva, il conferimento della gestione dei servizi avviene in favore: (i) di imprenditori o di società in qualunque forma costituite individuati mediante procedure competitive ad evidenza pubblica a cui possono partecipare anche le società a capitale interamente pubblico salvo specifici divieti di legge; (ii) di società miste a capitale pubblico/privato, per le quali il socio privato sia scelto con procedura competitiva avente ad oggetto, al tempo stesso, la qualità di socio, al quale deve essere conferita una partecipazione non inferiore al 40%, e l'attribuzione di specifici compiti operativi connessi alla gestione del servizio per l'intera durata del servizio stesso. Per la gestione cosiddetta in house sono ammessi se il valore economico del servizio è pari o inferiore alla somma complessiva di 200.000 euro.

Il regime transitorio degli affidamenti non conformi alla nuova normativa è il seguente:

- a) gli affidamenti diretti relativi a servizi in house di valore economico superiore a 200.000 euro cessano improrogabilmente e senza necessità di apposita deliberazione alla data del 31 dicembre 2012; in deroga, l'affidamento in house, per una durata massima di tre anni, può avvenire a favore di azienda risultante dalla integrazione operativa, perfezionata entro il 31 dicembre 2012, di preesistenti gestioni dirette in house tale da configurare un unico gestore del servizio a livello di ambito o di bacino territoriale ottimale;
- b) le gestioni affidate direttamente a società mista con gara per la scelta del socio privato che non abbia però avuto come oggetto anche l'attribuzione dei compiti operativi connessi alla gestione del servizio cessano alla data del 31 marzo 2013;
- c) le gestioni affidate con gara avente ad oggetto la qualità di socio e l'attribuzione di compiti operativi connessi alla gestione del servizio cessano alla scadenza prevista nel contratto di servizio;
- d) 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'art. 2359 del codice civile, cessano alla scadenza prevista nel contratto di servizio, a condizione che la partecipazione in capo a soci pubblici detentori di azioni alla data del 13 agosto 2011, ovvero quella sindacata, si riduca anche progressivamente, attraverso procedure ad evidenza pubblica ovvero forme di collocamento privato presso investitori qualificati e operatori industriali, ad una quota non superiore al 40% entro il 30 giugno 2013 e non superiore al 30% entro il 31 dicembre 2015; ove tali condizioni non si verifichino, gli affidamenti cessano rispettivamente alle date sopra indicate;
- e) cessano improrogabilmente e senza necessità di apposita deliberazione alla data del 31 dicembre 2012 gli affidamenti diretti che non rientrano nei casi di cui alle precedenti lettere da b) a d).

CODICE DEI CONTRATTI PUBBLICI

La legge 12 luglio 2011, n. 106, che ha convertito il decreto-legge 13 maggio 2011, n. 70, ha introdotto modifiche al codice dei contratti pubblici (d.lgs. 12 aprile 2006, n. 163) in particolare per quanto riguarda i requisiti di ordine generale per la partecipazione alle gare, la tassatività delle cause di esclusione dalle procedure ad evidenza pubblica, la possibilità di affidare con procedura negoziata senza pubblicazione di bando i lavori di importo cumulativo inferiore a un milione di euro e la disciplina della finanza di progetto, nonché una sanzione pecuniaria nei giudizi in materia di contratti pubblici quando la sentenza risulta fondata su ragioni manifeste od orientamenti giurisprudenziali consolidati.

Numerose modifiche sono state altresì introdotte al regolamento di attuazione del codice dei contratti pubblici approvato con D.P.R. 5 ottobre 2010, n. 207. Con la stessa legge è stata istituita l'Agenzia nazionale per la regolazione e la vigilanza in materia di acqua, con compiti di definizione dei livelli minimi di qualità del servizio e di coordinamento in materia tariffaria. Detta Agenzia è stata successivamente soppressa dall'art. 21, comma 20 del DL 6 dicembre 2011 n. 201 (convertito nella L. 22.12.2011 n. 214) - le funzioni in tema di regolazione e controllo dei servizi idrici, previa identificazione con decreto interministeriale da emanarsi entro 90 giorni dall'entrata in vigore del suddetto DL, sono state attribuite all'Autorità per l'Energia Elettrica ed il Gas (AEEG).

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.

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 2015.

LIMITI ALL'UTILIZZO DEL CONTANTE

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.

QUADRO NORMATIVO DI RIFERIMENTO RELATIVO AD ENERGIA ELETTRICA E GAS

Sul fronte normativo, si evidenzia quanto segue.

Con il **Decreto Legislativo 1 giugno 2011, n. 93**, è stato recepito nell'ordinamento italiano il c.d. "Terzo Pacchetto Energia" (Direttive 2009/72/CE, 2009/73/CE, 2008/92/CE) volto a fissare per elettricità e gas un nuovo quadro di regole su: tutela dei consumatori; rafforzamento della disciplina dell'unbundling; armonizzazione delle autorità di regolazione; istituzione di un'Agenzia europea per la collaborazione dei Regolatori (ACER); definizione dei codici di rete.

In particolare per il settore gas i codici di rete sono destinati a caratterizzare in modo fondamentale l'evoluzione dei mercati nazionali e regionali nei prossimi anni, in quanto costituiranno il nuovo riferimento regolatorio per modificare gli attuali meccanismi di allocazione delle capacità di trasporto cross-border. I codici dovranno armonizzare le regole tra i sistemi di trasmissione, favorire la risoluzione delle "congestioni contrattuali", definire comuni modalità di bilanciamento e l'interoperabilità delle reti. La predisposizione dei codici di rete è compito dell'European Network for Transmission System Operators (ENTSO) sulla base delle linee guida stabilite dalla nuova ACER, che sono già state redatte in due successivi documenti in agosto e ottobre.

Riguardo l'unbundling strutturale tra trasporto e attività libere della filiera gas, il Decreto n. 93/2011 aveva scelto il modello *Independent System Operator* (ISO) che non prevede per l'impresa verticalmente integrata la separazione proprietaria della rete, ma una più stretta regolazione e un permanente monitoraggio dell'attività dell'operatore di rete. Tuttavia il DL n. 1/12 (GU 25 gennaio 2012) dispone la separazione proprietaria tra Snam Rete gas ed ENI che sarà implementata un DPCM da emanarsi entro sei mesi dall'entrata in vigore del DL.

Per quanto riguarda l'elettricità fra le materie che hanno acquisito carattere sovranazionale a seguito dell'entrata in vigore del Terzo Pacchetto, si rinviene il **Piano di Sviluppo Decennale della Rete Elettrica**, di cui all'articolo 8 del Regolamento CE 714/2009. Quest'ultimo comprende la modellizzazione della rete integrata, l'elaborazione di scenari, le previsioni sull'adeguatezza della domanda e dell'offerta a livello europeo e la valutazione della resilienza del sistema. Il Piano deve essere redatto sulla base dei Piani di Sviluppo Nazionali ed in conformità con gli scenari elaborati dalla stessa ENTSO-E per gli anni venturi. Sebbene al Piano di ENTSO-E non sia riconosciuta immediata vincolatività a livello nazionale il pacchetto energia richiede tuttavia una coerenza del Piano Nazionale di sviluppo con il Piano ENTSO-E che viene inoltre garantita dalla valutazione di conformità che deve essere effettuata da parte delle Autorità Nazionali di regolazione e dal parere espresso dalla stessa ACER.

Nel corso del 2011 si è completato il **quadro giuridico riguardante le gare per la distribuzione gas**. Il Decreto Ministeriale del 19 gennaio 2011 ha individuato 177 ambiti territoriali per lo più coincidenti con i territori delle Province o delle città più grandi. Un secondo Decreto del 18 ottobre ha definito l'elenco dei Comuni appartenenti a ciascuno degli Ambiti. I comuni dovranno bandire la gara e delegare la funzione di stazione appaltante ad un comune capofila. Al termine della gara il servizio verrà affidato con un'unica concessione per tutto l'Ambito territoriale (art. 46-bis legge 222/07). Il Decreto Ministeriale 21 aprile 2011 (c.d. "clausola sociale") contiene disposizioni inerenti il passaggio del personale a seguito di cambio del titolare della concessione. Infine, di notevole rilevanza, il Decreto Ministeriale del 12 novembre 2011 definisce i criteri di gara e per la valutazione delle offerte. Il già citato decreto legislativo n. 93/2011, all'articolo 24 ha inoltre disposto il termine della possibilità di indicazione delle gare per l'affidamento del servizio se non per Ambito Territoriale Minimo.

REGOLAZIONE ELETTRICITÀ

- **Delibera ARG/elt 98/11** "Criteri e condizioni per la disciplina del sistema di remunerazione della disponibilità di capacità produttiva di energia elettrica, ai sensi dell'articolo 2 del decreto legislativo 19 dicembre 2003, n. 379" pubblicata il 22 luglio 2011.

L'Autorità, con il provvedimento de quo, supera il precedente sistema con la creazione di un mercato della capacità. In sintesi lo schema deliberato dall'AEEG si ispira ai modelli di "reliability options" i quali prevedono l'utilizzo di contratti finanziari di opzione sul prezzo di borsa associati ad obbligazioni fisiche di disponibilità della capacità (modello attualmente utilizzato nei mercati americani PJM e ISO-NE).

1. Terna dovrà elaborare e trasmettere all'AEEG, entro 180 giorni dalla data di pubblicazione della delibera in oggetto, una proposta di disciplina del sistema di remunerazione in commento;
2. l'AEEG entro 45 giorni dal ricevimento della predetta proposta verificherà la conformità della stessa ai criteri ed alle condizioni indicate nella delibera in oggetto;
3. Terna, in seguito al riscontro positivo da parte dell'AEEG sulla proposta formulata porrà la stessa in consultazione;
4. Terna, ultimata la consultazione, trasmetterà gli esiti all'AEEG, corredati da una relazione che illustri gli orientamenti del Gestore circa l'accoglimento o il rigetto delle osservazioni formulate dagli operatori;
5. Terna, a seguito dell'ulteriore controverifica positiva dell'AEEG, trasmetterà al Ministero dello sviluppo economico la proposta di disciplina del sistema di remunerazione della potenza ai fini dell'emanazione di uno specifico decreto di attuazione.

- **Delibera Arg/elt 181/11** del 15 dicembre 2011. Aggiornamento dei provvedimenti dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas, correlati alla deliberazione n. 42/02 in materia di cogenerazione, a seguito dell'emanazione dei decreti ministeriali 4 agosto 2011 e 5 settembre 2011

La delibera si è resa necessaria per adeguare il quadro previsto per la cogenerazione alla nuova definizione di cogenerazione ad alto rendimento prevista dai decreti sopraccitati.

REGOLAZIONE GAS

Con delibera ARG/Gas n. 77/11 (giugno 2011), AEEG ha dato inizio ad un processo di revisione della Componente di Commercializzazione all'Ingrosso (CCI), che costituisce circa il 45% del prezzo lordo imposte per i clienti tutelati. La delibera ha avuto un primo seguito nel documento di consultazione (DCO) n. 47/11 del dicembre scorso. Nel DCO il Regolatore ha reso note le proposte per la riforma del calcolo, dirette a tenere gradualmente conto, a partire dal prossimo anno termico (ottobre 2012), anche dei prezzi del gas che si formano sul mercato del bilanciamento oltre che del costo dei contratti di approvvigionamento di lungo termine. Sul procedimento in atto si sono inserite le disposizioni del DL n.1/12 (art.13) che prevedono, già dal prossimo aggiornamento di aprile, l'introduzione graduale e progressiva nei parametri di calcolo della CCI anche dei valori del gas che si formano sui mercati europei. Conseguentemente con delibera n. 16/12/R/gas, AEEG ha deciso che verrà data una prima attuazione della revisione delle procedure di calcolo entro marzo 2012; una piena applicazione delle disposizioni del DL, che tenga conto della procedura già avviata dal Regolatore, sarà invece realizzata entro ottobre 2012.

Con delibera **ARG/Gas n. 105/11** AEEG aveva dato il via ad un procedimento volto a riformare le modalità di remunerazione dell'attività di vendita al dettaglio del gas naturale e quindi della c.d componente QVD. Alla luce delle risposte inviate dagli operatori al successivo documento di consultazione (DCO 31/11), AEEG ha ritenuto opportuno non modificare l'assetto regolatorio dell'attività, limitandosi (delibera ARG/Gas 200/11) a rivedere i valori della componente in base ai dati di costo trasmessi dagli operatori (disciplina unbundling) e a differenziare i valori della componente tra clienti domestici e non domestici. I nuovi valori sono in vigore dal 1° gennaio 2012.

Con **delibera ARG/Gas n. 145/11** e le successive ARG Gas 155/11 ARG/Gas 165/11 e ARG/Gas 182/11, AEEG ha definito il quadro e i meccanismi di funzionamento del nuovo sistema di bilanciamento di merito economico, precedentemente descritto, che ha comportato anche l'adeguamento dei codici di rete e di stoccaggio.

In relazione alla nuova disciplina del bilanciamento è stato anche pubblicato da AEEG *il documento di consultazione n. 22/11* (fa seguito al DCO 46/10) finalizzato ad armonizzare al nuovo sistema le procedure di allocazione e liquidazione delle partite economiche tra gli utilizzatori delle reti. Si tratta della c.d procedura di *settlement* che investe non solo il trasporto, ma in cascata, anche la regolazione della distribuzione e la vendita. Vengono previste una sessione di bilanciamento su base mensile e una sessione di aggiustamento su base annuale. La sessione di bilanciamento consisterà in una prima determinazione delle partite fisiche ed economiche del servizio di trasporto e bilanciamento

in base ai dati di misura delle immissioni nella rete di distribuzione e di quelli di prelievo ai punti di consumo, questi ultimi misurati giornalmente o stimati tramite i profili di prelievo. La Sessione di aggiustamento prevede la regolazione delle partite economiche corrispondenti alla differenza tra i dati stimati nella sessione di bilanciamento e i dati misurati che si sono resi disponibili nel frattempo. I due DCO non hanno ancora avuto seguito in una delibera. Non si conoscono, al momento, i tempi di uscita del provvedimento. Gli operatori attendono una prima applicazione semplificata del sistema proposto.

Nel novembre 2011 AEEG ha pubblicato un nuovo documento di consultazione in tema di messa in servizio dei nuovi gruppi elettronici di **misura gas** (DCO 40/11). Il documento, alla luce di approfondimenti in tema di valutazione costi/benefici e dell'evoluzione tecnologica, ha proposto una rimodulazione delle scadenze previste dalla deliberazione n. 155/08, mantenendo la distinzione tra tre categorie di gruppi di misura: per i grandi consumatori (consumi annui oltre i 100.000 metri cubi), per i consumatori intermedi e per il mass market (consumo domestico, esercizi commerciali, piccoli artigiani con consumi annui fino a 5.200 mc). Per il primo gruppo, viene proposta una proroga per la sostituzione di tutti i misuratori installati al 31 gennaio 2012; per il secondo, l'obiettivo di completa sostituzione dei misuratori è fissato al 2013; per la terza categoria, la sostituzione dell'80% dei misuratori è prevista entro il 2017.

Un aspetto interessante del documento è la prospettiva di un sistema nazionale di rilevazione dei dati di consumo multiservizio in grado di rilevare i dati non solo per il servizio elettrico e per quello del gas, ma anche per l'acqua e per il teleriscaldamento. A tal fine viene proposto un meccanismo di incentivazione di specifici progetti pilota. Il DCO non è ancora stato seguito da una delibera.

REGOLAZIONE ELETTRICITÀ E GAS

La **delibera ARG/com n. 151/11** ha definito un nuovo sistema di raccolta dati ed informazioni (in vigore dal 1° gennaio 2012) per monitorare in modo sistematico il mercato della vendita di energia elettrica e di gas alle famiglie ed ai clienti di piccole dimensioni, attraverso indicatori sul grado di apertura, la concorrenzialità del mercato, il livello di soddisfazione dei clienti finali. Il provvedimento si colloca nell'ambito delle competenze che il Terzo Pacchetto energia e il decreto legislativo 93/11 affidano al Regolatore in tema di monitoraggio e indagini sul funzionamento dei mercati dell'energia.

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. 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).



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.

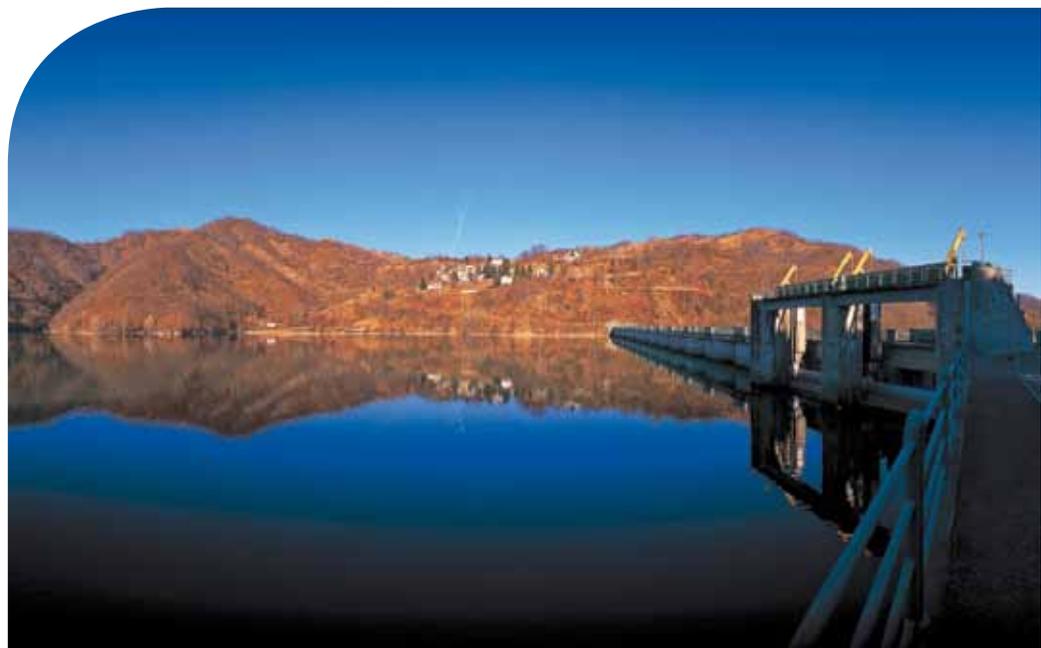
In conseguenza della dichiarazione di illegittimità costituzionale, le concessioni con scadenza al 31 dicembre 2010 si trovano oggi, ai sensi della normativa vigente, in regime di prosecuzione della gestione da parte del concessionario, fino alla data del subentro del nuovo concessionario che dovrà essere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

SERVIZIO IDRICO INTEGRATO

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

La Legge n. 42 del 2010 ha disposto (mediante inserimento del comma 186bis 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 - termine prorogato al 31 marzo 2011 dal decreto mille proroghe (D.L. 29 dicembre 2010, n. 225), ed nuovamente prorogato al 31 dicembre 2012 dal DL 29.12.2011 n. 216 (mille proroghe). Il servizio idrico integrato è altresì disciplinato, per la regione Emilia Romagna dalle Leggi Regionali n. 25 del 1999 e n. 10 del 2008. In attuazione della delega contenuta nell'art. 2, comma 186 bis della L. 23.12.2009 n. 191 la Regione Emilia Romagna ha approvato la Legge Regionale n. 23 del 23 dicembre 2011, con la quale ha disciplinato l'esercizio delle funzioni già svolte dalle Autorità d'Ambito Territoriali Ottimali, soppresse dalla medesima Legge 191/2009. Il decreto legislativo 152/06 sancisce che *"la tariffa costituisce il corrispettivo del servizio idrico integrato ed è determinata tenendo conto della qualità della risorsa e del servizio fornito, delle opere e degli adeguamenti necessari, dell'entità dei costi di gestione delle opere, dell'adeguatezza della remunerazione del capitale investito e dei costi di gestione delle opere di salvaguardia, nonché dei costi di funzionamento dell'ATO, in modo che sia assicurata la copertura integrale dei costi di investimento e di esercizio secondo il principio di recupero dei costi e secondo il principio "chi inquina paga". Tutte le quote della tariffa del servizio idrico integrato hanno natura di corrispettivo"* (art. 154 ante parziale abrogazione ex Referendum). In ragione delle disposizioni del Metodo Normalizzato (decreto 1° agosto 1996), la tariffa di ciascun ATO deve essere determinata in ragione di una tariffa di riferimento che costituisce la base per fissare il livello tariffario iniziale nonché per orientare e graduare nel tempo gli adeguamenti tenendo conto degli obiettivi di miglioramento della produttività, della qualità del servizio fornito e dell'inflazione. La tariffa di riferimento, espressa nel decreto 1° agosto 1996, è regolata da un meccanismo di moderazione della crescita detto price cap.

Per quanto riguarda le quote di tariffa riferite ai servizi di pubblica fognatura e di depurazione, l'art. 155 del D.Lgs. 152/2006 stabilisce che le medesime sono dovute dagli utenti anche nel caso in cui manchino impianti di depurazione o questi siano temporaneamente inattivi. Nel corso del 2008 tale disposizione è stata annullata dalla pronuncia della Corte Costituzionale n. 335 del 10 ottobre 2008.



Infatti la sentenza della Corte Costituzionale ha dichiarato l'illegittimità costituzionale:

- dell'art. 14, comma 1, L. 5 gennaio 1994, n. 36 (Disposizioni in materia di risorse idriche), sia nel testo originario, sia nel testo modificato dall'art. 28 della legge 31 luglio 2002, n. 179 (Disposizioni in materia ambientale), nella parte in cui prevede che la quota di tariffa riferita al servizio di depurazione è dovuta dagli utenti "anche nel caso in cui la fognatura sia sprovvista di impianti centralizzati di depurazione o questi siano temporaneamente inattivi";
- dell'art. 155, comma 1, primo periodo, del D. Lgs. 3 aprile 2006, n. 152 (Norme in materia ambientale), nella parte in cui prevede che la quota di tariffa riferita al servizio di depurazione è dovuta dagli utenti "anche nel caso in cui manchino impianti di depurazione o questi siano temporaneamente inattivi".

La sentenza sopra richiamata ha comportato l'esclusione degli utenti non serviti dagli impianti di depurazione dall'addebito della relativa quota tariffaria nelle bollette posteriori alla sentenza, ed ha attribuito ai medesimi utenti il diritto al rimborso del pregresso nei limiti della prescrizione, secondo procedure definite con decreto ministeriale. Ovviamente la sentenza della Corte Costituzionale, comportando, a parità di costi, una riduzione dei ricavi conseguiti dal Gestore, richiede degli interventi di revisione tariffaria da parte delle Autorità d'Ambito che garantiscano l'equilibrio economico della gestione, altrimenti compromesso.

A seguito della sentenza è stata promulgata la Legge 27 febbraio 2009, n. 13 intitolata "*Conversione in legge, con modificazioni, del decreto-legge 30 dicembre 2008, n. 208, recante misure straordinarie in materia di risorse idriche e di protezione dell'ambiente*".

L'art. 8-sexies L. 13/2009, intitolato Disposizioni in materia di servizio idrico integrato, statuisce che:

- 1) Gli oneri relativi alle attività di progettazione e di realizzazione o completamento degli impianti di depurazione, nonché quelli relativi ai connessi investimenti, come espressamente individuati e programmati dai piani d'ambito, costituiscono una componente vincolata della tariffa del servizio idrico integrato che concorre alla determinazione del corrispettivo dovuto dall'utente. Detta componente è pertanto dovuta al gestore dall'utenza, nei casi in cui manchino gli impianti di depurazione o questi siano temporaneamente inattivi, a decorrere dall'avvio delle procedure di affidamento delle prestazioni di progettazione o di completamento delle opere necessarie alla attivazione del servizio di depurazione, purché alle stesse si proceda nel rispetto dei tempi programmati.
- 2) In attuazione della sentenza della Corte Costituzionale n. 335 del 2008, i gestori del servizio idrico integrato provvedono anche in forma rateizzata, entro il termine massimo di cinque anni, a decorrere dal 1° ottobre 2009, alla restituzione della quota di tariffa non dovuta riferita all'esercizio del servizio di depurazione. Nei casi di cui al secondo periodo del comma 1, dall'importo da restituire vanno dedotti gli oneri derivati dalle attività di progettazione, di realizzazione o di completamento avviate. L'importo da restituire è individuato, entro centoventi giorni dalla data di entrata in vigore della legge di conversione del presente decreto, dalle rispettive Autorità d'ambito.
- 3) Le disposizioni di cui ai commi 1 e 2 si applicano anche agli enti locali gestori in via diretta dei servizi di acquedotto, fognatura e depurazione. In tali casi all'individuazione dell'importo da restituire provvedono i medesimi enti locali.
- 4) Entro due mesi dalla data di entrata in vigore della legge di conversione del presente decreto, su proposta del Comitato per la vigilanza sull'uso delle risorse idriche, il Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare stabilisce con propri decreti i criteri ed i parametri per l'attuazione, coerentemente con le previsioni dell'allegato al decreto del Ministro dei lavori pubblici, d'intesa con il Ministro dell'ambiente, 1° agosto 1996, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale n. 243 del 16 ottobre 1996, tenute presenti le particolari condizioni dei soggetti non allacciati che provvedono autonomamente alla depurazione dei propri scarichi e l'eventuale impatto ambientale, di quanto previsto dal comma 2, nonché le informazioni minime che devono essere periodicamente fornite agli utenti dai singoli gestori in ordine al programma per la realizzazione, il completamento, l'adeguamento e l'attivazione degli impianti di depurazione previsto dal rispettivo Piano d'ambito, nonché al suo grado di progressiva attuazione, e le relative forme di pubblicità, ivi inclusa l'indicazione all'interno della bolletta.
- 5) Nell'ambito delle informazioni fornite all'utenza devono rientrare anche quelle inerenti al consuntivo delle spese già sostenute ed al preventivo delle spese che il gestore deve ancora sostenere, a valere sulla quota di tariffa vincolata a coprire gli oneri derivanti dalle attività di cui al comma 4, nonché all'osservanza dei tempi di realizzazione previsti.
- 6) Il Comitato provvede al controllo e al monitoraggio periodico del corretto adempimento degli

obblighi informativi da parte del gestore, al quale, nell'ipotesi di inadempienze, si applicano, ai fini dell'osservanza delle disposizioni di cui al presente articolo, le disposizioni di cui all'articolo 152, commi 2 e 3, del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152.

Per effetto dell'entrata in vigore delle disposizioni in esame, l'eventuale rimborso, da parte del gestore del SII, agli utenti della quota di tariffa rappresentata dalla componente relativa all'attività di depurazione è quindi sospensivamente condizionato:

- al decorso del termine, ormai trascorso, del 1° ottobre 2009;
- alla definizione dei criteri e dei parametri per l'attuazione della "restituzione della quota di tariffa non dovuta riferita all'esercizio del servizio di depurazione", da effettuarsi a cura del Ministero dell'Ambiente con propri decreti entro il termine, ordinatorio, di due mesi dall'entrata in vigore della legge (cfr. comma 4). Tale Decreto del Ministro dell'Ambiente, datato 30 settembre 2009, è stato pubblicato in Gazzetta Ufficiale - in data 8 febbraio 2010 - e reca l'individuazione dei criteri e dei parametri per la restituzione agli utenti della quota di tariffa non dovuta riferita al servizio di depurazione. Tale Decreto individua l'ATO quale soggetto deputato ad individuare i criteri ed i parametri per la restituzione agli utenti della quota di tariffa in argomento e definisce le informazioni minime che i gestori devono fornire agli utenti in merito ai suddetti programmi d'intervento;
- all'individuazione dell'ammontare che il gestore deve restituire a ciascun utente, da effettuarsi a cura dell'Autorità d'Ambito entro il termine, ordinatorio, di centoventi giorni dall'entrata in vigore della legge (cfr. comma 2), che presuppone, però, ed è quindi subordinata all'emanazione dei decreti del Ministero dell'Ambiente di definizione dei criteri e dei parametri per l'attuazione di tale calcolo e delle modalità di rimborso.

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

La suddetta abrogazione non produce effetti diretti ed immediati sulle tariffe vigenti al momento, ma si limita a modificare i criteri cui deve uniformarsi l'Autorità competente ad elaborare il c.d. "Metodo Tariffario, oggi definito dal DM 1° agosto 1996. Infatti l'art. 170 - 3° comma - del medesimo D. Lgs. 152/2006 (non interessato dal Referendum abrogativo, è quindi rimasto in vita) stabilisce che fino alla emanazione del futuro decreto continuerà ad applicarsi il precedente decreto 1° agosto 1996. Pertanto fino a quanto non sarà emanato un nuovo provvedimento (che secondo le più recenti disposizioni in materia dovrebbe competere all'Autorità per l'Energia Elettrica ed il Gas), continuerà ad applicarsi l'attuale Metodo Normalizzato e, conseguentemente, il modello tariffario approvato dalle competenti Autorità d'Ambito.

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 D.L. 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.) ed a livello regionale dalle L. R. Emilia Romagna n. 25/99, n. 10/2008 e n. 23/2011.

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) cesseranno entro il 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.



Si evidenzia inoltre che l'entrata in vigore della normativa settoriale sul SISTRI - sistema informatico di tracciabilità dei rifiuti con il decreto Milleproroghe (DL n. 216/2011) è stata ulteriormente differita al 30 giugno 2012.

Il Gruppo Iren presta i servizi ambientali sulla base di convenzioni stipulate con l'ATO competente. Per maggiori dettagli relativi alle convenzioni in essere al 31 dicembre 2011 nel territorio in cui opera il Gruppo si rimanda al successivo paragrafo "Concessioni e Affidamenti".

SISTEMA TARIFFARIO RELATIVO AI SERVIZI AMBIENTALI

Ai sensi dell'art. 238 del Decreto Ambiente, chiunque possenga 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.

CERTIFICATI VERDI, TITOLI DI EFFICIENZA ENERGETICA E ETS

CERTIFICATI VERDI

In tema di certificati verdi (nel seguito CV), la novità più importante in campo normativo è quella relativa al D.Lgs. 28/2011 del 3 marzo 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 poi 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.

Sono in corso contatti con il Ministero per lo Sviluppo Economico e dell'Ambiente per supportare la stesura dei decreti ministeriali attuativi previsti dal D.Lgs. 28/2011 che dovranno definire le modalità e l'entità del sistema di incentivi previsti sia per l'energia elettrica sia per l'energia termica e le modalità di erogazione del sostegno allo sviluppo di reti di teleriscaldamento. Nonostante ripetuti solleciti al Ministero sia da parte del Gruppo sia attraverso le Associazioni di categoria, alla data del presente aggiornamento non sono ancora stati emessi i decreti attuativi necessari.

TITOLI DI EFFICIENZA ENERGETICA

In tema di *efficienza energetica*, si ricorda 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, nonché la fissazione di obblighi sfidanti per il triennio 2010-2012 (ex D.M. 21/12/2007). 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 al 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 RCV 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 di diverse 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.

EMISSION TRADING SYSTEM

In tema di *Emission trading system*, nel corso dell'anno 2010, tutte le autorizzazioni alle emissioni di gas ad effetto serra degli impianti delle province di Torino e Genova e degli impianti emiliani, sono stati intestati a Iren Energia S.p.A. ed entro il 31 gennaio 2011, come disposto dalla Deliberazione n.14/2010 del Comitato Nazionale, sono stati inviati tutti i Piani di Monitoraggio contenenti l'aggiornamento anagrafico.

Rispetto, quindi, ai 14 impianti autorizzati in capo a Iren Energia S.p.A., si segnalano per l'anno 2011, i seguenti provvedimenti del Comitato Nazionale competente:

- con Deliberazione del Comitato nazionale n. 2/2011 del 18 gennaio 2011 "Aggiornamento delle autorizzazioni ad emettere gas ad effetto serra", il Comitato Nazionale ha aggiornato l'autorizzazione alle emissioni di gas ad effetto serra per l'impianto Polo Energetico di via Hiroshima, (RE);
- con Deliberazione del Comitato nazionale n. 9/2011 del 11 marzo 2011 "Aggiornamento delle autorizzazioni ad emettere gas ad effetto serra", il Comitato Nazionale ha aggiornato il Piano di Monitoraggio delle emissioni in seguito all'aggiornamento dell'autorizzazione alle emissioni di gas ad effetto serra per l'impianto Polo Energetico di via Hiroshima, (RE);
- con Deliberazione n. 33/2011 del 25 ottobre 2011, il "Comitato nazionale per la gestione della Direttiva 2003/87/CE e per il supporto nella gestione delle attività di progetto del protocollo di Kyoto", ha rilasciato l'autorizzazione n. 1690, alle emissioni di gas ad effetto serra ai sensi dell'art. 4 del D.Lgs. 216/2006 e s.m.i., della Centrale Termoelettrica Torino Nord.

La procedura per il rilascio dell'autorizzazione era stata avviata in data 10 giugno u.s. secondo le modalità e le tempistiche previste dagli art. 5 e 6 del decreto legislativo citato, con l'inserimento dei dati relativi all'istanza sulla base-dati AGES-Autorizzazione Gas ad Effetto Serra, del Ministero dell'Ambiente.

Con la stessa Deliberazione è stato approvato il Piano di Monitoraggio delle emissioni, presentato, con i relativi allegati, contestualmente all'istanza. A far tempo, quindi, dalla data della Deliberazione il Gestore dell'impianto è obbligato a monitorare le emissioni di CO2 secondo quanto indicato nel Piano di Monitoraggio approvato. Secondo quanto previsto dal Regolamento nuovi entranti e chiusure, durante l'istruttoria per il rilascio dell'autorizzazione, il Ministero ha avviato anche il procedimento per l'assegnazione delle quote di CO2 all'impianto che deve essere considerato un nuovo entrante di secondo periodo. Sarà quindi necessario procedere all'up-load sul sito AGES delle evidenze documentali di avvenuto avvio, perché il Ministero proceda al conteggio e all'accreditamento delle quote corrispondenti.

Nel corso dell'anno 2011 sono state seguite le procedure, con l'invio dei dati richiesti all'Autorità Nazionale competente, per l'assegnazione delle quote al nuovo impianto di Via Diète di Roncaglia a Piacenza.

A dicembre 2011 si è avviata la procedura di "chiusura" dell'impianto Centrale Termoelettrica Le Vallette, con la trasmissione del Modulo previsto all'Autorità Nazionale Competente. Nei trenta giorni successivi si procederà alla comunicazione delle emissioni ed alla attività di verifica. Le quote comunicate fino al 12 dicembre 2011, dovranno essere restituite da Iren Mercato sul sito Greta nei successivi 45 giorni.

Ogni anno è necessario procedere al calcolo dei quantitativi di gas serra emessi in atmosfera da ogni impianto e procedere alla comunicazione dei dati al Ministero dell'Ambiente. Le comunicazioni delle emissioni derivanti dal protocollo, sono oggetto di verifica da parte di un organismo verificatore accreditato. La verifica dei Protocolli di calcolo elaborati per ogni impianto autorizzato e la verifica delle relative comunicazioni dei gas ad effetto serra per l'anno 2010, realizzate nel 2011, sono state effettuate per gli impianti della provincia di Torino e Genova dall'IMQ di Milano, per gli impianti emiliani dal RINA S.p.A. di Genova, entrambi Organismi accreditati dal Ministero dell'Ambiente.

La comunicazione delle emissioni di gas ad effetto serra, relativa ad ogni impianto autorizzato, redatta secondo la modulistica predisposta dal Comitato, è stata firmata elettronicamente ed inviata corredata di rapporto di verifica, per via telematica, al sito del Ministero dell'Ambiente entro il 30 marzo 2011. Entro il 30 aprile 2011 Iren Mercato S.p.A. ha provveduto a restituire le quote comunicate, sul sito GRETA.

Con riferimento alla Direttiva 2003/87/CE, l'Autorità Nazionale Competente, con Deliberazione 26/2011, ha avviato in luglio la 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.

Sono stati oggetto di tale raccolta dati tutti gli impianti in possesso di un'autorizzazione a emettere gas a effetto serra rilasciata ai sensi del D.Lgs. 216/2006; per Iren Energia S.p.A. tutte le Centrali termiche e termoelettriche. I dati sono stati trasmessi utilizzando un modulo appositamente elaborato dall'Unione Europea, obbligatoriamente corredato dalla relazione metodologica. Sia il modulo per la raccolta dati, sia la relazione metodologica sono stati verificati da un Verificatore accreditato. Il "Modulo per la raccolta dati 2013-2020", la "Relazione metodologica", corredati degli Attestati di Verifica rilasciati dall'IMQ, sono stati inviati entro il 3 novembre 2011, al Ministero dell'Ambiente.

CONCESSIONI E AFFIDAMENTI

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

- Gas naturale;
- Energia elettrica;
- Ciclo idrico integrato.

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. 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 le concessioni 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 Parma e Reggio Emilia, in 24 mesi per l'Ambito Piacenza 1 ovest e in 36 mesi per l'Ambito di Piacenza 2 est.

ALTRE AREE TERRITORIALI

Il Gruppo Iren opera inoltre in numerose altre realtà del territorio Italiano in forza di affidamenti o concessioni rilasciate dai comuni competenti a società a capitale misto in cui partecipa direttamente o indirettamente da società del Gruppo Iren. Di seguito se ne indicano le principali.

- Provincia di Ancona / Macerata - ASTEA S.p.A. (controllata al 21,32% dal Consorzio G.P.O. partecipato al 62,35% da Iren Emilia): Comuni di Osimo (AN) Recanati (MC), Loreto (AN) e Montecassiano (MC)
- 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
- Provincia di Grosseto - GEA S.p.A. (Controllata al 59,33% da Iren Acqua Gas): Comune di Grosseto e Campagnatico (GR) - in corso di formalizzazione riconoscimento scadenza al 31/12/2013

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;
- ASA Trade S.p.A. per l'area Livornese.

A seguito di fusione per incorporazione di Enia 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. La durata della relativa convenzione è stata definitivamente fissata con Decisione dell'Autorità dell'ATO Genovese in data 7 agosto 2009 fino al 31 dicembre 2032.

La gestione del servizio idrico integrato nel territorio dei Comuni della provincia di Genova avviene in forza di convenzione con 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 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 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.

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 Enia, AGAC, AMPS e TESA hanno provveduto a scorporare 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 stato 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 di convenzioni stipulate con gli ATO competenti. La tabella che segue riporta i dati relativi alle convenzioni in essere alla Data del Prospetto nel territorio in cui opera il Gruppo:

Ato	Regime	Data di stipula	Data di scadenza
Reggio Emilia	Convenzione ATO/gestore	10 giugno 2004	20 dicembre 2011 (*)
Parma	Convenzione ATO/gestore	27 dicembre 2004	27 dicembre 2014
Piacenza	Convenzione ATO/gestore	18 maggio 2004	20 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 DI 138 del 2011.

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 2011, dopo un primo trimestre segnato da rialzi dei tassi di interesse, si è registrata una inversione di tendenza soprattutto nel segmento della curva tassi a medio lungo termine. La Banca Centrale Europea, dopo aver rialzato il tasso di riferimento all'1,5% con due provvedimenti ad aprile e luglio, ha riportato il tasso di riferimento all'1% con due interventi di ribasso attuati a novembre e dicembre 2011.

Esaminando l'andamento del tasso euribor a sei mesi, si rileva un progressivo rialzo dal livello di minimo dello 0,94% di fine marzo 2010 proseguito fino a metà 2011, è incominciata poi una fase di ribassi che ha portato all'attuale livello dell'1,2%. Le quotazioni dei tassi fissi, riflessi nei valori dell'IRS a 5 e 10 anni, hanno conosciuto una fase rialzista fino al primo trimestre 2011, per poi invertire il trend facendo registrare nette riduzioni con livelli inferiori ai minimi storici.

ATTIVITÀ SVOLTA

Nel corso del 2011 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 conseguente al proseguimento del programma di 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 2011, si evidenzia che nei mesi di giugno, luglio e settembre sono stati perfezionati ed utilizzati nuovi finanziamenti a medio termine per complessivi 425 milioni di euro, precisamente 100 milioni di euro con Cassa Depositi e Prestiti, 100 milioni di euro con Mediobanca, 150 milioni di euro con Unicredit e 75 milioni di euro con Banca Regionale Europea.

Nell'ultimo trimestre dell'anno la Banca Europea per gli Investimenti ha inoltre deliberato a favore di Iren 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. Un primo finanziamento per complessivi 240 milioni di euro è stato sottoscritto nel mese di dicembre ed utilizzato per 100 milioni entro il 2011, per 90 milioni a gennaio 2012 e i residui 50 milioni saranno utilizzati nei primi mesi del 2012; il secondo finanziamento per complessivi 200 milioni di euro è stato sottoscritto per una prima tranche di 100 milioni di euro a dicembre e per una seconda tranche di 100 milioni di euro a febbraio 2012, l'utilizzo dei complessivi 200 milioni è previsto nel corso del 2012.

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 2011 sul totale indebitamento finanziario netto di Gruppo il debito per mutui e put bond rappresenta una quota pari al 94% e l'indebitamento finanziario netto a medio lungo termine rappresenta una quota pari al 72%, 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 dicembre 2011 un nuovo finanziamento da un pool bancario per complessivi 250 milioni di euro, inoltre la Banca Europea per gli Investimenti ha deliberato per AES Torino una linea di finanziamento di complessivi 55 milioni di euro da perfezionare con intermediazione bancaria che andrà parzialmente a rimborsare il finanziamento in pool di dicembre. La società OLT Offshore LNG Toscana (consolidata al 41,71%) ha ottenuto nel corso del 2011 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 50 milioni di euro; il totale finanziamento soci alla società OLT a supporto degli investimenti risulta pari a 520 milioni di euro al 31 dicembre 2011.

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.

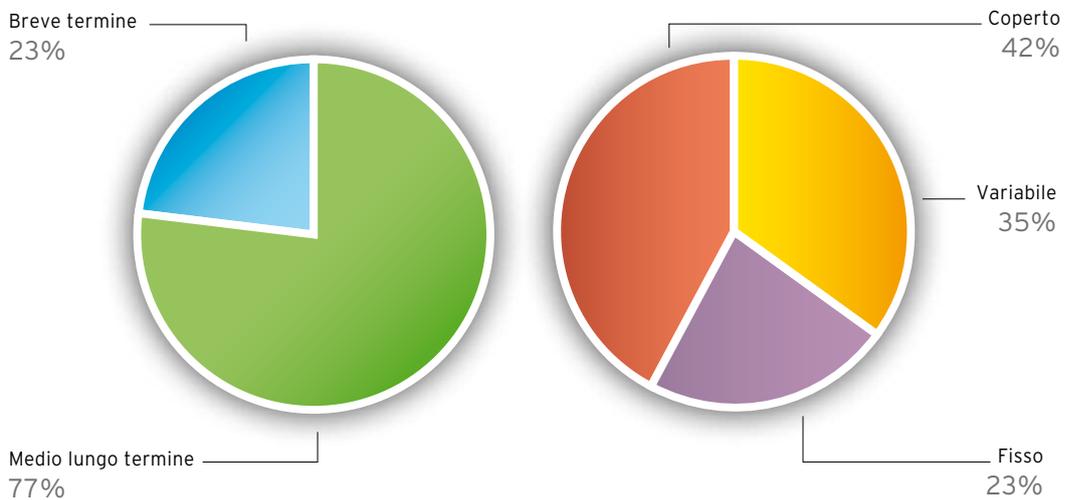
Nel 2011 sono stati perfezionati due nuovi contratti di Interest Rate Swap a copertura di complessivi 200 milioni di debito, con scadenze al 2016-2021 e con effetti a partire dal 2012. Nell'anno sono stati inoltre stipulati due nuovi contratti di Basis Swap, per complessivi 117 milioni di euro con validità per l'anno 2012. La finalità di questi 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 2011 la quota di debito a tasso variabile non coperta con strumenti di derivato tasso è pari al 27% delle posizioni di mutuo e al 31% 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.

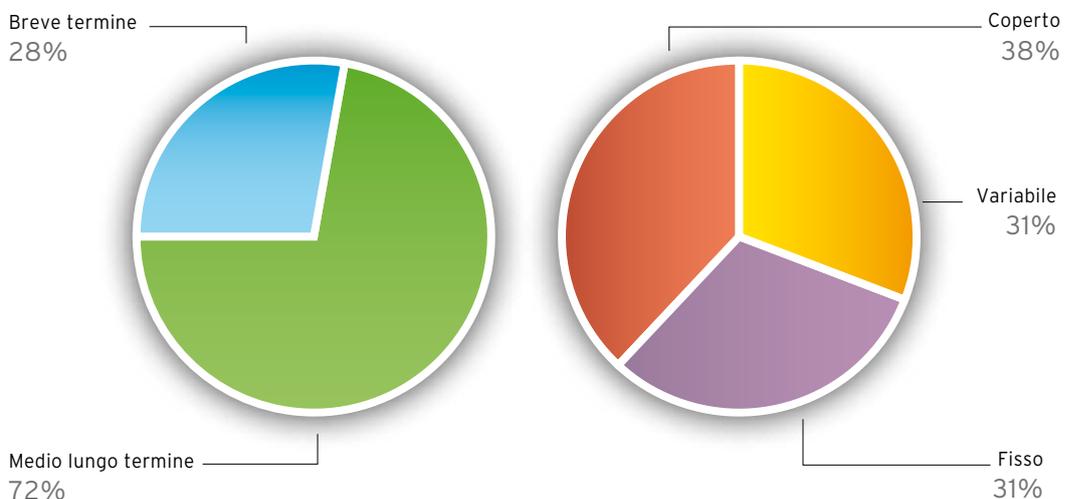
Indebitamento finanziario netto per scadenza

Indebitamento finanziario netto per tipologia tasso

Situazione al 31/12/2010



Situazione al 31/12/2011





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 e del bilancio separato.



SISTEMI INFORMATIVI

Il 2011 ha visto una intensa attività finalizzata alla progressiva razionalizzazione della mappa applicativa del gruppo con un focus sull'efficientamento e al contenimento complessivo dei costi di esercizio e della razionalizzazione degli investimenti.

Sono stati avviati diversi progetti nell'area delle risorse umane, dei sistemi per l'unified communication ed è stato sostanzialmente completato il consolidamento dell'infrastruttura di Gruppo.

Nelle diverse società del gruppo sono proseguite le attività previste per il completamento della separazione dei sistemi della distribuzione e il consolidamento dei sistemi di fatturazione. Sempre in relazione ai sistemi di gestione clientela e fatturazione sono continuati gli investimenti volti ad adeguare gli stessi alle nuove politiche commerciali e alle continue modifiche normative.

Anche in relazione alle operazioni di sviluppo realizzate nel settore idrico sono stati realizzati progetti di sviluppo dei processi di controllo gestionale e operativo.

Analoghe iniziative sono state realizzate nelle società del Gruppo per migliorare i processi di budgeting, di controllo e pianificazione degli investimenti.

Corrispondentemente agli investimenti negli ambienti applicativi sono proseguiti gli investimenti infrastrutturali in particolare a rafforzamento dei data center e di sviluppo dei sistemi di virtualizzazione.

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 (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 ed 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.

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 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 gli affidamenti bancari a breve termine utilizzati dalla Capogruppo sono pari a 509 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.

Nei mesi di giugno, luglio e settembre sono stati perfezionati ed utilizzati nuovi finanziamenti a medio termine per complessivi 425 milioni di euro, precisamente 100 milioni di euro con Cassa Depositi e Prestiti, 100 milioni di euro con Mediobanca, 150 milioni di euro con Unicredit e 75 milioni di euro con Banca Regionale Europea.

Nell'ultimo trimestre dell'anno la Banca Europea per gli Investimenti ha inoltre deliberato a favore di Iren 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. Un primo finanziamento per complessivi 240 milioni di euro è stato sottoscritto nel mese di dicembre ed utilizzato per 100 milioni entro il 2011, per 90 milioni a gennaio 2012 e i residui 50 milioni saranno utilizzati nei primi mesi del 2012; il secondo finanziamento per complessivi 200 milioni di euro è stato sottoscritto per una prima tranche di 100 milioni di euro a dicembre e per una seconda tranche di 100 milioni di euro a febbraio 2012, l'utilizzo dei complessivi 200 milioni è previsto nel corso del 2012.

Nell'ambito del Gruppo, la società AES Torino (consolidata al 51%) ha ottenuto nel mese di dicembre 2011 un nuovo finanziamento da un pool bancario per complessivi 250 milioni di euro, inoltre la Banca Europea per gli Investimenti ha deliberato per AES Torino una linea di finanziamento di complessivi 55 milioni di euro da perfezionare con intermediazione bancaria che andrà parzialmente a rimborsare il finanziamento in pool di dicembre. La società OLT Offshore LNG Toscana (consolidata al 41,71%) ha ottenuto nel corso del 2011 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 50 milioni di euro; il totale finanziamento soci alla società OLT a supporto degli investimenti risulta pari a 520 milioni di euro al 31 dicembre 2011. Si evidenzia che al 31.12.2011 il debito residuo per mutui risulta contrattualizzato per il 33% a tasso fisso e per il 67% 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 2011, salvo alcune posizioni marginali, tutti i contratti stipulati, volti a limitare l'esposizione al rischio di oscillazione del tasso di interesse, sono stati classificati come *cash flow hedge*, in quanto soddisfano i requisiti per l'applicazione dell'*hedge accounting*.

Il *fair value* complessivo dei suddetti contratti di copertura su tassi di interesse al 31 dicembre 2011 è negativo per 42.778 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 69% 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 al variare dei tassi di interesse riportata nel paragrafo V. Risk Management delle note al bilancio consolidato.

2. RISCHIO DI CREDITO

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

I fattori di rischio relativi ai crediti commerciali sono riconducibili al rischio di aumento dell'anzianità dei crediti, al rischio di insolvibilità ed al rischio di aumento dei crediti sottoposti a procedure concorsuali.



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, 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 ed alle fasce dimensionali di consumo.

Nel corso degli ultimi anni sono stati introdotti, al fine di rafforzare la capacità di analisi e monitoraggio, nuovi strumenti volti all'acquisizione d'informazioni commerciali e delle esperienze di pagamento dei clienti, alla gestione operativa del recupero del credito scaduto, facendo ricorso all'outsourcing delle attività di sollecito telefonico per alcuni segmenti di clientela. Il Gruppo ha avviato e sta 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 deve essere rimborsato qualora il cliente utilizzi come modalità di pagamento la domiciliazione bancaria/postale con l'addebito sul conto corrente.

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

Gli accantonamenti ai fondi svalutazione crediti riflettono, in maniera accurata, i rischi di credito effettivi attraverso la mirata quantificazione dell'accantonamento che prevede l'estrazione dalla banca 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.

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_Actività finanziarie non correnti del bilancio consolidato.

3. RISCHIO ENERGETICO

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



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

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

A dicembre 2010, a copertura del portafoglio energetico del 2011, sono state stipulate due operazioni di derivato su commodity (Commodity swap su indice Gas Release 07) per un nozionale complessivo di 1 TWh e una operazione di derivato su cambio (Average Rate Forward) per 142.777 mila USD. Nel corso del primo semestre 2011 sono poi state eseguite due ulteriori operazioni di derivato su cambio (Average Rate Forward) per complessivi 91.000 mila USD a copertura dell'ultimo trimestre 2011. 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.

Per l'anno 2011 il Gruppo Iren ha inoltre stipulato contratti relativi all'Energia Elettrica sul lato acquisto per 166 GWh con la società Tirreno Power. La stipula di tali contratti, regolati in modo differenziale, serve a garantire le parti contraenti dal rischio di un'eccessiva volatilità del prezzo dell'energia elettrica e non comportano scambio di energia.

Il Fair Value dei contratti in essere al 31.12.2011 è complessivamente positivo e pari a 6.067 mila 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); sono comprese anche 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 2011 è pari a -422 mila euro.

Al 31.12.2011 risulta inoltre un valore positivo di 1.710 mila euro relativo ad un contratto swap EUA-CER.

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, in corso di implementazione nell'ambito del Gruppo Iren anche sulla base dei modelli implementati nelle realtà ex Iride ed ex Enìa, ha come obiettivo la gestione integrata e sinergica dei rischi e segue un processo di gestione che si articola nelle seguenti fasi:

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

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

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. In tale contesto si evidenzia come tra i rischi operativi siano compresi quelli relativi alla scadenza delle concessioni in essere per cui si rimanda al paragrafo Quadro Normativo.

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.

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..).

Ad ulteriore tutela 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 primi 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.





RICERCA E SVILUPPO

Le attività di ricerca e sviluppo svolte nell'ambito del Gruppo nell'anno 2011 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 che hanno caratterizzato l'attività di ricerca e sviluppo nell'anno 2011.

AREA TORINO

IL COMITATO COGENERAZIONE E TELERISCALDAMENTO

All'inizio del 2011 è stato costituito il "Comitato cogenerazione e teleriscaldamento", composto sia da membri interni di Iren sia da membri esterni esperti in determinati settori attinenti al tema e che saranno coinvolti periodicamente ai fini di contribuire al raggiungimento dei macro obiettivi che ci si è posti, in particolare:

1. Competitività: rendere più competitiva la propria attività nel settore del teleriscaldamento mediante un sistematico miglioramento della qualità del servizio erogato e degli inerenti razionali economici/finanziari;
2. Sviluppo: promuovere un ulteriore sviluppo del teleriscaldamento nelle aree di propria influenza ed oltre, anche tramite il confronto di tale settore di attività con altri business del Gruppo;
3. Innovazione: ricercare elementi di innovazione tecnologia e gestionale che possano contribuire in forma sinergica alla competitività e allo sviluppo.

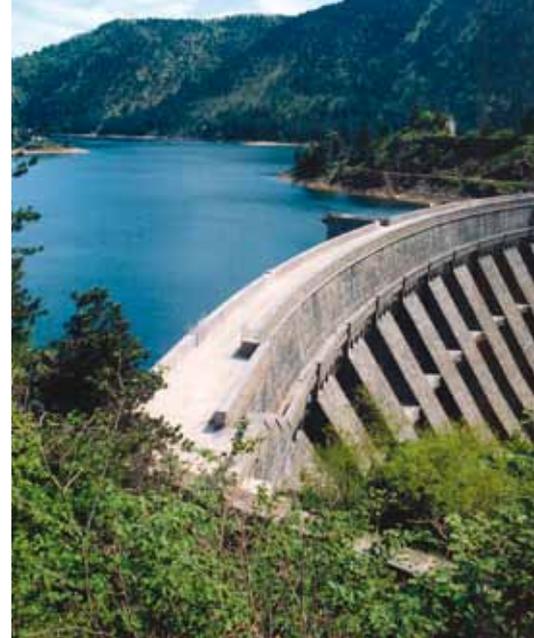
PROGETTO SMART CITY

In sinergia con le attività di ricerca di cui al paragrafo precedente, Iren ha partecipato all'iniziativa "Smart City". Essa si traduce in ambito europeo in azioni differenti, alcune di carattere più strategico e di lungo periodo, altre più operative, di impatto sul breve periodo e attuate già in bandi di finanziamento nell'ambito del 7° Programma Quadro di Ricerca e Sviluppo Tecnologico (7° PQ).

In particolare, Iren ha partecipato al bando 'Smart Cities Heating and Cooling' che vede protagonisti, oltre al Politecnico di Torino come coordinatore generale del progetto e la città di Torino, anche le municipalità di Porto, Lione, Monaco e Budapest. Il budget complessivo del progetto è pari a 11 milioni di Euro di cui 7,4 finanziabili da fondi UE.

L'attività principale che verrà sviluppata da Iren a Torino sarà lo studio e l'implementazione di sistemi innovativi di accumulo per il perseguimento dei seguenti obiettivi:

- Ottimizzazione sistemi di accumulo diffusi sulla realtà TLR torinese (edifici pubblici, condomini, etc.) con particolare applicazione in una zona di Torino (Mirafiori Sud), nella quale si intende realizzare un sistema di accumulo "di quartiere" ed estendere la rete di teleriscaldamento.
- Sperimentazione di tecnologie innovative tramite l'utilizzo di nuovi materiali (phase change materials).



L'installazione di tali sistemi di accumulo permetterà di ottenere un beneficio ambientale stimabile in un risparmio di energia primaria pari a circa 3.000 MWh/anno, corrispondente ad emissioni evitate di CO2 pari a 680 ton/anno.

Le dimensioni di ciascun sistema di accumulo saranno definite in seguito all'analisi delle utenze potenziali individuate (comprese nelle tipologie: scolastico, terziario/uffici e "civile abitazione"), all'ottimizzazione idraulica della rete e all'analisi costi / benefici associata.

RISPARMIO ENERGETICO E FONTI RINNOVABILI

Impianti fotovoltaici

E' stato realizzato un impianto da 160 kWp sulla copertura dell'edificio adibito ad autorimessa presso il centro industriale del Martinetto a Torino. L'impianto è attualmente in esercizio.

Impianti termici edifici comunali di Torino

E' entrato in esercizio l'impianto di trigenerazione (calore, raffreddamento, energia elettrica) a gas di piccola taglia (100 kW elettrici) presso la sede della Protezione Civile.

Impianti elettrici edifici comunali

Nell'ambito dei lavori di rinnovo degli impianti elettrici degli edifici comunali, ed in particolar modo degli edifici scolastici, è proseguita l'attività di installazione di lampade fluorescenti, sottoposte a precedenti sperimentazioni, abbinata a sistemi di regolazione automatica del flusso luminoso delle lampade comandate da sensori di luminosità e da rilevatori di presenza di persone. Tale sistema permette di ottimizzare il rendimento delle lampade, di prolungare la vita media degli apparecchi e di evitare considerevoli sprechi di energia, considerate le caratteristiche medie di utilizzo.

Illuminazione pubblica della città di Torino

E' stato attuato il piano per l'eliminazione di circa 7.000 apparecchi ancora dotati di lampade a vapori di mercurio con la sostituzione di apparecchiature a "led" per l'illuminazione pubblica della Città di Torino. Nel 2011 è stato approvato da parte del Consiglio Comunale l'aggiornamento del PRIC (Piano Regolatore dell'Illuminazione Comunale).

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

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

Progetto innovazione Servizi al Comune di Torino

L'attività, gestita mediante uno specifico gruppo di progetto, è proseguita su diversi settori:

- Applicazioni di Mobile Computing: il sistema MOB-I, già utilizzato per la gestione real time della manutenzione programmata e degli interventi su guasto relativi agli impianti termici, è stato esteso alle attività di gestione degli impianti elettrici comunali ed è entrato in produzione il siste-

ma per gli impianti semaforici e per l'AFC - Servizi cimiteriali della Città di Torino;

- Sito Web per le segnalazioni di guasto: all'interno del portale Iren sono state realizzate pagine per la segnalazione dei guasti e per l'inserimento di richieste di intervento relativamente agli impianti elettrici, impianti termici comunali ed impianti semaforici. L'applicazione comunica con SAP, crea ed assegna automaticamente le attività e le inoltra al sistema MOB-I. Nel corso del 2011 è proseguita l'estensione dell'utilizzo dell'applicativo a tutti gli edifici di proprietà comunale.

Inoltre sono state realizzate le funzioni di: visualizzazione della reportistica relativa alle verifiche e manutenzioni periodiche, richiesta documenti e visualizzazione documenti in formato digitale.

Relativamente alla sezione dedicata alle segnalazioni di guasto sugli impianti semaforici si è provveduto a rendere disponibili le planimetrie di tutti gli impianti semaforici gestiti.

Efficientamento energetico degli edifici

È stato condotto, in collaborazione con una società esterna, uno 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 attiene a quest'ultimi di specifica competenza di Iride Servizi si possono realizzare interventi mirati sia sugli impianti elettrici, sia sugli impianti termici. Per quanto attiene agli edifici di proprietà del Gruppo si è costituito un apposito Gruppo di lavoro coordinato dall'Energy Manager che ha lo scopo di individuare tutti gli interventi possibili per migliorare le prestazioni energetiche degli immobili.

RINNOVO E REALIZZAZIONE DI NUOVI IMPIANTI IDROELETTRICI

Riqualificazione impianti Chiomonte e Susa.

Il progetto di riqualificazione degli impianti idroelettrici di Chiomonte (TO) e Susa (TO), prevede l'installazione di n. 3 nuovi gruppi idroelettrici: un gruppo da 8,7 MW a Chiomonte e due gruppi da 4,8 MW e 1,5 MW a Susa con una produzione attesa pari a circa 39 GWh/anno. Nel mese di giugno 2011, Valle Dora Energia S.r.l. (società costituita da Iren ENERGIA S.p.A. con i Comuni di Susa, Chiomonte, Exilles e Salbertrand) ha avviato l'iter autorizzativo per l'ottenimento delle nuove concessioni idroelettriche. La realizzazione degli interventi è prevista per il periodo 2014/2015.

Nuovo impianto La Loggia

Si è concluso l'iter autorizzativo relativo all'installazione di un gruppo idroelettrico da 0,6 MW sul passaggio artificiale per l'ittiofauna che dovrà essere costruito in adiacenza alla traversa di derivazione sul fiume Po nel comune di La Loggia (TO) con una produzione attesa pari a circa 4 GWh/anno. La realizzazione degli interventi è prevista per il periodo 2012/2013. Sono attualmente in corso le attività propedeutiche all'avvio delle gare d'appalto per mezzo delle quali saranno individuate le imprese appaltatrici che, a far tempo dall'estate 2012, realizzeranno le opere in progetto.

Nuovo impianto Noasca.

L'iter autorizzativo relativo alla realizzazione di un nuovo impianto da 1,2 MW da realizzare nel comune di Noasca (TO) con una produzione attesa pari a circa 3 GWh/anno e per il quale è già stato ottenuto il pronunciamento degli Enti preposti di compatibilità ambientale prosegue regolarmente. La realizzazione degli interventi è prevista per il periodo 2013/2015.

Nuovo impianto Dres.

Il progetto prevede la realizzazione di un nuovo impianto da 1,8 MW (Dres) da realizzare nel comune di Ceresole (TO) con una produzione attesa pari a circa 4 GWh/anno. In sede di istruttoria la Provincia di Torino ha richiesto che l'opera sia sottoposta a Valutazione di Impatto Ambientale in quanto confinante con il territorio del Parco Nazionale del Gran Paradiso.

È previsto nel 2012 l'avvio delle attività propedeutiche alla stesura del Progetto Definitivo e del SIA.

Nuovo impianto Baiso.

Le attività di realizzazione del nuovo impianto idroelettrico di Baiso (RE) sono state ultimate: la messa in servizio dei due gruppi da 1,1 MW per una produzione attesa pari a circa 9 GWh/anno è stata ultimata e l'impianto risulta in regolare esercizio. Sono state avviate le attività di formalizzazione del collaudo definitivo che dovranno terminare presumibilmente nella primavera 2012.

Nuovo telecontrollo degli impianti di illuminazione pubblica

A seguito di valutazione di affidabilità ed efficienza del pre-esistente Sistema di Telecontrollo dell'Illuminazione Pubblica della Città di Torino gestito da AEM Distribuzione, basato su un sistema della Elsag ed è costituito dai livelli di Supervisione, Front-End, Comunicazione e periferiche (RTU) in campo, hanno spinto la Società ad avviare un progetto di sostituzione e rinnovo tecnologico. Una accurata analisi di fattibilità, supportata da prove su vari apparati, ha portato alla decisione da parte di AEM Torino Distribuzione di rinnovare tale sistema (che ha circa 15 anni di vita) e di migrare tutto il parco delle periferiche in campo, sia attuali che future, su vettori wireless, facenti uso della tecnologia GPRS, abbandonando definitivamente i vettori su doppino, che rappresentano una criticità in termini di manutenzione della linea e di costi di esercizio. Con questo nuovo sistema tecnologico la gestione dei singoli quadri può avvenire in modo automatico, sulla base delle tabelle di accensione/spengimento impianti concordate con la Città di Torino o manuale. Nel caso di mancato funzionamento del sistema centrale o del vettore GPRS il periferico si accenderà/spegnerà autonomamente in funzione degli orari pre-caricati su ogni singola RTU. Ogni eventuale anomalia riscontrata sul campo può venire puntualmente segnalata al posto centrale dal quale un operatore può decidere il tipo di intervento da attuare. Ad oggi il rinnovo del sistema di telecontrollo è stato ultimato con l'installazione di nuove apparecchiature centrali di telecontrollo che gestiscono, presso la sala telereti di AEM Torino Distribuzione, la totalità dei pre-esistenti quadri sul territorio. I quadri periferici sono stati tutti rinnovati con apparecchiature di nuova fornitura ed è stata avviata l'attività di incremento di nodi telecontrollati.

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 di S.S.T., 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 fornitura ed installazione dell'hardware di periferia, da installare presso 5.600 sottostazioni, sia la fornitura dei collegamenti di trasmissione dati, sia la fornitura dei server centrali e lo sviluppo del software di elaborazione.

Portale e separazione banche dati

Nel corso del 2011 sono state completate le attività che hanno dato origine ad un portale dedicato alle comunicazioni tra Venditori e Distributore per la gestione delle richieste di prestazioni formulate dai clienti finali. Le attività hanno visto l'implementazione di funzionalità anche ulteriori rispetto a quanto previsto dall'AEEG in termini di standard di comunicazione tra operatori del settore.

Sempre nell'arco del 2011, grazie alle implementazioni delle funzionalità e delle regole del portale AEM Torino Distribuzione è stata realizzata la separazione delle banche dati tra Iren Mercato (gestore mercato della maggior tutela) e AEM Torino Distribuzione. In particolare le implementazioni hanno previsto lo sviluppo delle comunicazioni Application to Application permettendo di gestire le richieste di prestazioni dei clienti finali direttamente sugli applicativi proprietari ognuno per la parte di propria competenza, garantendo l'allineamento dati in modo continuo e in tempi brevi.

Per il completamento della separazione delle banche dati anche i processi di fatturazione sono stati completamente rivisti permettendo ad ogni singola azienda di fatturare la parte di propria competenza.

AREA GENOVA

Nell'anno 2011 Iren Acqua Gas ha continuato a presidiare nuclei di innovazione tecnologica nell'ambito del Programma di Ricerca avente come temi prioritari l'aggiornamento delle conoscenze nel settore idrico e la qualità delle acque destinate al consumo umano.

A tal fine ha promosso e sostenuto specifici progetti di ricerca condotti in collaborazione con la propria Fondazione, Fondazione AMGA, nonché con Università degli Studi ed Enti di ricerca nazionali e internazionali.



Iren Acqua Gas ha inoltre mantenuto la propria partecipazione nella 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 partecipato attivamente al Consorzio TICASS, Tecnologie Innovative per il Controllo Ambientale e lo Sviluppo Sostenibile, polo di innovazione tecnologico della regione Liguria.

In ambito Piattaforma Tecnologica WsSTP Iren Acqua Gas è leader del Programma Pilota dedicato agli aspetti del ciclo idrico connessi alle aree urbane, con particolare riferimento alla gestione delle infrastrutture, al trattamento delle acque potabili, ai fenomeni di inquinamento, al trattamento dei fanghi di depurazione, alla gestione degli allagamenti, all'uso efficiente delle risorse idriche.

Nel 2011 Iren Acqua Gas ha partecipato attivamente a Ticass, Polo di Innovazione della Regione Liguria, promuovendo proposte di progetto in ambito POR - Piano Operativo Regionale e partecipando a bandi per l'assegnazione di assegni di ricerca su temi di interesse comune di concerto con dipartimenti universitari dell'Ateneo genovese.

Nell'ambito delle iniziative di diffusione dei risultati della ricerca comprese nel Festival della Scienza 2011, IAG e la propria Fondazione hanno organizzato una conferenza sulla storia dell'approvvigionamento idrico della città di Genova, evidenziando l'attività pionieristica dei due acquedotti privati Nicolay e De Ferrari Galliera, che ha reso possibile lo sviluppo collinare della città.

Le principali tematiche oggetto di ricerca sono state l'analisi e il controllo della qualità delle acque, le migliori pratiche nei trattamenti di potabilizzazione e depurazione, i modelli e tecnologie innovative per la gestione delle infrastrutture nel settore idrico. Tali tematiche, declinate nelle attività progettuali di seguito sintetizzate, sono state presentate a Genova in occasione del Festival dell'Acqua, evento co-organizzato nel settembre 2011 dal Gruppo Iren e da FederUtility.

Iren Acqua Gas ed alcune aziende partecipate, tra cui Mediterranea delle Acque, in particolare hanno lavorato sui seguenti progetti:

Interferenti Endocrini nelle acque destinate al consumo umano:

Il progetto avviato nel 2009, prende in considerazione la tematica degli Interferenti Endocrini "ED", gruppo eterogeneo di sostanze che, imitando gli effetti degli ormoni naturali o interferendo con essi, interagiscono con il sistema endocrino e possono provocare effetti sulla salute. In particolare l'indagine svolta in collaborazione con alcune Università italiane (Genova, Pisa, Trento), l'Istituto Superiore di Sanità (ISS), Mediterranea delle Acque di Genova e altri acquedotti italiani (Como, Firenze, Bari, Torino, Bologna, Cagliari e Venezia) è stata finalizzata alla valutazione della vulnerabilità delle risorse idriche utilizzate a scopo potabile nei confronti degli Interferenti Endocrini selezionati.

Sulla base dei risultati ottenuti non è stato evidenziato un rischio significativo di esposizione per le sostanze oggetto di indagine, sia in considerazione delle ridotte concentrazioni riscontrate nelle acque in entrata che per effetto dei trattamenti di potabilizzazione in essere. Le concentrazioni riscontrate rivelano in generale dati rilevati sostanzialmente in linea con l'intervallo di valori riportati a livello europeo e comunque inferiori ai valori rilevanti dal punto di vista tossicologico.

Per presentare i risultati emersi è stato organizzato un Workshop internazionale, tenutosi il 30 no-



vembre 2011 presso il Teatro di Iren Acqua Gas di Genova. Durante il workshop sono state presentate anche le due pubblicazioni realizzate sulla specifica problematica: Interferenti endocrini nelle acque destinate al consumo umano: approccio metodologico e valutazioni, e Interferenti endocrini nelle acque da destinare al consumo umano; indagine conoscitiva estesa a diversi sistemi idrici, edito dall'Istituto Superiore di Sanità di Roma.

Valutazione del rischio microbiologico nell'approccio del Water Safety Plans e sviluppo metodi analitici di supporto.
Il Progetto "Valutazione del rischio microbiologico nell'approccio del Water Safety Plans e sviluppo metodi analitici di supporto" ha la finalità di mettere a punto metodi di indagine per l'individuazione di nuove specie patogene di interesse comunitario e legislativo, e l'individuazione di una metodologia di lavoro esportabile a qualunque realtà acquedottistica che consenta di esaminare in modo adeguato e mirato le criticità legate alla contaminazione microbiologica nell'intera filiera di trattamento. L'Attività viene svolta in collaborazione con l'Istituto Superiore di Sanità e il Dipartimento di Scienze dell'Ambiente e della Vita dell'Università del Piemonte Orientale e dovrà completarsi nel 2012. Si segnala inoltre che nel 2011 è stata inoltre pubblicata la relazione conclusiva del progetto di ricerca promosso da Mediterranea delle Acque e Fondazione AMGA, dal titolo "Valutazione del rischio microbiologico applicata in una importante risorsa idrica genovese (Lago Brugneto)".

Asset Management: modelli decisionali in presenza di incertezza o indisponibilità di dati:
Le attività progettuali sono state realizzate in sinergia con l'Università di Exeter e hanno riguardato l'applicazione della metodologia per la gestione delle infrastrutture sviluppata in alcuni distretti "naturali" del sistema acquedottistico genovese. Durante il corso del 2011 i risultati conseguiti sono stati presentati in workshop e convegni internazionali.

Modello decisionale per la gestione delle risorse idriche:
L'attività progettuale ha riguardato la valutazione di molteplici modelli disponibili finalizzati a integrare i risultati delle simulazioni nel sistema informativo aziendale. Oltre a ciò durante il 2011 le attività di ricerca hanno riguardato lo sviluppo di un sistema esperto a supporto del decisore anche nell'ambito del progetto comunitario Prepared, dedicato allo sviluppo di nuclei tecnologici per far fronte all'impatto del cambiamento climatico nella gestione dei sistemi idrici.

Finanza e Regolazione nel settore idrico
L'attività di ricerca è stata svolta nel 2011 nell'ambito del progetto "Finanza e regolazione nel settore idrico", iniziativa che si colloca nel contesto del progetto "Network Europeo Economia e Regolazione nel settore idrico". I risultati dell'attività sono stati pubblicati.

Modelli di Stima della domanda di acqua
Nell'ambito del progetto, finalizzato all'analisi critica di diverse metodologie econometriche di stima della funzione di domanda di acqua è stato realizzato un database sulle strutture tariffarie, sui volumi erogati e sulle caratteristiche socioeconomiche a livello comunale. I primi risultati sono stati presentati a fine settembre 2011 a Berlino nell'ambito del workshop organizzato nell'ambito del citato progetto Prepared.

AREA EMILIA

Nel corso del 2011 si sono investite risorse e si è posta particolare attenzione alla costituzione di gruppi di ricerca che consentissero di accedere ai finanziamenti Comunitari mediante la presentazione di progetti di ricerca nell'ambito dei FP7-7° Programma Quadro, del LIFE +2011 o a finanziamenti nazionali e regionali.

Si è provveduto a una azione di scouting di gruppi impegnati in ricerca applicata nel settore delle tecnologie per le ER in collaborazione con le realtà del territorio per mettere a sistema esperienze, capacità e competenze, evitando sovrapposizioni, con l'obiettivo di riuscire a fare sintesi fra le esigenze di sviluppo del Gruppo e le richieste di partnership esterne, tutto questo in stretta collaborazione con Università e Enti di Ricerca nazionali e internazionali, pubblici e privati.

I criteri operativi mediante i quali si è giunti alla selezione delle attività di ricerca su cui investire risorse sono stati nell'ordine: un basso time to market, un elevato grado di innovazione e un buon orientamento del mercato.

A seguito di questa attività di selezione sono emerse tre linee di azione: biogas, efficienza energetica e mobilità sostenibile.

Per quanto riguarda il biogas gli ambiti della ricerca sono costituiti da nuovi modelli di impianto integrato per produzione del biogas e trattamento del digestato; la ricerca e la messa a punto di aspetti societari, fiscali, contrattuali (le migliori soluzioni di ingegneria societaria con approccio multidimensionale) e non ultimi gli aspetti giuridici (vincoli ed opportunità nella disciplina vigente e prospettive future). Il modello di riferimento è costituito da un impianto di produzione da 999 kw per produzione 8200 kwh/anno, in ambito agricolo, da filiera corta alimentato con soli residui agroalimentari e trattamento del digestato per abbattimento nitrati e dell'ulteriore sfruttamento residuo palabile.

Per quanto concerne il tema dell'efficienza energetica si sono svolte attività nell'ambito della microgenerazione, combustione ad alta efficienza, strumenti di tipizzazione e controllo consumi. Gli obiettivi che ci prefigge di raggiungere tendono alla valorizzazione del mercato immobiliare, aumento dell'utilizzo di fonti rinnovabili, ottenimento di certificati verdi e certificati bianchi. I possibili campi di applicazione risultano essere Smart GRID, sistemi di controllo e gestione consumi, microgenerazione.

Nell'ambito della mobilità sostenibile si è svolta attività di ricerca per nuovi carburanti di sintesi per aumentare l'impiego di energie rinnovabili nel settore della mobilità con tutti i temi legati alla logistica di supporto e le smart grid che sono core business del Gruppo.



PERSONALE

Al 31 dicembre 2011 risultavano in forza al Gruppo Iren 4.655 dipendenti, in riduzione del 2,0% rispetto al 31/12/2010, quando erano 4.752. Nella tabella seguente si riporta la consistenza degli addetti al 31 dicembre 2011, suddivisa per Holding e Società di Primo Livello (con relative controllate).

Società	Organico al 31.12.2011	Organico al 31.12.2010
Iren S.p.A.	268	270
Iren Acqua Gas e controllate	1.026	1.049
Iren Ambiente e controllate	241	241
Iren Emilia e controllate	1.668	1.711
Iren Energia e controllate	1.018	1.045
Iren Mercato e controllate	434	436
Totale	4.655	4.752

La riduzione avvenuta nel 2011 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 98 unità.

FORMAZIONE

La formazione costituisce uno strumento fondamentale per valorizzare professionalmente le persone, sviluppando le necessarie competenze tecniche, professionali e manageriali, e per contribuire concretamente allo sviluppo di tutto il Gruppo; per tali ragioni, la formazione è vista come un costante processo di apprendimento individuale ("life-long learning") e collettivo, che contribuisce allo sviluppo delle competenze professionali e concorre al miglioramento della qualità del lavoro e delle relazioni.

All'interno del piano di formazione 2011 sono state temperate 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, anche al fine di contribuire alla costruzione di una cultura di Gruppo. Laddove possibile, sono stati privilegiati interventi ad hoc per le Società del Gruppo ("interni") rispetto a quelli a catalogo ("esterni") e si è perseguito un costante coinvolgimento di risorse interne nella progettazione e nell'attività di docenza e addestramento, specie per iniziative specialistiche rispetto alle quali le competenze interne sono di assoluto rilievo.

La pervasività e il numero di ore pro capite di formazione erogata a livello di Gruppo nel 2011 sono in crescita rispetto all'anno precedente; in particolare, i dipendenti che hanno partecipato ad almeno un corso di formazione sono stati pari a circa l'82% dell'organico del Gruppo (64% nel 2010) e le ore di formazione procapite sono state a 19,4 (18,9 nel 2010).

Da segnalare le iniziative per lo sviluppo della leadership femminile, che hanno coinvolto numero 9 fra Dirigenti e Quadri in un percorso misto formazione/coaching.



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. 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 dell'anno 2011 si è proseguito nello sviluppare il sistema ISO 27001 relativo alla sicurezza dei dati e delle informazioni; tale sistema di gestione del rischio verrà integrato, nel corso del 2012, con l'attuale sistema di gestione del rischio operativo-economico-finanziario.

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 2011 e convalidato l'aggiornamento della "Dichiarazione Ambientale" relativa all'anno 2010, che è stata pubblicata sul sito Internet di Iren Energia S.p.A..

Le società Iren Energia e AEM Torino Distribuzione, ciascuna nel proprio ambito, nel corso dell'anno hanno avviato e concluso il processo di Autovalutazione secondo i criteri della nuova edizione del modello EFQM (European Foundation for Quality Management), in convenzione con AICQ e l'Agenzia dei Servizi Pubblici Locali di Torino. L'attività si concluderà con una verifica che verrà svolta nei primi mesi del 2012 a cura di verificatori EFQM.

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

Sempre nel corso del 2011 le Società genovesi, Amter, CAE e Idrotigullio oltre a confermare la certificazione allo standard UNIENISO 9001/08 hanno ottenuto la certificazione allo standard OHSAS 18001/07.

Inoltre e nell'ambito dei sistemi a cui risultano già certificate, le Società Iren Mercato e Laboratori Iride Acqua Gas hanno realizzato, nel corso del 2011, l'ampliamento del perimetro di certificazione alle Unità organizzative e asset acquisiti a seguito della fusione con ex ENIA. Nello specifico e per quanto riguarda Laboratori Iride Acqua Gas si evidenzia che per quanto riguarda i Laboratori di Reggio Emilia e Imperia questi hanno mantenuto e quindi rinnovato positivamente l'Accreditamento ai sensi della ISO 17025.

Le società caposettore Iren Emilia S.p.A., assieme alle tre società operative territoriali Enia PR S.r.l., Enia RE S.r.l. e Enia PC S.r.l., e Iren Ambiente S.p.A., forti delle competenze acquisite sul territorio e della molteplicità e multidisciplinarietà dei servizi erogati ai clienti e alla cittadinanza, mantengono la certificazione ai sensi delle norme UNI EN ISO 9001 (Qualità) e UNI EN ISO 14001 (Ambiente).

Nel corso del 2011 sono stati sostenuti con esito positivo l'audit di sorveglianza del sistema di gestione per la qualità, per l'ambiente e per la sicurezza e la verifica di sorveglianza del sistema di gestione aziendale per la conformità alla norma concernente le verifiche Emission Trading e la contemporanea convalida della dichiarazione delle emissioni di CO2 ai sensi della Direttiva 2003/87/CE e s.m.i. per le attività e gli impianti di competenza.

Il Gruppo Iren per l'anno 2012 opererà, rispetto ai sistemi certificati, nei seguenti ambiti:

- Progetto biennale per l'Accreditamento di tutti i laboratori della Società Laboratori Iren Acqua Gas su base multi sito ai sensi della Norma ISO 17025
- Estensione della certificazione di Iren Energia sugli asset relativi alla rete di distribuzione del teleriscaldamento emiliano.

SICUREZZA E AMBIENTE

SICUREZZA

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

Nel corso del 2011 sono proseguite le attività di Sicurezza nel rispetto della normativa BS OHSAS 18001:2007 conseguendo il mantenimento, per le società torinesi e genovesi, della certificazione.

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

Per le società Iren Energia e le sue controllate è stata aggiornata la Valutazione dello stress da lavoro correlato.

E' inoltre proseguita la verifica degli aspetti di sicurezza, sia in fase di progetto che in fase di realizzazione, inerenti la centrale di Torino Nord.

E' stata avviata l'esecuzione della Sorveglianza Sanitaria al personale, mediante l'utilizzo di sale visita attrezzate all'interno delle varie sedi aziendali, precedentemente eseguita all'esterno.

E' in corso una verifica dei DPI unificati in uso, per l'eventuale sostituzione degli stessi, con altri di migliori caratteristiche. In tale contesto si è provveduto alla sostituzione massiva dei caschi dielettrici, con un nuovo modello corredato da indicatore visivo per la sostituzione.

Sono stati anche formati i nuovi Rappresentanti dei lavoratori per la sicurezza eletti per le società Iren Energia, Iride Servizi e AEM Torino Distribuzione. Si è ultimata l'individuazione delle figure a cui competono le responsabilità in materia di sicurezza e igiene sul lavoro: datore di lavoro, dirigenti e preposti, attribuendo, in funzione della complessità della struttura, eventuali procure o attribuzioni specifiche.

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 province di Parma, Piacenza e Reggio Emilia. L'attività della funzione è svolta nell'aggiornamento della documentazione per allinearla alla nuova organizzazione aziendale. Il Servizio Prevenzione e Protezione propone un piano formativo sulla sicurezza per tutte le società emiliane del gruppo e verifica l'efficacia della formazione. Il datore di lavoro di Iren Emilia ha conferito con procura notarile al responsabile della funzione sicurezza i poteri relativi all'attuazione della politica della sicurezza e alla verifica della sua attuazione.

AMBIENTE

Per quanto concerne la salvaguardia dell'ambiente, prosegue l'impegno del Gruppo Iren nei vari settori in cui opera. In particolare, per le Società Caposettore, 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 del teleriscaldamento quale fornitura di energia termica a minor impatto ambientale, nonché nell'adozione delle migliori tecnologie impiantistiche disponibili sul mercato, per garantire il minor impatto ambientale;
- 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 ambientale delle attività del Gruppo, è stata data particolare rilevanza:

- al mantenimento dei sistemi di certificazione su base volontaria per quanto concerne i sistemi di



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



IREN E LA SOSTENIBILITÀ

Crescere in modo sostenibile per generare valore per gli stakeholder, conciliando obiettivi economici, sociali e ambientali costituisce un traguardo fondamentale per il Gruppo Iren.

Il forte legame con i territori e il dialogo con gli Stakeholder sono elementi fondamentali per la sostenibilità economica, ambientale e sociale di Iren, attenta nel proprio agire quotidiano allo sviluppo compatibile con il rispetto e la salvaguardia dell'ambiente.

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

Le politiche del Gruppo sono coerenti con i principi fondamentali della sostenibilità ambientale, sociale ed economica: il rispetto e la tutela del territorio, l'attenzione e la valorizzazione dei dipendenti, la soddisfazione dei clienti, il dialogo costante con la comunità e la Pubblica Amministrazione, il monitoraggio della catena di fornitura, la comunicazione trasparente con gli azionisti e i finanziatori.

Per comunicare ai propri stakeholder azioni, risultati e obiettivi in materia di responsabilità sociale, il Gruppo Iren pubblica annualmente il Bilancio di Sostenibilità.

Il documento rappresenta infatti uno strumento che fornisce una rappresentazione dei valori, delle strategie e delle relazioni qualitative e quantitative con i principali stakeholder.

Il Gruppo Iren ha predisposto il Bilancio di Sostenibilità secondo i "Sustainability Reporting Guidelines & Electric Utility Sector Supplement" elaborati 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 è sottoposto alla revisione limitata secondo i criteri emanati dall'International Auditing and Assurance Standards Board, ed ha conseguito nella sua prima edizione il livello A+.

Il Bilancio di Sostenibilità, particolareggiato e denso di informazioni qualitative, rappresenta il rigoroso impegno di Iren volto a promuovere completezza e trasparenza, mantenendo e accrescendo la fiducia degli Stakeholder mediante un percorso proattivo di dialogo e relazione, basato sul coinvolgimento delle aree aziendali nello sviluppo di ulteriori strumenti ed iniziative tipici della Responsabilità Sociale d'Impresa.

INFORMAZIONI SULLA CORPORATE GOVERNANCE DI IREN

Iren S.p.A., come noto, rappresenta il risultato della fusione di Enia 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 Direttore Generale. In merito all'Assemblea dei soci, all'Organo di Controllo (Collegio Sindacale) ed alla revisione 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 Codice di Autodisciplina delle società quotate promosso 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 alla "Relazione sul governo societario e gli assetti proprietari" ai sensi dell'art. 123-bis del TUF ed alla "Relazione sulle remunerazioni" redatte, per quanto concerne il primo documento, in conformità alla III Edizione del Format diffuso da Borsa Italiana S.p.A. a febbraio 2012 e predisposte in osservanza altresì degli obblighi informativi verso gli Azionisti ed il mercato, previsti dal Codice di Autodisciplina emanato da Borsa Italiana (edizione 2006), 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**") per l'esercizio delle

- funzioni previste dall'articolo 7 del Codice di Autodisciplina nonché di quanto precisato nella riunione del Consiglio di Amministrazione del 30 settembre 2010;
- un comitato per il controllo interno (il "**Comitato per il Controllo Interno**") per l'esercizio delle funzioni previste dall'articolo 8 del Codice di Autodisciplina.

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

COMITATO PER LA REMUNERAZIONE

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

- (i) presentare al Consiglio di Amministrazione proposte per la remunerazione degli Amministratori Delegati e degli altri Amministratori che ricoprono particolari cariche, monitorando l'applicazione delle decisioni adottate dal Consiglio stesso;
- (ii) valutare periodicamente i criteri adottati per la remunerazione dei dirigenti con responsabilità strategiche, vigilare sulla loro applicazione sulla base delle informazioni fornite dall'Amministratore Delegato e formulare al Consiglio di Amministrazione raccomandazioni generali in materia di remunerazioni.

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.

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

COMITATO PER IL CONTROLLO INTERNO

Il Comitato per il Controllo Interno ha l'obiettivo di assicurare che le valutazioni e le decisioni del Consiglio di Amministrazione relative al sistema dei controlli interni, all'approvazione dei bilanci e delle relazioni semestrali nonché ai rapporti tra la Società ed il revisore esterno siano supportate da un'adeguata istruttoria. Al Comitato per il Controllo Interno sono rimessi i compiti e le funzioni stabilite dal Codice di Autodisciplina.

Il Comitato per il Controllo Interno, oltre ad assistere il Consiglio di Amministrazione nell'espletamento dei compiti sopra indicati:

- a) valuta, unitamente al Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari ed ai revisori, il corretto utilizzo dei principi contabili da parte della Capogruppo Iren e la loro omogeneità con i principi adottati dalle Società controllate ai fini della redazione del bilancio consolidato;
- b) su richiesta dell'Amministratore Delegato e/o dell'Amministratore Esecutivo esprime pareri su specifici aspetti inerenti all'identificazione dei principali rischi aziendali, nonché alla progettazione, realizzazione e gestione del sistema di controllo interno;
- c) esamina il piano di lavoro preparato dai preposti al controllo interno nonché le relazioni periodiche da essi predisposte;
- d) valuta le proposte formulate dalle Società di revisione per l'affidamento del relativo incarico, nonché il piano di lavoro predisposto per la revisione contabile e i risultati esposti nella relazione e nella eventuale lettera di suggerimenti;
- e) vigila sull'efficacia del processo di revisione amministrativo/contabile;
- f) svolge gli ulteriori compiti che gli vengono attribuiti dal Consiglio di Amministrazione;
- g) riferisce al Consiglio, almeno semestralmente, in occasione dell'approvazione del bilancio e della relazione semestrale, sull'attività svolta nonché sull'adeguatezza del sistema di controllo interno.

Il Comitato per il Controllo Interno assiste inoltre il Consiglio di Amministrazione ai fini della:

- a) definizione delle linee di indirizzo del sistema di controllo interno, in modo che i principali rischi afferenti a Iren e alle sue controllate risultino correttamente identificati, nonché adeguatamente misurati, gestiti e monitorati, determinando inoltre criteri di compatibilità di tali rischi con

- una sana e corretta gestione dell'impresa (sulla base delle attività *Risk Management/Corporate Compliance*);
- b) individuazione di un amministratore esecutivo incaricato di sovrintendere alla funzionalità del sistema di controllo interno;
 - c) valutazione, con cadenza almeno annuale, dell'adeguatezza, dell'efficacia e dell'effettivo funzionamento del sistema di controllo interno sulla base delle attività *Internal Auditing/Corporate Compliance*;
 - d) descrizione, nella relazione sul governo societario, degli elementi essenziali del sistema di controllo interno, esprimendo la propria valutazione sull'adeguatezza complessiva dello stesso.

Il Comitato per il Controllo Interno 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.

In data 30 agosto 2010, il Consiglio di Amministrazione di Iren, avendo cura di assicurare la presenza di almeno un componente in possesso di adeguata esperienza in materia contabile e finanziaria, ha nominato quali membri del Comitato per il Controllo Interno i Consiglieri indipendenti Enrico Salza, Alcide Rosina ed Alberto Clò.

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.

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);
- 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 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 opererà in coordinamento con le Direzioni "Relazioni Istituzionali ed Esterne" ed "Affari Societari" sotto la direzione dell'organo delegato alla comunicazione finanziaria di Iren.

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 ESECUTIVO INCARICATO DI SOVRINTENDERE ALLA FUNZIONALITÀ DEL SISTEMA DI CONTROLLO INTERNO

Il Consiglio di Amministrazione di Iren ha individuato un amministratore esecutivo incaricato di sovrintendere alla funzionalità del sistema di controllo interno nella persona del Presidente Ing. Roberto Bazzano.

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 sia sempre adeguato, pienamente operativo e funzionante, nelle persone della dr.ssa Anna Socco e del dr. Maurilio Battioni. La nomina è avvenuta subito dopo la nomina dell'Ing. Bazzano alla carica di Amministratore esecutivo incaricato di sovrintendere alla funzionalità del sistema di controllo interno.

I Preposti al Controllo Interno non sono responsabili di alcuna area operativa e non percepiscono remunerazione per l'incarico assegnato.

Iren ha istituito una funzione di *Internal Audit*: i Preposti si identificano con i responsabili della suddetta funzione. A tale funzione è assegnato un adeguato budget per lo svolgimento delle proprie attività.

I Preposti al Controllo Interno:

- hanno avuto accesso diretto a tutte le informazioni utili per lo svolgimento del proprio incarico;
- hanno riferito del proprio operato al comitato per il controllo interno ed al collegio sindacale.

I Preposti al Controllo Interno di Iren, sia in occasione della presentazione della Relazione finanziaria semestrale al 30 giugno 2011 che del progetto di Bilancio dell'esercizio 2011, hanno presentato al Comitato per il Controllo Interno una relazione di sintesi sulle attività svolte, rispettivamente, nel corso del primo e del secondo semestre 2011, 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.

ULTERIORI ORGANI ED ADEMPIMENTI

Iren ha adeguato il proprio sistema di corporate *governance* alle previsioni del Testo Unico e del Codice di Autodisciplina attraverso l'adozione da parte del Consiglio di Amministrazione dell'Emittente 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, Enrico Salza e Alberto Clò sono inoltre muniti dei requisiti di indipendenza previsti dall'articolo 148, terzo comma, del Testo Unico e dall'articolo 3.C.1. del Codice di Autodisciplina.

MODELLO ORGANIZZATIVO AI SENSI DEL D. LGS. 231/2001

Iren e le società del Gruppo Iren hanno adottato un modello di organizzazione, gestione e controllo, ai sensi del D. Lgs. n. 231/2001, articolato in tutte le sue componenti secondo le disposizioni del predetto decreto e le indicazioni contenute nei codici di comportamento predisposti da Confindustria e Confservizi ed adattato al Gruppo Iren (il "**Modello**").

Il Modello persegue l'obiettivo di configurare un sistema strutturato ed organico di procedure e di attività di controllo, volto a prevenire, per quanto possibile, la commissione di condotte che possano integrare i reati contemplati dal D. Lgs. 231/2001.

L'individuazione delle attività esposte al rischio relativo alla commissione di un reato e la loro conseguente proceduralizzazione, hanno come obiettivo quello di determinare una consapevolezza in tutti coloro che operano in nome e per conto di Iren di poter incorrere in un illecito passibile di sanzione e, dall'altro, grazie ad un monitoraggio dell'attività, consentire a Iren di intervenire per prevenire o contrastare la commissione dei reati stessi.

Il Modello, approvato dal Consiglio di Amministrazione di Iride S.p.A. nella seduta del 14 novembre 2007 comprende:

- (i) la descrizione del quadro normativo;
- (ii) la descrizione delle attività svolte dalla Società, sintesi 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. N. 231/2001 con la previsione dei relativi protocolli di controllo.

Le tipologie di reati 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. N. 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 si applica a far data dal 1° gennaio 2011.

Le previsioni relative all'informativa al pubblico previste dal Regolamento Consob e dal presente Regolamento si applicano a far data dal 1° dicembre 2010.

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 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.

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. 2391bis 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 Ammini-



strazione (seduta del 30 novembre 2010) al proprio Comitato per il controllo interno, 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 per il controllo interno 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 per il controllo interno 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 di Controllo Interno, limitatamente all'espletamento delle funzioni relative alle operazioni con parti correlate - che i seguenti membri del Consiglio di Amministrazione della Società:

- Franco Amato;
- 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 promosso 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 2011, 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; (ii) una con il Comune di Parma, per il tramite della società controllata Iren AMBIENTE S.p.A., afferente la sospensione dei lavori per la realizzazione del termovalorizzatore nella Città di Parma. In conformità a quanto previsto nel vigente Regolamento OPC, per ogni operazione, è stato designato l'apposito sottocomitato di amministratori indipendenti e "non correlati", il quale ha provveduto al relativo esame e manifestato il parere sull'interesse della società alla singola operazione esaminata, nonché sulla convenienza e sulla correttezza sostanziale delle relative condizioni.

Inoltre alla fine dell'esercizio 2011 si è profilata un'operazione con la parte correlata BANCA IMI S.p.A. per l'affidamento dell'incarico di advisor finanziario in un'operazione straordinaria. Anche per tale operazione è stato designato l'apposito sottocomitato di amministratori indipendenti e "non correlati", il quale ha provveduto al relativo esame e manifestato il parere sull'interesse della società all'operazione, 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

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 2011 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 2011 che chiude con una perdita di Euro 57.042.700,32;
- di coprire la perdita d'esercizio mediante l'utilizzo delle altre riserve libere in sospensione d'imposta.

Vi proponiamo altresì di coprire le perdite portate a nuovo pari a 36.506.746,19 mediante l'utilizzo delle altre riserve libere in sospensione d'imposta.

Inoltre Vi proponiamo di approvare la distribuzione di un dividendo straordinario unitario pari a euro 0,013 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 21 giugno 2012, contro stacco delle cedole il 18 giugno 2012, per un totale di euro 16.590.933,80 attingendo per euro 7.555.031,91 alla riserva di conferimento e per euro 9.035.901,89 alla riserva straordinaria.

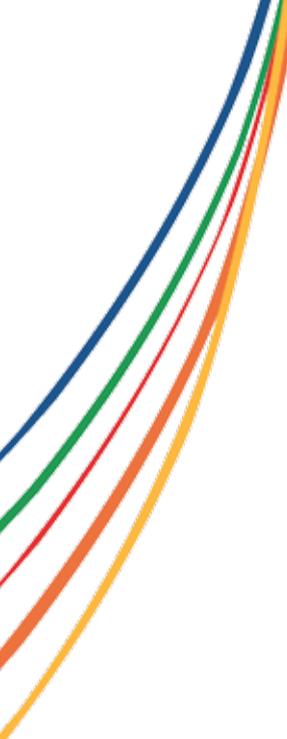
Per il Consiglio di Amministrazione
il Presidente
Ing. Roberto Bazzano





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 2011



PROSPETTO DELLA SITUAZIONE PATRIMONIALE - FINANZIARIA

		migliaia di euro			
	Note	31.12.2011	di cui parti correlate	31.12.2010	di cui parti correlate
ATTIVITÀ					
Attività materiali	(1)	2.837.578		2.642.531	
Investimenti immobiliari	(2)	1.943		2.687	
Attività immateriali a vita definita	(3)	1.280.769		1.168.458	
Avviamento	(4)	131.651		132.117	
Partecipazioni valutate con il metodo del Patrimonio Netto	(5)	230.818		324.106	
Altre partecipazioni	(6)	170.015		296.249	
Attività finanziarie non correnti	(7)	132.299	128.780	88.388	82.361
Altre attività non correnti	(8)	27.826		29.463	
Attività per imposte anticipate	(9)	174.850		134.046	
Totale attività non correnti		4.987.749		4.818.045	
Rimanenze	(10)	67.931		45.227	
Crediti commerciali	(11)	1.239.730	150.717	1.115.235	168.367
Crediti per imposte correnti	(12)	4.400		5.755	
Crediti vari e altre attività correnti	(13)	269.887	3.005	209.504	2.081
Attività finanziarie correnti	(14)	377.235	355.751	377.281	367.728
Cassa e altre disponibilità liquide equivalenti	(15)	44.758	4.376	144.548	
Totale attività correnti		2.003.941		1.897.550	
Attività destinate ad essere cedute	(16)	31.622	420	77.857	569
TOTALE ATTIVITÀ		7.023.312		6.793.452	

				migliaia di euro	
	Note	31.12.2011	di cui parti correlate	31.12.2010	di cui parti correlate
PATRIMONIO NETTO					
Patrimonio netto attribuibile ai soci della Capogruppo					
Capitale sociale		1.276.226		1.276.226	
Riserve e Utili (Perdite) a nuovo		462.995		432.700	
Risultato netto del periodo		(107.890)		143.104	
Totale patrimonio netto di pertinenza della Capogruppo		1.631.331		1.852.030	
Patrimonio netto di pertinenza dei Terzi		213.375		229.590	
TOTALE PATRIMONIO NETTO	(17)	1.844.706		2.081.620	
PASSIVITÀ					
Passività finanziarie non correnti	(18)	2.051.413	210.604	1.829.263	
Benefici ai dipendenti	(19)	86.791		94.327	
Fondi per rischi ed oneri	(20)	231.057		195.133	
Passività per imposte differite	(21)	114.438		106.806	
Debiti vari e altre passività non correnti	(22)	146.123		148.383	
Totale passività non correnti		2.629.822		2.373.912	
Passività finanziarie correnti	(23)	1.155.554	208.709	1.041.103	3.628
Debiti commerciali	(24)	1.040.014	124.649	955.677	175.561
Debiti vari e altre passività correnti	(25)	216.220	1.018	270.444	3.387
Debiti per imposte correnti	(26)	37.740		12.560	
Fondi per rischi ed oneri quota corrente	(27)	99.061		35.807	
Totale passività correnti		2.548.589		2.315.591	
Passività correlate ad attività destinate ad essere cedute	(28)	195		22.329	
TOTALE PASSIVITÀ		5.178.606		4.711.832	
TOTALE PATRIMONIO NETTO E PASSIVITÀ		7.023.312		6.793.452	

PROSPETTO DI CONTO ECONOMICO

migliaia di euro

	Note	Esercizio 2011	di cui parti correlate	Esercizio 2010	di cui parti correlate
RICAVI					
Ricavi per beni e servizi	(29)	3.254.248	226.672	2.600.075	262.382
Variazione dei lavori in corso	(30)	632		1.274	
Altri proventi	(31)	265.232	17.559	226.538	6.580
Totale ricavi		3.520.112		2.827.887	
COSTI OPERATIVI					
Costi materie prime sussidiarie di consumo e merci	(32)	(1.682.008)	(479.810)	(1.370.811)	(401.961)
Prestazioni di servizi e godimento beni di terzi	(33)	(940.605)	(111.083)	(713.128)	(150.614)
Oneri diversi di gestione	(34)	(71.345)	(3.481)	(63.511)	
Costi per lavori interni capitalizzati	(35)	28.208		19.454	
Costo del personale	(36)	(262.565)		(204.699)	
Totale costi operativi		(2.928.315)		(2.332.695)	
MARGINE OPERATIVO LORDO		591.797		495.192	
AMMORTAMENTI, ACCANTONAMENTI E SVALUTAZIONI					
Ammortamenti	(37)	(209.293)		(165.095)	
Accantonamenti e svalutazioni	(38)	(74.140)		(44.617)	
Totale ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni		(283.433)		(209.712)	
RISULTATO OPERATIVO		308.364		285.480	
GESTIONE FINANZIARIA (39)					
Proventi finanziari		27.103	11.374	16.648	6.980
Oneri finanziari		(94.137)	(67)	(75.100)	(11)
Totale gestione finanziaria		(67.034)		(58.452)	
Risultato di collegate contabilizzate con il metodo del patrimonio netto	(40)	(3.806)		11.052	
Rettifica di valore di partecipazioni - di cui non ricorrenti	(41)	(223.321) (217.466)		(440)	-
RISULTATO PRIMA DELLE IMPOSTE		14.203		237.640	
Imposte sul reddito	(42)	(114.485)		(88.990)	
RISULTATO NETTO DELLE ATTIVITÀ IN CONTINUITÀ		(100.282)		148.650	
Risultato netto da attività operative cessate	(43)	1.004		1.740	
RISULTATO NETTO DEL PERIODO		(99.278)		150.390	
attribuibile a:					
- Utile (perdita) di pertinenza del Gruppo		(107.890)		143.104	
- Utile (perdita) di pertinenza di terzi	(44)	8.612		7.286	
Utile per azione ordinarie e di risparmio (45)					
- base (euro)		(0,08)		0,14	
- diluito (euro)		(0,08)		0,14	

PROSPETTO DELLE ALTRE COMPONENTI DI CONTO ECONOMICO COMPLESSIVO

		migliaia di euro	
	Note	Esercizio 2011	Esercizio 2010
Utile/(perdita) del periodo - Gruppo e Terzi (A)		(99.278)	150.390
Altre componenti di conto economico complessivo	(46)		
- quota efficace delle variazioni di fair value della copertura di flussi finanziari		(11.002)	(433)
- variazioni di fair value delle attività finanziarie disponibili per la vendita		8.067	(13.409)
- quota degli altri utili/(perdite) delle imprese valutate con il metodo del patrimonio netto		(5.852)	2.516
Effetto fiscale delle altre componenti di conto economico complessivo		3.098	(551)
Totale altre componenti di conto economico complessivo al netto dell'effetto fiscale (B)		(5.689)	(11.877)
Totale Utile/(perdita) complessiva (A)+(B)		(104.967)	138.513
attribuibile a:			
- Utile (perdita) di pertinenza del Gruppo		(113.479)	131.302
- Utile (perdita) di pertinenza di terzi		8.512	7.211

PROSPETTO DELLE VARIAZIONI DELLE VOCI DI PATRIMONIO NETTO

	Capitale sociale	Riserva sovrapp. Emissione azioni	Riserva legale	Riserva copertura flussi finanziari
31/12/2009	832.042	105.102	20.258	(15.074)
Riserva legale			3.604	
Dividendi agli azionisti				
Variazioni derivanti da aggregazioni aziendali	444.184			(3.387)
Variazione area di consolidamento e cambio interessenze				
Altri movimenti				
Utile complessivo rilevato nel periodo di cui:				1.432
- Utile netto del periodo				
- Altre componenti di Conto Economico complessivo				1.432
31/12/2010	1.276.226	105.102	23.862	(17.029)
Riserva legale			5.134	
Dividendi agli azionisti				
Utili portati a nuovo				
Cambio interessenze				
Variazione area di consolidamento				
Aumento capitale società controllate				
Altri movimenti				
Perdita complessiva rilevata nel periodo di cui:				(13.708)
- Perdita netta del periodo				
- Altre componenti di Conto Economico complessivo				(13.708)
31/12/2011	1.276.226	105.102	28.996	(30.737)

migliaia di euro

Riserva Available for Sale	Altre riserve e Utile (perdite) accumulate	Totale riserve e Utili (perdite) accumulate	Utile d'esercizio	Patrimonio netto del Gruppo	Patrimonio netto di Terzi	Patrimonio netto del Gruppo e di Terzi
-	302.659	412.945	6.397	1.251.384	135.219	1.386.603
		3.604	(3.604)	-		-
	(67.931)	(67.931)	(2.793)	(70.724)	(3.549)	(74.273)
5.115	67.455	69.183		513.367		513.367
	23.387	23.387		23.387	93.804	117.191
	3.314	3.314		3.314	(3.095)	219
(13.234)		(11.802)	143.104	131.302	7.211	138.513
			143.104	143.104	7.286	150.390
(13.234)		(11.802)		(11.802)	(75)	(11.877)
(8.119)	328.884	432.700	143.104	1.852.030	229.590	2.081.620
		5.134	(5.134)	-		-
	(10.975)	(10.975)	(97.504)	(108.479)	(12.818)	(121.297)
	40.466	40.466	(40.466)	-		-
	1.355	1.355		1.355	(597)	758
		-		-	(11.592)	(11.592)
		-		-	283	283
	(96)	(96)		(96)	(3)	(99)
8.119		(5.589)	(107.890)	(113.479)	8.512	(104.967)
			(107.890)	(107.890)	8.612	(99.278)
8.119	-	(5.589)		(5.589)	(100)	(5.689)
-	359.634	462.995	(107.890)	1.631.331	213.375	1.844.706

RENDICONTO FINANZIARIO

migliaia di euro

	Esercizio 2011	Esercizio 2010
A. Disponibilità liquide iniziali	144.112	40.373
Flusso finanziario generato dall'attività operativa		
Risultato del periodo	(99.278)	150.390
Rettifiche per:		
Ammortamenti attività materiali e immateriali	209.293	165.095
(Plusvalenze) Minusvalenze e altre variazioni patrimoniali	(9.917)	(1.553)
Variazione netta TFR e altri benefici ai dipendenti	(7.536)	(1.331)
Variazione netta fondo rischi e altri oneri	40.348	(2.479)
Utili dalla vendita di attività operative cessate al netto degli effetti fiscali	(2.058)	(1.740)
Variazione imposte anticipate e differite	(30.073)	(16.367)
Variazione altre attività/passività non correnti	(623)	(10.756)
Dividendi ricevuti	(558)	(185)
Quota del risultato di collegate	3.806	(11.052)
Svalutazioni (Rivalutazioni) nette di attività immobilizzate	230.553	440
B. Cash flow operativo prima delle variazioni di CCN	333.957	270.462
Variazione rimanenze	(22.704)	6.853
Variazione crediti commerciali	(124.495)	33.120
Variazione crediti tributari e altre attività correnti	(59.029)	12.681
Variazione debiti commerciali	84.338	62.222
Variazione debiti tributari e altre passività correnti	(29.044)	(52.477)
C. Flusso finanziario derivante da variazioni di CCN	(150.934)	62.399
D. Cash flow operativo (B+C)	183.023	332.861
Flusso finanziario da (per) attività di investimento		
Investimenti in attività materiali e immateriali	(493.254)	(490.139)
Investimenti in attività finanziarie	(46)	(7.707)
Realizzo investimenti e variazione attività destinate ad essere cedute	9.166	25.459
Cessione di attività operative cessate al netto della liquidità ceduta	29.203	-
Dividendi ricevuti	11.137	10.957
Altri movimenti di attività finanziarie	-	(3.230)
E. Totale flusso finanziario da attività di investimento	(443.794)	(464.660)
F. Free cash flow (D+E)	(260.771)	(131.799)
Flusso finanziario da attività di finanziamento		
Erogazione di dividendi	(121.297)	(74.273)
Altre variazioni di Patrimonio netto	1.042	98.585
Nuovi mutui e finanziamenti a lungo termine	655.758	217.750
Rimborsi di mutui e finanziamenti a lungo termine	(109.518)	(320.652)
Variazione crediti finanziari	(43.927)	8.076
Variazione debiti finanziari	(220.641)	268.224
Disponibilità liquide acquisite con la fusione Iride-Enia	-	37.828
G. Totale flusso finanziario da attività di finanziamento	161.417	235.538
H. Flusso monetario del periodo (F+G)	(99.354)	103.739
I. Disponibilità liquide finali (A+H)	44.758	144.112

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 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).

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.

Nel confronto tra le grandezze economiche presentate negli schemi di Bilancio al 31 dicembre 2010 e 31 dicembre 2011 è necessario considerare che i primi non sono comprensivi dell'apporto del Gruppo Enìa per i primi sei mesi del 2010 in quanto la fusione tra il Gruppo Iride e il Gruppo Enìa è avvenuta il 1° luglio 2010.

Nella relazione sulla gestione sono presentati i dati pro forma ed i relativi criteri di predisposizione.

Sono state apportate delle riclassifiche ai prospetti riportati al 31 dicembre 2010 per adeguarsi alla classificazione adottata per le voci corrispondenti al 31 dicembre 2011. Le riclassifiche principali sono descritte nelle note al bilancio.

Relativamente al prospetto del rendiconto finanziario si segnala che nell'esercizio 2011 vengono evidenziate le Plusvalenze/Minusvalenze e altre variazioni patrimoniali a rettifica del cash flow operativo e i Nuovi mutui e finanziamenti a lungo termine e i relativi rimborsi. A tal proposito si è provveduto a riclassificare i dati comparativi del 2010.

Il bilancio consolidato della società per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2011 comprende i bilanci della Società e delle sue controllate (unitamente, il "Gruppo" e, singolarmente, le "entità del Gruppo") e la quota di partecipazione del Gruppo in società collegate e imprese a controllo congiunto.

I. CONTENUTO E FORMA DEL BILANCIO CONSOLIDATO

Il bilancio consolidato al 31 dicembre 2011 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 nominate Standing Interpretations Committee (SIC).

Il presente Bilancio consolidato al 31 dicembre 2011 è costituito dalla Situazione patrimoniale-finanziaria consolidata, 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 società collegate e le partecipazioni in joint venture.

SOCIETÀ CONTROLLATE

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

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 Energia e le Società da questa controllate:
 - Iride Servizi e le controllate:
 - AEMNET
 - Sasternet
 - AEM Torino Distribuzione
 - CELPI (classificata come attività destinata ad essere ceduta)
 - Nichelino Energia
- 2) Iren Mercato e le Società da questa controllate:
 - CAE AMGA Energia, e le controllate:
 - O.C. CLIM
 - Climatel
 - GEA Commerciale
- 3) Iren Acqua Gas e le Società da questa controllate:
 - Genova Reti Gas
 - GEA
 - Laboratori Iride Acqua Gas
 - Mediterranea delle Acque e le controllate:
 - Idrotigullio
 - Immobiliare delle Fabbriche
- 4) Iren Emilia, e le Società da questa controllate:
 - Enìa Parma
 - Enìa Piacenza
 - Enìa Reggio Emilia
 - Eniatel
 - Consorzio GPO (classificata come attività destinata ad essere ceduta)
 - AGA
 - Undis Servizi
 - Tema (classificata come attività destinata ad essere ceduta)
 - Zeus

5) Iren Ambiente, e le Società da questa controllate:

- Iren Rinnovabili e la controllata:
 - Enia Solaris
- Tecnoborgo
- Bonifica Autocisterne
- Montequerce

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:

AES Torino (partecipata al 51% da Iren Energia, ma, a seguito di accordi contrattuali stipulati tra le parti, gestita congiuntamente con l'altro socio Italgas)

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)

Namtra Investments Ltd (partecipata al 100% da OLT Offshore LNG)

Per l'elenco completo delle partecipazioni si rinvia agli elenchi inclusi tra gli Allegati.

VARIAZIONE AREA DI CONSOLIDAMENTO

Le variazioni dell'esercizio 2011 relative all'area di consolidamento del Gruppo Iren hanno riguardato:

- l'uscita dal perimetro di consolidamento della società Aquamet per effetto del perfezionamento della cessione dell'intera partecipazione detenuta dal Gruppo, pari al 60% del capitale sociale. Al 31 dicembre 2010 le attività e le passività di Aquamet erano esposte tra le attività destinate ad essere cedute e tra le passività correlate ad attività destinate ad essere cedute. La cessione ha avuto un effetto non significativo sul patrimonio netto di gruppo, mentre ha comportato una riduzione di circa 11.592 migliaia di euro sul patrimonio netto di terzi;
- l'uscita dal perimetro di consolidamento della joint venture Acque Potabili Siciliane per effetto del provvedimento del Tribunale di Palermo del 28 ottobre 2011 con il quale viene dichiarato lo stato di insolvenza della società e di conseguenza lo spossessamento da parte dei soci che non possono vantare alcun diritto sul patrimonio sociale fino alla chiusura della procedura concorsuale.

Inoltre nel corso del 2011 si sono verificate le seguenti variazioni all'interno dell'area di consolidamento:

- la variazione della percentuale di possesso della società consolidata integralmente Laboratori Iren Acqua Gas che passa dal 73,13% al 90,89% per effetto dell'aumento di capitale sociale riservato a Iren Acqua Gas S.p.A. sottoscritto mediante il conferimento in natura del ramo d'azienda dei laboratori in precedenza ricompreso nella Società Iren Acqua Gas S.p.A.;
- la variazione della percentuale di possesso della società consolidata integralmente Enia Solaris che passa dal 85% al 100% per effetto dell'acquisto da parte del Gruppo, avvenuto in data 16 dicembre 2011, del 15% delle quote azionarie della società.

IV. PRINCIPI CONTABILI E CRITERI DI VALUTAZIONE

Di seguito sono indicati i criteri adottati nella redazione del bilancio consolidato al 31 dicembre 2011 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 2010, 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. I costi di manutenzione aventi natura incrementativa sono attribuiti alle immobilizzazioni cui si riferiscono ed ammortizzati in relazione alle residue possibilità di utilizzo delle stesse. 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, compresi i beni gratuitamente devolvibili, sono sistematicamente ammortizzate in ogni esercizio a quote costanti sulla base di aliquote economico-tecniche determinate in relazione alle residue possibilità di utilizzo dei beni.

Le aliquote applicate sono riportate nella tabella seguente:

	Aliquota Minima	Aliquota Massima
Fabbricati	0,9%	11,1%
Costruzioni leggere	3,5%	10,0%
Automezzi	10,0%	25,0%
Attrezzature varie	6,7%	100,0%
Mobili e macchine ufficio	5,9%	100,0%
Hardware	15,0%	100,0%
Impianti	0,8%	100,0%

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 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.

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	8
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 quote di minoranza 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. 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 al patrimonio netto (Riserva di fair value) fino al momento in cui esse sono cedute o abbiano subito una perdita di valore; in tal caso, la perdita complessiva viene stornata dal patrimonio netto 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 in una riserva di patrimonio netto 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 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 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

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), lo sconto energia fornito 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 sono imputati 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.

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 Servizi Energetici (GSE), 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 devono rilevare il contributo relativo all'obbligo dell'anno ed il costo sostenuto o da sostenere per l'acquisto dei TEE necessari per soddisfare l'obbligo. Se i titoli acquistati eccedono l'obbligo, il costo dei titoli acquistati in eccesso deve essere riscontato.

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 dal bilancio 2011 il Gruppo Iren ha deciso di cambiare il trattamento contabile delle quote di emissione (emission trading). Fino al bilancio al 31 dicembre 2010, in assenza di un'interpretazione univoca a livello internazionale, il Gruppo, avvalendosi degli elementi indicati nel documento del CNDC dell'aprile 2007, aveva contabilizzato gli Emissions Trading secondo il "Metodo Netto", vale a dire iscrivendo come costo l'eventuale eccedenza di emissioni, rispetto alle quote assegnate, valutata al prezzo di mercato ai sensi dello IAS 37, e rilevando nell'attivo solo i diritti acquisiti a titolo oneroso (ai sensi dello IAS 38). A partire dal bilancio 2011 gli amministratori hanno deciso di valorizzare al prezzo di mercato (fair value) anche le quote assegnate a titolo gratuito, e il relativo obbligo di restituzione delle quote, poiché questa tecnica meglio rappresenta l'effettiva valorizzazione delle quote di emissione presenti sul conto titoli del Gruppo.

Il Gruppo ha deciso di non applicare retroattivamente il cambio di principio contabile (restatement) in quanto gli effetti di tale cambiamento, anche alla luce di quanto indicato dal Framework 30, sono ritenuti non significativi. Si sottolinea, peraltro, e con particolare riferimento ai covenants finanziari che anche nella circostanza di applicazione retroattiva, gli indicatori finanziari sarebbero perfettamente rispettati.

Per una maggiore comprensione da parte degli utilizzatori del bilancio sulla significatività degli effetti del cambiamento di principio, nella tabella sottostante vengono riportati i valori del Margine Operativo Lordo, del Risultato Operativo, del Risultato Netto, delle Attività immateriali e dei Fondi per rischi ed oneri che si sarebbero avuti per gli esercizi dal 2008 al 2011 se il principio fosse stato applicato retroattivamente.

	migliaia di euro			
	2008	2009 proforma(*)	2010 proforma(**)	2011
Margine Operativo Lordo	372.948	572.451	595.706	585.517
Risultato Operativo	231.954	318.520	330.837	302.084
Risultato Netto	118.426	53.840	181.913	(102.906)
Attività Immateriali	94.450	752.057	1.200.167	1.280.769
Fondi per rischi ed oneri quota corrente	51.271	71.652	61.236	99.061

(*) lo Stato patrimoniale presenta i dati nell'assunzione che l'operazione straordinaria di fusione tra il Gruppo Iride ed il Gruppo Enia sia avvenuta alla fine del periodo di riferimento dello Stato patrimoniale stesso, e cioè al 31 dicembre 2009; il Conto economico presenta i dati nell'assunzione che l'operazione straordinaria sia avvenuta all'inizio del periodo cui si riferisce il Conto economico stesso, vale a dire al 1° gennaio 2009.

(**) il conto economico presenta i dati nell'assunzione che l'operazione straordinaria sia avvenuta all'inizio del periodo cui si riferisce il Conto economico stesso, vale a dire al 1° gennaio 2010, mentre la situazione patrimoniale al 31 dicembre 2010 già rappresenta la realtà del nuovo Gruppo e pertanto non presenta differenze tra i dati del Gruppo IREN civilistici e quelli pro-forma.

PRINCIPI CONTABILI, EMENDAMENTI ED INTERPRETAZIONI EFFICACI DAL 1° GENNAIO 2011

- IAS 32 - *Strumenti finanziari*: esposizione nel bilancio: l'emendamento deve essere applicato modo retrospettivo e riguarda la contabilizzazione dell'emissione di diritti (diritti, opzioni o warrant) denominati in valuta diversa da quella funzionale dell'emittente. In precedenza tali diritti erano contabilizzati come passività da strumenti finanziari derivati; l'emendamento invece richiede che, a determinate condizioni, tali diritti siano classificati a patrimonio netto a prescindere dalla valuta nella quale il prezzo di esercizio è denominato.
- IAS 24 - *Informativa di bilancio sulle parti correlate*: riguarda la semplificazione del tipo di informazioni richieste nel caso di transazioni con parti correlate controllate dallo Stato e chiarisce la definizione di parti correlate.
- IFRIC 14 - *Versamenti anticipati a fronte di una clausola di contribuzione minima dovuta*: consente alle società che versano anticipatamente una contribuzione minima dovuta di riconoscerla come un'attività.
- IFRIC 19 - *Estinzione di una passività attraverso emissione di strumenti di capitale*: fornisce le linee guida circa la rilevazione dell'estinzione di una passività finanziaria attraverso l'emissione di strumenti di capitale. L'interpretazione stabilisce che, se un'impresa rinegozia le condizioni di estinzione di una passività finanziaria ed il suo creditore accetta di estinguerla attraverso l'emissione di azioni dell'impresa, allora le azioni emesse dall'impresa diventano parte del prezzo pagato per l'estinzione della passività finanziaria e devono essere valutate al fair value; la differenza tra il valore contabile della passività finanziaria estinta ed il valore iniziale degli strumenti di capitale emessi deve essere imputata a conto economico nel periodo.

L'adozione dei suddetti principi contabili non ha impatto sulla posizione finanziaria e sul risultato economico del Gruppo.

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

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 produrrà alcun effetto dal punto di vista della valutazione delle poste di bilancio.

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 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 data 20 dicembre 2010 lo IASB ha emesso un emendamento minore allo IAS 12 - *Imposte sul reddito* che chiarisce la determinazione delle imposte differite sugli investimenti immobiliari valutati al fair value. La modifica introduce la presunzione che le imposte differite relative agli investimenti immobiliari valutati al *fair value* secondo lo IAS 40 devono essere determinate tenendo conto che il valore contabile di tale attività sarà recuperato attraverso la vendita. Conseguentemente a tale emendamento il SIC-21 - *Imposte sul reddito - Recuperabilità di un'attività non ammortizzabile rivalutata* non sarà più applicabile. L'emendamento è applicabile in modo retrospettivo dal 1° gennaio 2012.
- 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. Esso fornisce, inoltre, una guida per determinare l'esistenza del controllo laddove sia difficile da accertare. Il principio è applicabile in modo retrospettivo dal 1° gennaio 2013.
- 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 fornisce dei criteri per l'individuazione degli accordi di compartecipazione basati sui diritti e sugli obblighi derivanti dagli accordi piuttosto che sulla forma legale degli stessi e stabilisce come unico metodo di contabilizzazione delle partecipazioni in imprese a controllo congiunto nel bilancio consolidato, il metodo del patrimonio netto. Il principio è applicabile in modo retrospettivo dal 1° gennaio 2013. 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 è applicabile in modo retrospettivo dal 1° gennaio 2013.
- 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. 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 giugno 2011 lo IASB ha emesso un emendamento allo IAS 19 - *Benefici ai dipendenti* che elimina l'opzione di differire il riconoscimento degli utili e delle perdite attuariali con il metodo del corridoio, richiedendo la presentazione nella situazione patrimoniale e finanziaria del deficit o surplus del fondo nella sua interezza, ed 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 rimisurazione in ogni esercizio della passività e attività tra gli Altri utili/(perdite) complessivi. L'emendamento è applicabile in modo retrospettivo dall'esercizio avente inizio dal 1° gennaio 2013.

- In data 19 ottobre 2011 ha emesso l'interpretazione IFRIC 20 - *Stripping cost di una miniera di superficie sostenuti in fase di produzione*; l'interpretazione in oggetto si occupa della contabilizzazione dei costi legati alla rimozione dei rifiuti nella fase di produzione della miniera. L'interpretazione è applicabile dagli esercizi aventi inizio dopo o dal 1° gennaio 2013.
- 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.

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 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 (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 ed 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.

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 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 2011 gli affidamenti bancari a breve termine utilizzati dalla Capogruppo sono pari a 509 milioni di euro.

La tabella sottostante fornisce l'indicazione dei flussi di cassa nominali previsti per l'estinzione delle Passività finanziarie:

	migliaia di euro				
	Valore contabile	Flussi finanziari contrattuali	entro i 12 mesi	1-5 anni	Oltre 5 anni
Debiti per mutui e bond (*)	2.504.183	(2.896.979)	(577.363)	(1.543.171)	(776.445)
Coperture rischio tasso	42.778	(40.701)	(13.946)	(27.397)	642

(*) Il valore contabile include i mutui quota a lungo e quota a breve e non include le differenze cambi

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.

Nei mesi di giugno, luglio e settembre sono stati perfezionati ed utilizzati nuovi finanziamenti a medio termine per complessivi 425 milioni di euro, precisamente 100 milioni di euro con Cassa Depositi e Prestiti, 100 milioni di euro con Mediobanca, 150 milioni di euro con Unicredit e 75 milioni di euro con Banca Regionale Europea.

Nell'ultimo trimestre dell'anno la Banca Europea per gli Investimenti ha inoltre deliberato a favore di Iren 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. Un primo finanziamento per complessivi 240 milioni di euro è stato sottoscritto nel mese di dicembre ed utilizzato per 100 milioni entro il 2011, per 90 milioni a gennaio 2012 e i residui 50 milioni saranno utilizzati nei primi mesi del 2012; il secondo finanziamento per complessivi 200 milioni di euro è stato sottoscritto per una prima tranche di 100 milioni di euro a dicembre e per una seconda tranche di 100 milioni di euro a febbraio 2012, l'utilizzo dei complessivi 200 milioni è previsto nel corso del 2012.

Nell'ambito del Gruppo, la società AES Torino (consolidata al 51%) ha ottenuto nel mese di dicembre 2011 un nuovo finanziamento da un pool bancario per complessivi 250 milioni di euro, inoltre la Banca Europea per gli Investimenti ha deliberato per AES Torino una linea di finanziamento di complessivi 55 milioni di euro da perfezionare con intermediazione bancaria che andrà parzialmente a rimborsare il finanziamento in pool di dicembre. La società OLT Offshore LNG Toscana (consolidata

al 41,71%) ha ottenuto nel corso del 2011 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 50 milioni di euro; il totale finanziamento soci alla società OLT a supporto degli investimenti risulta pari a 520 milioni di euro al 31 dicembre 2011.

Si evidenzia che al 31.12.2011 il debito residuo per mutui risulta contrattualizzato per il 33% a tasso fisso e per il 67% 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 2011, salvo alcune posizioni marginali, tutti i contratti stipulati, volti a limitare l'esposizione al rischio di oscillazione del tasso di interesse, sono stati classificati come *cash flow hedge*, in quanto soddisfano i requisiti per l'applicazione dell'*hedge accounting*.

Il *fair value* complessivo dei suddetti contratti di copertura su tassi di interesse al 31 dicembre 2011 è negativo per 42.778 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 69% 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 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 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 2011.

	migliaia di euro	
	aumento di 100 bps	diminuzione di 100 bps
Incremento (diminuzione) degli oneri finanziari netti	7.575	(7.437)
Incremento (diminuzione) degli oneri da fair value contratti derivati	(271)	(38)
Incremento (diminuzione) della riserva copertura flussi finanziari	30.739	(32.634)

2. RISCHIO DI CREDITO

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

I fattori di rischio relativi ai crediti commerciali sono riconducibili al rischio di aumento dell'anzianità dei crediti, al rischio di insolvibilità ed al rischio di aumento dei crediti sottoposti a procedure concorsuali.

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, 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 ed alle fasce dimensionali di consumo.

Nel corso degli ultimi anni sono stati introdotti, al fine di rafforzare la capacità di analisi e monitoraggio, nuovi strumenti volti all'acquisizione d'informazioni commerciali e delle esperienze di pagamento dei clienti, alla gestione operativa del recupero del credito scaduto, facendo ricorso all'outsourcing delle attività di sollecito telefonico per alcuni segmenti di clientela. Il Gruppo ha avviato e sta 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 deve essere rimborsato qualora il cliente utilizzi come modalità di pagamento la domiciliazione bancaria/postale con l'addebito sul conto corrente.

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

Gli accantonamenti ai fondi svalutazione crediti riflettono, in maniera accurata, i rischi di credito effettivi attraverso la mirata quantificazione dell'accantonamento che prevede l'estrazione dalla banca 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.

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_Actività finanziarie non correnti del bilancio consolidato.

3. RISCHIO ENERGETICO

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

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

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

A dicembre 2010, a copertura del portafoglio energetico del 2011, sono state stipulate due operazioni di derivato su commodity (Commodity swap su indice Gas Release 07) per un nozionale complessivo di 1 TWh e una operazione di derivato su cambio (Average Rate Forward) per 142.777 mila USD. Nel corso del primo semestre 2011 sono poi state eseguite due ulteriori operazioni di derivato su cambio (Average Rate Forward) per complessivi 91.000 mila USD a copertura dell'ultimo trimestre 2011. 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.

Per l'anno 2011 il Gruppo Iren ha inoltre stipulato contratti relativi all'Energia Elettrica sul lato acquisto per 166 GWh con la società Tirreno Power. La stipula di tali contratti, regolati in modo differenziale, serve a garantire le parti contraenti dal rischio di un'eccessiva volatilità del prezzo dell'energia elettrica e non comportano scambio di energia.

Il Fair Value dei contratti in essere al 31 dicembre 2011 è complessivamente positivo e pari a 6.067 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); sono comprese anche 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 2011 è pari a -422 migliaia di euro.

Al 31.12.2011 risulta inoltre un valore positivo di 1.710 mila euro relativo ad un contratto swap EUA-CER.

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 esclusivamente 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.

	31.12.2011		31.12.2010	
	Valore contabile	Fair Value	Valore contabile	Fair Value
Attività per contratti derivati di copertura	473	473	1.989	1.989
Mutui quota non corrente e bond	(2.004.987)	(2.087.892)	(1.799.801)	(1.829.229)
Mutui quota corrente	(499.203)	(568.689)	(159.145)	(213.987)
Passività per contratti derivati di copertura	(43.251)	(43.251)	(26.065)	(26.065)
Totale	(2.546.968)	(2.699.359)	(1.983.022)	(2.067.292)
(Perdita) / Utile non rilevato		(152.391)		(84.270)

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).

31.12.2011	migliaia di euro			Totale
	Livello 1	Livello 2	Livello 3	
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

	migliaia di euro			
31.12.2010	Livello 1	Livello 2	Livello 3	Totale
Attività finanziarie disponibili per la vendita		137	268.424	268.561
Attività finanziarie designate al fair value rilevato a conto economico				-
Investimenti finanziari detenuti per finalità di trading				-
Attività finanziarie derivate		2.423		2.423
Totale attività	-	2.560	268.424	270.984
Passività finanziarie derivate		(29.349)		(29.349)
Totale complessivo	-	(26.789)	268.424	241.635

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*.

Nel livello 3 è ricompresa la partecipazione in Delmi, per un importo pari a 140.273 migliaia di euro il cui valore pur essendo essenzialmente basato sul Patrimonio netto della Società (si veda la nota numero 6 ed i relativi commenti), riflette anche il complesso processo di uscita dal Gruppo Edison della compagine dei Soci Italiani. In relazione a ciò non risulta applicabile e di conseguenza non viene presentata alcuna analisi di sensitività.

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, in corso di implementazione nell'ambito del Gruppo Iren anche sulla base dei modelli implementati nelle realtà ex Iride ed ex Eni, ha come obiettivo la gestione integrata e sinergica dei rischi e segue un processo di gestione che si articola nelle seguenti fasi:

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

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

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. In tale contesto si evidenzia come tra i rischi operativi siano compresi quelli relativi alla scadenza delle concessioni in essere per cui si rimanda al paragrafo Quadro Normativo della Relazione sulla Gestione.

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.

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.).

Ad ulteriore tutela 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 primi 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.

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.gruppolren.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 Enìa, 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. È 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..

Il perimetro di consolidamento fiscale, dal 2011, 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, Immobiliare delle Fabbriche, Nichelino Energia, Enìa Parma, Enìa Piacenza, Enìa 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 2011 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 2011, 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, 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 2011 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.

In particolare è stato stipulato un accordo relativo all'affidamento a Iren S.p.A. da parte di FSU S.r.l. della gestione delle eccedenze temporanee di liquidità, attraverso l'attivazione di un conto corrente intercompany.

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. Relativamente a questi ultimi, sono intercorse trattative con il Comune di Torino per la modifica di alcune clausole contrattuali, tra cui quella relativa al corrispettivo afferente alle attività di manutenzione ordinaria nei contratti in essere. Relativamente ai soli contratti per la gestione degli impianti termici ed elettrici, in scadenza al 31.12.2014, sono intercorse trattative per un nuovo affidamento sino al 31.12.2017. Così come previsto dal Regolamento interno in materia di operazioni con parti correlate, è stato investito l'apposito comitato di amministratori indipendenti che, previa qualificazione delle operazioni da concretizzare con il Comune di Torino come operazioni di minor rilevanza dato che il valore delle medesime non raggiungeva le soglie tali da qualificarle come di maggior rilevanza, con parere scritto in data 13 maggio 2011, si è espresso in senso favorevole sull'interesse della Società al compimento delle suddette operazioni, nonché sulla convenienza e sulla correttezza sostanziale delle relative condizioni. Di detto parere ne hanno preso atto sia il Consiglio di Amministrazione della

controllante quotata Iren S.p.A., sia il Consiglio di Amministrazione della controllata Iride Servizi che ha incaricato il proprio organo delegato a perfezionare i relativi atti/contratti.

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.

RAPPORTI CON ALTRI SOCI-PARTI CORRELATE

Gli Amministratori di Iren a dicembre 2011, in base al "Regolamento Interno in materia di operazioni con parti correlate", hanno qualificato il Gruppo Intesa San Paolo come parte correlata. Essendo stata qualificata come parte correlata solo a fine esercizio, nel presente bilancio come saldi verso parti correlate sono stati esposti i soli saldi patrimoniali verso società del Gruppo Intesa San Paolo esistenti al 31 dicembre 2011. 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.

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 retribuzioni percepite dai *key managers* si rimanda al prospetto dei compensi percepiti da amministratori, sindaci e dirigenti con responsabilità strategiche allegato al bilancio separato di Iren S.p.A..

VII. FATTI DI RILIEVO AVVENUTI DOPO LA CHIUSURA DELL'ESERCIZIO

RIASSETTO DEL GRUPPO EDISON

Il 28 gennaio 2012 il Consiglio di Amministrazione di Iren S.p.A. ha approvato all'unanimità i termini dell'accordo sul riassetto di Edison ed Edipower, a seguito delle ulteriori e positive trattative intercorse con A2A successivamente alla seduta del Consiglio di Amministrazione del 25 gennaio scorso e conformemente a quanto comunicato ai mercati in data 27 dicembre 2011 e 29 dicembre 2011.

Il 15 febbraio 2012 sono stati sottoscritti dalle Parti i contratti definitivi, così come previsto nell'intesa preliminare del 26 dicembre 2011.

Il *closing* dovrà avvenire entro 20 giorni lavorativi dall'avverarsi delle condizioni sospensive e comunque non oltre il 30 Giugno 2012. L'intera operazione è subordinata alla conferma da parte di Consob che il prezzo dell'offerta pubblica di acquisto obbligatoria, conseguente all'acquisizione del controllo di Edison da parte di EDF, non sia superiore ad euro 0,84 per azione.

L'operazione è inoltre subordinata all'approvazione da parte delle competenti autorità Antitrust.

POLO AMBIENTALE INTEGRATO DI PARMA (PAI)

Il 25 gennaio 2012 la sezione di Parma del Tribunale Amministrativo Regionale ha emesso la sentenza con cui ha confermato la regolarità dell'iter autorizzativo adottato per il Polo Ambientale Integrato di Parma e ha riconosciuto che il permesso di costruire è stato rilasciato nell'ambito della procedura autorizzativa e di VIA (Valutazione di Impatto Ambientale), valutando pertanto illegittima l'ordinanza di sospensione dei lavori emessa dal Comune di Parma che, pertanto, è stata annullata.

SINERGIE ITALIANE

Il 28 marzo 2012, si è tenuta l'assemblea di Sinergie Italiane che ha approvato il bilancio per l'esercizio chiuso al 30/9/2011 ed ha deliberato in merito alla copertura della perdita di esercizio e alla successiva ricapitalizzazione che, si prevede, verrà effettuata dai soci Ambiente Energia Brianza, Ascopiave, Blugas ed Iren Mercato, in vista comunque di addivenire, secondo le intenzioni già manifestate dai predetti soci, alla messa in liquidazione volontaria di società.

Una volta eseguite le predette operazioni sul capitale, la compagine sociale avrà la seguente composizione: Ascopiave, Blugas ed Iren Mercato avranno ciascuna il 30,94% di Sinergie Italiane, mentre Ambiente Energia Brianza conserverà l'attuale 7,18%.

VIII. ALTRE INFORMAZIONI

COMUNICAZIONE CONSOB N. DEM/6064293 del 28 luglio 2006

EVENTI E OPERAZIONI SIGNIFICATIVE NON RICORRENTI

In data 27 dicembre 2011 A2A S.p.A., EDF S.A., Delmi S.p.A., Edison S.p.A. e Iren S.p.A. hanno annunciato di aver raggiunto un'intesa per il riassetto societario di Edison S.p.A. e di Edipower S.p.A.. EDF S.A. acquisterà da Delmi S.p.A. il 50% del capitale sociale di Transalpina di Energia S.r.l. (TdE). Per effetto dell'acquisizione, EDF S.A. verrà a detenere l'80,7% del capitale di Edison S.p.A.. Contestualmente Delmi S.p.A. acquisterà il 70% del capitale di Edipower S.p.A., attualmente detenuto da Edison S.p.A. (50%) e da Alpiq S.A. (20%). In particolare EDF S.A. acquisisce da Delmi S.p.A. il 50% di TdE S.r.l., società della quale possiede già il restante 50% e che detiene, a sua volta, il 61,3% del capitale con diritto di voto di Edison S.p.A. ad un prezzo pari a 704 milioni di euro, mentre Delmi S.p.A. acquisisce il 70% di Edipower S.p.A. da Edison S.p.A. (50%) e Alpiq (20%) a un prezzo complessivo di 804 milioni di euro. In tal contesto, seppur non definitivo, si è ritenuta l'operazione altamente probabile e pertanto si è provveduto a svalutare le partecipazioni in Edipower (81.340 migliaia di euro) e Delmi (136.126 migliaia di euro) per adeguare i valori di carico ai valori espressi dall'operazione di riassetto societario di Edison S.p.A. e di Edipower S.p.A.. Per maggiori dettagli si rimanda alla nota 6 "Altre partecipazioni" e alla nota 41 "Rettifica di valore di partecipazioni".

POSIZIONI O TRANSAZIONI DERIVANTI DA OPERAZIONI ATIPICHE E/O INUSUALI

Si precisa che nel corso dell'esercizio 2011 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 3 aprile 2012. 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

ATTIVITÀ NON CORRENTI

NOTA 1_ATTIVITÀ 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 31/12/2011	F.do amm.to al 31/12/2011	Valore netto al 31/12/2011	Costo al 31/12/2010	F.do amm.to al 31/12/2010	Valore netto al 31/12/2010
Terreni	75.984	(1.510)	74.474	74.147	(1.510)	72.637
Fabbricati	337.747	(104.865)	232.882	329.690	(96.110)	233.580
Fabbricati in leasing	6.735	(1.828)	4.907	6.740	(1.625)	5.115
Terreni e Fabbricati	420.466	(108.203)	312.263	410.577	(99.245)	311.332
Impianti e macchinari	2.833.188	(1.112.482)	1.720.706	2.667.371	(1.017.747)	1.649.624
Impianti e macchinari in leasing	1.010	(581)	429	1.011	(476)	535
Impianti e macchinari	2.834.198	(1.113.063)	1.721.135	2.668.382	(1.018.223)	1.650.159
Attrezzature ind.li e comm.li	82.070	(50.038)	32.032	77.522	(45.217)	32.305
Attrezzature ind.li e comm.li in leasing	-	-	-	-	-	-
Attrezzature industriali e commerciali	82.070	(50.038)	32.032	77.522	(45.217)	32.305
Altri beni	117.494	(92.849)	24.645	115.318	(89.137)	26.181
Altri beni in leasing	1.883	(1.535)	348	1.606	(1.384)	222
Altri beni	119.377	(94.384)	24.993	116.924	(90.521)	26.403
Attività materiali in corso ed acconti	747.155	-	747.155	622.332	-	622.332
Totale	4.203.266	(1.365.688)	2.837.578	3.895.737	(1.253.206)	2.642.531

La movimentazione del costo storico delle attività materiali è esposta nella tabella seguente:

	migliaia di euro					
	Saldo iniziale	Variazione area di consoli- damento	Incrementi	Decrementi	Riclassifiche	Saldo finale
Terreni	74.147	-	1.166	(11)	682	75.984
Fabbricati	329.690	-	4.623	(4.083)	7.517	337.747
Fabbricati in leasing	6.740	-	-	(5)	-	6.735
Terreni e Fabbricati	410.577	-	5.789	(4.099)	8.199	420.466
Impianti e macchinari	2.667.371	-	84.369	(17.944)	99.392	2.833.188
Impianti e macchinari in leasing	1.011	-	-	(1)	-	1.010
Impianti e macchinari	2.668.382	-	84.369	(17.945)	99.392	2.834.198
Attrezzature ind.li e comm.li	77.522	(36)	5.885	(1.411)	110	82.070
Attrezzature ind.li e comm.li in leasing	-	-	-	-	-	-
Attrezzature industriali e commerciali	77.522	(36)	5.885	(1.411)	110	82.070
Altri beni	115.318	(85)	6.300	(4.313)	274	117.494
Altri beni in leasing	1.606	-	305	(28)	-	1.883
Altri beni	116.924	(85)	6.605	(4.341)	274	119.377
Attività materiali in corso ed acconti	622.332	-	226.808	(1.204)	(100.781)	747.155
Totale	3.895.737	(121)	329.456	(29.000)	7.194	4.203.266

Il saldo della colonna variazione area di consolidamento, pari a 121 migliaia di euro, si riferisce al deconsolidamento della joint venture in Acque Potabili Siciliane.

Il saldo della colonna riclassifiche, pari a 7.194 migliaia di euro, si riferisce al trasferimento da attività immateriali ad attività materiali dei cespiti del ramo Servizio Idrico Integrato non rientranti nell'ambito di applicazione dell'IFRIC 12.

La movimentazione del fondo ammortamento delle attività materiali è esposta nella tabella seguente:

	Saldo iniziale	Variazione area di consolidamento	Amm.to del periodo	Decrementi	Riclassifiche	Saldo finale
F.do amm.to terreni	(1.510)	-	-	-	-	(1.510)
F.do amm.to fabbricati	(96.110)	-	(9.846)	1.474	(383)	(104.865)
F.do amm.to fabbricati in leasing	(1.625)	-	(203)	-	-	(1.828)
F.do amm.to fabbricati	(99.245)	-	(10.049)	1.474	(383)	(108.203)
F.do amm.to impianti e macchinari	(1.017.747)	-	(111.756)	17.023	(2)	(1.112.482)
F.do amm.to impianti e macchinari in leasing	(476)	-	(90)	-	(15)	(581)
F.do amm.to impianti e macchinari	(1.018.223)	-	(111.846)	17.023	(17)	(1.113.063)
F.do amm.to attrezz. ind.li e comm.li	(45.217)	7	(6.096)	1.253	15	(50.038)
F.do amm.to attrezz. ind.li e comm.li in leasing	-	-	-	-	-	-
F.do amm.to attrezz. Ind.li e comm.li	(45.217)	7	(6.096)	1.253	15	(50.038)
F.do amm.to altri beni	(89.137)	32	(8.148)	4.404	-	(92.849)
F.do amm.to altri beni in leasing	(1.384)	-	(165)	14	-	(1.535)
F.do amm.to altri beni	(90.521)	32	(8.313)	4.418	-	(94.384)
Totale	(1.253.206)	39	(136.304)	24.168	(385)	(1.365.688)

Il saldo della colonna variazione area di consolidamento, pari a 39 migliaia di euro, si riferisce al deconsolidamento della joint venture in Acque Potabili Siciliane.

Il saldo della colonna riclassifiche, pari a 385 migliaia di euro, si riferisce al trasferimento da attività immateriali ad attività materiali dei cespiti del ramo Servizio Idrico Integrato non rientranti nell'ambito di applicazione dell'IFRIC 12.

Terreni e fabbricati

Tale voce include principalmente i fabbricati industriali connessi agli impianti del gruppo, i fabbricati di proprietà relativi alla sede aziendale ed alle sedi territoriali e i connessi terreni.

Impianti e macchinari

Sono inclusi in questa voce i costi relativi agli impianti di produzione di energia elettrica, agli impianti di produzione calore, alle reti di distribuzione dell'energia elettrica, alle reti di distribuzione gas, alle reti di distribuzione calore e agli impianti riferibili ai servizi ambientali. Tra i beni relativi agli impianti di produzione di energia elettrica sono comprese le opere gratuitamente devolvibili.

Gli investimenti dell'esercizio, pari a 84.369 migliaia di euro, si riferiscono principalmente a:

- estensione della rete del teleriscaldamento, comprensiva delle sottostazioni di scambio termico, dei misuratori e delle apparecchiature di telelettura, delle città di Torino, Nichelino e dell'Emilia per 46.186 migliaia di euro;
- posa di contatori elettronici per clienti finali biorari e nuovi allacci alla rete di distribuzione di energia elettrica per 14.438 migliaia di euro;
- repowering degli impianti della Valle Orco per 4.069 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.

Gli investimenti dell'esercizio, pari a 6.605 migliaia di euro, si riferiscono principalmente all'acquisto di nuovi automezzi e autovetture e di nuovo hardware.

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 (296.874 migliaia di euro), OLT (276.349 migliaia di euro) e del Polo Ambientale Integrato di Parma (98.349 migliaia di euro). Gli investimenti dell'esercizio, pari a 226.808 migliaia di euro, si riferiscono principalmente a:

- costruzione della centrale di cogenerazione di Torino Nord per 109.283 migliaia di euro;
- repowering degli impianti della Valle Orco per 7.454 migliaia di euro;
- impianti di produzione calore del polo energetico di Reggio Emilia per 4.547 migliaia di euro;
- sviluppo della rete di trasporto e distribuzione del calore per 5.217 migliaia di euro;
- avanzamento del progetto del Polo Ambientale Integrato dell'Emilia per 55.582 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 20.889 migliaia di euro.

Per maggiori informazioni in merito agli investimenti del periodo si rinvia al relativo paragrafo della Relazione sulla gestione.

Gli ammortamenti ordinari del 2011, pari a complessivi 136.498 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 il gruppo detiene beni acquisiti con contratti di leasing finanziario per un valore di 5.684 migliaia di euro (5.872 migliaia di euro al 31 dicembre 2010), relativi principalmente a fabbricati industriali.

Si segnala, infine, che non vi sono attività materiali concesse a garanzia di passività.

NOTA 2 INVESTIMENTI IMMOBILIARI

La tabella che segue evidenzia la composizione della voce in questione:

	migliaia di euro					
	Costo al 31/12/2011	F.do ammt al 31/12/2011	Valore netto al 31/12/2011	Costo al 31/12/2010	F.do amm. to al 31/12/2010	Valore netto al 31/12/2010
Terreni	260	-	260	446	-	446
Fabbricati	2.826	(1.143)	1.683	3.494	(1.253)	2.241
Totale	3.086	(1.143)	1.943	3.940	(1.253)	2.687

Gli importi indicati sono relativi, oltre ad investimenti immobiliari delle controllate Mediterranea delle Acque (293 migliaia di euro) e Immobiliare delle Fabbriche (664 migliaia di euro), al pro quota degli investimenti immobiliari della Società Acque Potabili consolidata proporzionalmente (pari a 986 migliaia di euro) ed attengono principalmente a fabbricati detenuti al fine di ottenere canoni di locazione.

NOTA 3 ATTIVITÀ 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 31/12/2011	F.do amm.to al 31/12/2011	Valore netto al 31/12/2011	Costo al 31/12/2010	F.do amm. to al 31/12/2010	Valore netto al 31/12/2010
Costi di sviluppo	524	(475)	49	524	(424)	100
Diritti brevetto industriale e utilizzo opere dell'ingegno	47.882	(29.254)	18.628	38.451	(23.006)	15.445
Concessioni, licenze, marchi e diritti simili	1.628.134	(517.777)	1.110.357	1.502.879	(462.714)	1.040.165
Altre immobilizzazioni immateriali	112.208	(59.041)	53.167	66.763	(50.711)	16.052
Immobilizzazioni in corso e acconti	98.568	-	98.568	96.696	-	96.696
Totale	1.887.316	(606.547)	1.280.769	1.705.313	(536.855)	1.168.458

La movimentazione del costo storico delle attività immateriali è esposta nella tabella seguente:

	migliaia di euro						
	Saldo iniziale	Variazione area di consolidamento	Incrementi	Decrementi	Riclassifiche	Svalutazione del periodo	Saldo Finale
Costi di sviluppo	524	-	-	-	-	-	524
Diritti brevetto industriale e utilizzo opere dell'ingegno	38.451	(27)	5.823	(9)	3.644	-	47.882
Concessioni, licenze, marchi e diritti simili	1.502.879	(1.889)	99.871	(3.645)	30.918	-	1.628.134
Altre immobilizzazioni immateriali	66.763	-	49.786	(283)	1.721	(5.779)	112.208
Immobilizzazioni in corso e acconti	96.696	(1.300)	48.164	(134)	(44.858)	-	98.568
Totale	1.705.313	(3.216)	203.644	(4.071)	(8.575)	(5.779)	1.887.316

Il saldo della colonna variazione area di consolidamento, pari a 3.216 migliaia di euro, si riferisce al deconsolidamento della joint venture in Acque Potabili Siciliane.

Il saldo della colonna riclassifiche, pari a 8.575 migliaia di euro, si riferisce per 7.194 al trasferimento da attività immateriali ad attività materiali dei cespiti del ramo Servizio Idrico Integrato non rientranti nell'ambito di applicazione dell'IFRIC 12 e per 1.381 migliaia di euro al trasferimento da attività immateriali ad attività destinate ad essere cedute relative al Servizio Idrico Integrato svolto nei comuni del Lazio dalla joint venture in Società Acque Potabili.

Il saldo della colonna svalutazione del periodo è costituito principalmente dall'adeguamento del valore delle quote di emissione (emission trading) al fair value.

La movimentazione del fondo ammortamento delle attività immateriali è esposta nella tabella seguente:

	migliaia di euro					
	Saldo iniziale	Variazione area di consolidamento	Amm.to del periodo	Decrementi	Riclassifiche	Saldo Finale
F.amm.to costi di sviluppo	(424)	-	(51)	-	-	(475)
F.amm.to dir. brevetto ind.le e utilizzo opere dell'ing.	(23.006)	7	(6.322)	7	60	(29.254)
F.amm.to concessioni, licenze, marchi e diritti simili	(462.714)	149	(58.050)	2.311	527	(517.777)
F. amm.to altre immobilizzazioni immateriali	(50.711)	-	(8.492)	231	(69)	(59.041)
Totale	(536.855)	156	(72.915)	2.549	518	(606.547)

Il saldo della colonna variazione area di consolidamento, pari a 156 migliaia di euro, si riferisce al deconsolidamento della joint venture in Acque Potabili Siciliane.

Il saldo della colonna riclassifiche, pari a 518 migliaia di euro, si riferisce per 385 migliaia di euro al trasferimento da attività immateriali ad attività materiali dei cespiti del ramo Servizio Idrico Integrato non rientranti nell'ambito di applicazione dell'IFRIC 12 e per 133 migliaia di euro al trasferimento da attività immateriali ad attività destinate ad essere cedute relative al Servizio Idrico Integrato svolto nei comuni del Lazio dalla joint venture in Società Acque Potabili.

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 131.651 migliaia di euro (132.117 migliaia di euro al 31 dicembre 2010), 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 10.441 migliaia di euro (allocato sulla CGU infrastrutture energetiche in particolare reti elettriche);
- sulle quote azionarie di Enia Energia (ora fusa in Iren Mercato) acquisite da Sat Finanziaria S.p.A. e da Edison per un importo di 16.731 migliaia di euro (allocato sulla CGU mercato).

L'avviamento viene considerato un'attività immateriale a vita utile indefinita e pertanto non risulta ammortizzato, ma sottoposto almeno annualmente ad impairment test al fine di verificare la recuperabilità del valore iscritto a bilancio.

La struttura del test di impairment del Gruppo Iren risulta organizzata su 2 livelli:

- Per Unità generatrici di cassa, corrispondenti ai settori di attività rappresentati nella premessa delle presenti note, sulla base dell'ipotesi di Piano industriale prospettico del Gruppo. Tale metodologia consente la verifica più efficace degli avviamenti e dei piani di investimento futuri e fornisce un'analisi omogenea alle informazioni comunicate al mercato. In particolare le Unità generatrici di cassa sono rappresentate da Infrastrutture energetiche, Generazione, Mercato, Servizio Idrico Integrato, Ambiente, 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. 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 più recenti ed estese per un periodo di cinque anni o maggiore qualora la specificità del business lo richieda, 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 (il valore finale dovrebbe essere compreso tra le 6 e le 8 volte dell'EBITDA di uscita).

Il tasso di attualizzazione è definito del costo medio ponderato pre tax del capitale (WACC) ed è compreso nel range 6,4% - 7,4% 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.

L'impairment test effettuato al 31 dicembre 2011 sulle Unità generatrici di cassa, corrispondenti ai settori di attività rappresentati nella premessa delle presenti note, non ha evidenziato perdite di valore.

Sensibilità ai cambiamenti degli assunti di base

Eventuali cambiamenti degli assunti di base potrebbero comportare una perdita per riduzione di valore. In particolare gli amministratori hanno identificato il costo medio ponderato pre tax del capitale (WACC) per il quale un incremento è ragionevolmente possibile che porterebbe ad una riduzione del valore recuperabile al di sotto del valore contabile.

Gli Amministratori ritengono significativo illustrare nella tabella seguente le variazioni che occorrerebbe fare al costo medio ponderato pre tax del capitale affinché il valore recuperabile sia pari al valore contabile per le CGU Generazione e Servizio Idrico Integrato.

	Incremento WACC necessario affinché il valore contabile sia pari al valore recuperabile
CGU Generazione	1,33
CGU Servizio Idrico integrato	1,98

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.

La perdita di valore relativa agli avviamenti al 31 dicembre 2011 pari a 466 migliaia di euro deriva principalmente da quanto recepito dal consolidamento proporzionale della joint venture Società Acque Potabili.

Per maggiori informazioni sugli impairment test effettuati sulla partecipazione valutata con il metodo del patrimonio netto Edipower e sulla partecipazione disponibile per la vendita Delmi si rimanda alla nota 6 "Altre partecipazioni". Per maggiori informazioni sugli impairment test effettuati sulle altre partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto si rimanda alla nota 5.

NOTA 5 PARTECIPAZIONI VALUTATE CON IL METODO DEL PATRIMONIO NETTO

Le partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto sono partecipazioni in imprese collegate possedute dal Gruppo e ammontano a 230.818 migliaia di euro (324.106 migliaia di euro al 31 dicembre 2010).

L'elenco delle società valutate con il metodo del patrimonio netto appartenenti al Gruppo al 31 dicembre 2011 è riportato in allegato.

Le variazioni intervenute nell'esercizio sono presentate nella tabella esposta nel seguito:

	migliaia di euro							
	31/12/2010	Riclassifiche	Incrementi (Decrementi)	Risultati del periodo	Svalutazioni	Dividendi	Valutazioni con effetto diretto a PN	31/12/2011
A2A Alfa	744	-	-	978	-	-	-	1.722
ABM Next	300	-	-	-	-	(46)	-	254
Aciam	315	-	-	(11)	-	-	-	304
Acos	6.865	-	-	759	-	(165)	-	7.459
Acos Energia	277	-	-	502	-	-	-	779
Acquaenna	1.380	-	-	-	-	-	-	1.380
Acqueinforma	5	-	-	-	-	-	-	5
Aguas de San Pedro	4.260	-	-	748	-	-	106	5.114
Aiga	308	-	-	27	-	-	-	335
Alegas	1.381	-	(1.381)	-	-	-	-	-
Amat	5.619	-	-	22	(2.644)	-	-	2.997
Amat Energia	2	-	2	(1)	(3)	-	-	-
Amter	679	-	-	131	-	(89)	-	721
Asa	11.883	-	-	452	-	-	(2.102)	10.233
Asmt Servizi Industriali	5.887	-	-	46	(2.284)	-	-	3.649
Atena	8.334	-	-	700	-	-	-	9.034
Bt Enìa tlc	6.834	(2.110)	(4.996)	272	-	-	-	-
Castel	433	-	-	-	-	-	-	433
Ceppo	254	-	(254)	-	-	-	-	-
Consorzio Servizi Integrati	50	-	-	-	-	-	-	50
Domus Acqua	28	-	-	-	-	-	-	28
Edipower	220.509	-	-	8.725	(81.340)	(4.266)	1.372	145.000
Fingas	8.193	-	-	(22)	-	-	-	8.171
Gas Energia	735	-	-	75	-	-	-	810
Gesam Gas	6.956	(6.770)	-	-	-	(186)	-	-
Gica	131	-	-	-	-	-	(131)	-
Global Service	6	-	-	-	-	-	-	6
Il tempio	32	-	-	-	-	-	-	32
Iniziative Ambientali	438	-	-	22	-	-	-	460
Livorno Holding	6	-	-	-	(6)	-	-	-
Mestni Plinovodi	9.227	-	-	147	-	-	-	9.374
Mondo Acqua	142	-	-	-	-	-	-	142
Plurigas	19.169	-	-	7.520	-	(5.580)	(2.205)	18.904
Rio Riazzone	229	-	-	(9)	-	-	-	220
S.M.A.G.	-	-	36	(30)	-	-	-	6
Salerno Energia Vendite	1.164	-	-	627	-	(230)	-	1.561
Sea Power & Fuel	3	-	6	-	-	-	-	9
Sinergie Italiane	-	-	-	-	-	-	-	-
Sosel	508	-	-	157	-	(22)	-	643
Tirana Acque	47	-	-	-	-	-	-	47
Valle Dora Energia	498	-	-	-	-	-	-	498
Veia Energia e Ambiente	274	-	-	164	-	-	-	438
TOTALE	324.105	(8.880)	(6.587)	22.001	(86.277)	(10.584)	(2.960)	230.818

Edipower è considerata un'impresa collegata, anche se la percentuale di partecipazione è inferiore al 20%, in quanto si ritiene che Iren eserciti un'influenza notevole a seguito degli accordi e dei contratti di tolling agreement in vigore tra i soci. A seguito del riassetto Edison/Edipower e sulla base dei dati di perizia si è provveduto a svalutare la partecipazione per 81.340 migliaia di euro. Per maggiori dettagli si rimanda alla successiva nota 6 "Altre partecipazioni".

Gli impairment test effettuati sul valore delle altre società collegate ha evidenziato una perdita di valore per Amat (2.644 migliaia di euro) e ASMT Servizi Industriali (2.284 migliaia di euro) in quanto gli amministratori hanno ritenuto che il valore recuperabile di tali partecipazioni fosse inferiore al valore di carico.

Relativamente alla partecipazione in Sinergie Italiane si segnala l'accantonamento a fondo rischi pari a 25.804 migliaia di euro dovuto al risultato negativo di periodo della società. Per maggiori dettagli si rimanda alla nota 20 Fondi per rischi ed oneri.

La partecipazione in Gesam Gas è stata riclassificata tra le attività destinate ad essere cedute in quanto nel mese di febbraio 2012 si è perfezionata la cessione della stessa.

Nel corso dell'esercizio il gruppo ha ceduto parte delle quote che deteneva nella società BT Enia. Al 31 dicembre il Gruppo detiene ancora il 12,01% delle quote della società che è stata quindi riclassificata nella voce "Altre Partecipazioni".

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, ad eccezione di Delmi, 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 2011 è riportato in allegato.

Le variazioni intervenute nell'esercizio sono presentate nella tabella esposta nel seguito:

	migliaia di euro				
	31/12/2010	Incrementi (Decrementi)	Rettifiche di valore	Riclassifiche	31/12/2011
Acque Potabili Siciliane	20	-	-	-	20
Agenzia Parma Energia	3	(3)	-	-	-
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 SPA	13	-	-	-	13
Consorzio Leap	10	-	-	-	10
Consorzio Prometeo	2	(2)	-	-	-
Consorzio Topix	5	-	-	-	5
Cosme	2	-	-	-	2
CSP Innovazione nelle ICT	28	-	-	-	28
Delmi	267.834	-	(127.562)	-	140.272
Energia Italiana	12.928	-	-	-	12.928
Environment Park	397	2	-	-	399
IAM SPA	25	-	-	-	25
Nord Ovest Servizi	780	-	-	-	780
RE Innovazione	8	-	-	-	8
Rupe	10	-	-	-	10
Sarmato Energia	777	(777)	-	-	-
SDB Società di biotecnologie	13	(3)	-	-	10
SI.RE	15	-	-	-	15
Sogea	2	-	-	-	2
Stadio di Albaro	27	-	-	-	27
T.I.C.A.S.S.	4	-	-	-	4
TOTALE	296.250	(783)	(127.562)	2.110	170.015

Con riferimento alla definizione del fair value della partecipazione in Delmi S.p.A. gli Amministratori di Iren evidenziano quanto di seguito esposto.

Come indicato anche nel Bilancio al 31 dicembre 2010, l'attività classificata come disponibile per la vendita Delmi non risulta quotata in un mercato attivo. Nel corso del 2011 è proseguita un'intensa attività negoziale volta alla conferma della volontà espressa dagli amministratori di Iren di dare una completa valenza industriale all'operazione in questione. In particolare:

- In data 27 dicembre 2011 A2A S.p.A., EDF S.A., Delmi S.p.A., Edison S.p.A. e Iren S.p.A. hanno annunciato di aver raggiunto un'intesa per il riassetto societario di Edison S.p.A. e di Edipower S.p.A.. EDF S.A. acquisterà da Delmi S.p.A. il 50% del capitale sociale di Transalpina di Energia S.r.l. (TdE). Per effetto dell'acquisizione, EDF S.A. verrà a detenere l'80,7% del capitale di Edison S.p.A.. Il corrispettivo dell'acquisizione del 50% di TdE S.r.l. è stabilito sulla base di un prezzo di 0,84 euro per azione Edison S.p.A., al netto della quota di competenza dell'indebitamento della società. Contestualmente Delmi S.p.A. acquisterà il 70% del capitale di Edipower S.p.A., attualmente detenuto da Edison S.p.A. (50%) e da Alpiq S.A. (20%), ad un prezzo pari rispettivamente a 600 milioni di euro e 200 milioni di euro. Questa operazione rappresenta lo snodo di un percorso iniziato nel 2005 con l'acquisizione congiunta del gruppo Edison da parte di A2A (e degli altri soci di Delmi) e di EDF. Da tali accordi nasceranno due importanti poli energetici in Italia che, grazie alla stabilizzazione organizzativa e al rilancio delle attività, contribuiranno alla ripresa dello sviluppo economico del Paese, generando valore su tutto il territorio e offrendo nuovo impulso al tessuto produttivo italiano.
- In data 30 gennaio 2012 il Comitato Soci, l'Assemblea e il Consiglio di Amministrazione di Delmi S.p.A. hanno approvato all'unanimità l'operazione che prevede la cessione a EDF S.A. della propria quota in TdE S.r.l. (holding che possiede il 61% di Edison S.p.A.) e l'acquisto da Edison S.p.A. e Alpiq S.A. del 70% di Edipower S.p.A., conformemente agli accordi del 26 dicembre 2011.
- In data 15 febbraio 2012 A2A S.p.A., Delmi S.p.A., EDF S.A., Edison S.p.A. e Alpiq hanno sottoscritto i contratti definitivi previsti dall'accordo preliminare del 26 dicembre 2011 relativo al riassetto delle partecipazioni azionarie in Edison S.p.A. ed Edipower S.p.A..
- In particolare Delmi S.p.A. acquisisce il 70% di Edipower S.p.A. da Edison S.p.A. (50%) e Alpiq (20%) a un prezzo complessivo di 804 milioni di euro. EDF S.A. acquisisce da Delmi S.p.A. il 50% di TdE S.r.l., società della quale possiede già il restante 50% e che detiene, a sua volta, il 61,3% del capitale con diritto di voto di Edison S.p.A. ad un prezzo pari a 704 milioni di euro. Sono stati inoltre concordati gli elementi principali di un contratto di fornitura gas da Edison S.p.A. a Edipower S.p.A. che coprirà il 50% dei fabbisogni di Edipower S.p.A. stessa per un periodo di 6 anni a condizioni di mercato.

Sulla base di quanto evidenziato in precedenza il Bilancio al 31 dicembre 2011 di Delmi, approvato dal CdA in data 16 marzo 2012, espone la valutazione di TdE come esplicitato nel seguito:

- La partecipazione detenuta in Transalpina di Energia S.r.l. è stata valutata considerando complessivamente gli accordi sottoscritti tra Delmi S.p.A., A2A S.p.A. e EDF S.A. come descritti in precedenza.
- Gli amministratori hanno ritenuto che pur essendo i prezzi definiti indipendentemente l'uno dall'altro tramite negoziazioni distinte, le due operazioni in esame si inseriscono in un unico accordo quadro, all'interno di un disegno strategico univoco, e pertanto non esisterebbero l'una indipendentemente dall'altra.
- Tenuto conto di quanto sopra e del fatto che a fine 2011 gli organi di governance delle società interessate avevano già sostanzialmente definito il riassetto in oggetto, in linea di principio risulta corretto procedere già nel bilancio al 31 dicembre 2011 ad una contabilizzazione unitaria delle due operazioni in quanto tale soluzione permette di cogliere la sostanza dell'accordo.
- Il conseguente trattamento contabile, così come previsto dai principi contabili internazionali, ha quindi portato a considerare nel bilancio al 31 dicembre 2011 il 70% del fair value di Edipower S.p.A., al netto del futuro esborso finanziario che avverrà al closing, quale valore di carico da attribuire alla partecipazione del 50% di Transalpina di Energia S.r.l..
- L'approvazione del riassetto di Edison S.p.A. costituisce un potenziale impairment indicator della partecipazione del 50% detenuta da TdE. Ne consegue la necessità di svolgere l'impairment test ai sensi dello IAS 36 di detta partecipazione. Ai fini della determinazione del valore recuperabile si è tenuto conto di tutti i flussi derivanti dagli accordi di riassetto considerati in modo unitario, come di seguito specificato:
 1. Cessione della partecipazione di TdE (cash-in 704 milioni di euro);
 2. Acquisto del 70% di Edipower S.p.A (cash-out 804 milioni di euro);
 3. Flussi di entrata derivanti dalla acquisizione della partecipazione di Edipower S.p.A., assunti pari al 70% del fair value della stessa così come determinato da un perito (70% del valore di 1.450 milioni di euro, pari quindi a 1.015 milioni di euro).

- Per quanto riguarda i contratti di approvvigionamento di gas Delmi ritiene che gli stessi non influiscano sul valore recuperabile in quanto saranno conclusi a prezzi di mercato.
- In particolare, il calcolo del fair value di Edipower S.p.A. è stato svolto basandosi sulle proiezioni dei flussi finanziari delle previsioni settennali (2012-2019) predisposte dal management di Edipower. Il perito ha utilizzato quale metodo principale di valutazione quello Finanziario, in particolare del Unlever Discount Cash Flow, procedendo ad attualizzare i flussi espliciti maggiorati di un terminal value, determinato attraverso la stima di un flusso di cassa operativo derivante dalla media dei flussi di circolante risultanti dal piano 2012-2019 rettificato del valore degli investimenti non discrezionali necessari per mantenere le normali condizioni di operatività aziendale. Nella definizione del terminal value si è considerato un tasso crescita variabile dallo 0% all'1% e il tasso di attualizzazione (WACC) utilizzato per attualizzare i flussi di cassa è stato pari al 7%.
- Dai risultati ottenuti il valore di Edipower S.p.A. è stato stimato in un intervallo compreso fra 1.455,6 e 1.639,1 milioni di euro. Il perito ha inoltre effettuato un'ulteriore valutazione di controllo per mezzo del metodo dei Multipli da cui è emerso un valore di Edipower S.p.A. incluso tra 1.115,4 e 1.469,8 milioni di euro.
- In conclusione, il perito ha stimato il valore di Edipower S.p.A. in un intervallo compreso tra i valori medi di 1.300 e 1550 milioni di euro.
- Delmi, nella scelta del criterio di valutazione da adottare, ha considerato come il criterio fondato sulla stima dei flussi di risultato, che potranno essere generati da Edipower S.p.A., consente di rendere esplicito il valore che il piano previsionale può apportare in ipotesi di going concern aziendale. L'applicazione di criteri di mercato, e in particolare dei multipli di borsa, risente invece, in questo particolare momento storico, di elementi di natura congiunturale e il perdurare della situazione di crisi ha comportato una crescente volatilità dei prezzi delle società comparabili.
- In relazione a quanto esposto, la scelta degli Amministratori di Delmi si è indirizzata verso il valore minimo dell'intervallo evidenziato dalla valorizzazione con il metodo finanziario, cioè 1.450 milioni di euro. Tale importo rappresenta fra l'altro il valore mediano delle valutazioni effettuate con le due metodologie ed è quindi compatibile con il metodo dei Multipli.
- Per tutto quanto precede il valore recuperabile è stato determinato in 915 milioni di euro. Ne deriva quindi un impatto complessivo a conto economico di 851 milioni di euro che porta il Patrimonio Netto di Delmi al 31 dicembre 2011 a 935 milioni di euro.

Sulla base di quanto evidenziato gli amministratori di Iren ritengono corretto utilizzare tali informazioni per definire un modello di determinazione del Fair value, che meglio rappresenta la destinazione dell'investimento in Delmi e gli obiettivi strategici di medio termine. In particolare appare corretto determinare il fair value della partecipazione detenuta in Delmi al 31 dicembre 2011 sulla base dell'interessenza di Iren nel Patrimonio netto della Società. Il patrimonio netto di Delmi, infatti, riflette per effetto di quanto riportato la conseguente valutazione al fair value dell'unico asset detenuto, vale a dire TdE.

Applicando la metodologia descritta emerge una riduzione pari a 136.126 migliaia di Euro, rispetto al valore di iscrizione iniziale, pari al costo di 276.399 migliaia di Euro. Gli amministratori ritengono tale ammontare significativo sulla base di quanto previsto dallo IAS 39 al paragrafo 61. Conseguentemente l'intero importo, che include la "Riserva di fair value" negativa iscritta nel bilancio al 31.12.2010 per 8,5 milioni di euro, viene addebitato al conto economico senza l'iscrizione di alcuna posta di fiscalità differita come conseguenza di quanto previsto dal comma 1 dell'art 101 del TUIR. Coerentemente con quanto riportato in precedenza si è inoltre provveduto ad adeguare il valore della partecipazione detenuta dal Gruppo in Edipower, pari al 10%, alla quota parte dei valori espressi dalla suddetta perizia (145 milioni di euro).

L'intera operazione rimane subordinata alla conferma da parte di Consob che il prezzo di offerta pubblica d'acquisto obbligatoria, conseguente all'acquisizione del controllo di Edison S.p.A. da parte di EDF S.A., sia non superiore a 0,84 euro per azione. L'operazione è inoltre subordinata all'approvazione da parte delle competenti autorità Antitrust. Il closing dovrà avvenire non oltre il 30 giugno 2012.

NOTA 7 ATTIVITÀ FINANZIARIE NON CORRENTI

La voce pari a 132.299 migliaia di euro (88.388 migliaia di euro al 31 dicembre 2010) 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.

	migliaia di euro	
	31/12/2011	31/12/2010
Fondo mobiliare chiuso "Maestrale"	-	137
Titoli a cauzione presso Enti	36	38
Totale	36	175

I titoli a cauzione presso Enti sono classificati come investimenti posseduti fino alla scadenza e sono valutati al costo ammortizzato.

Crediti finanziari e fair value strumenti derivati

	migliaia di euro	
	31/12/2011	31/12/2010
Crediti finanziari non correnti vs Joint Venture	-	45
Crediti finanziari non correnti vs Collegate	812	1.027
Crediti finanziari non correnti vs soci parti correlate	127.468	81.289
Crediti finanziari non correnti per leasing	130	501
Crediti finanziari non correnti vs altri	3.380	3.362
Fair value contratti derivati quota non corrente	473	1.989
Totale	132.263	88.213

I crediti finanziari verso collegate, pari a 812 migliaia di euro, si riferiscono a crediti verso le società AIGA, ABM Next e Acquarena i cui singoli importi non sono significativi.

I crediti verso soci parti correlate riguardano crediti verso il Comune di Torino sui quali maturano interessi a favore del Gruppo e 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 244.507 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	
	31/12/2011	31/12/2010
Crediti commerciali per servizi per fatture emesse	19.904	29.686
Crediti commerciali per servizi per fatture da emettere	6.190	1.709
Crediti commerciali per forniture di energia elettrica e altro	15.917	9.450
Fondo svalutazione crediti	(6.750)	(6.750)
Totale crediti commerciali	35.261	34.095
Crediti finanziari in conto corrente quota non corrente	127.468	81.289
Totale crediti finanziari non correnti	127.468	81.289
Crediti finanziari in conto corrente quota corrente	70.000	118.000
Crediti finanziari per interessi fatturati	8.090	11.753
Crediti finanziari per interessi da fatturare	3.688	3.337
Totale crediti finanziari correnti	81.778	133.090
Totale	244.507	248.474

Il saldo dei crediti commerciali verso il Comune di Torino è aumentato di circa 1.166 migliaia di euro (al netto del fondo svalutazione crediti) e il saldo dei crediti finanziari correnti e non correnti è diminuito di 5.133 migliaia di euro. L'esposizione complessiva del Gruppo Iren nei confronti del Comune di Torino è pertanto scesa rispetto al 31 dicembre 2010 di 3.967 migliaia di euro.

La situazione dei crediti verso il Comune è stata costantemente monitorata da parte della Società

unitamente ai funzionari preposti del Comune stesso, affinché venissero adottati idonei provvedimenti allo scopo di consentire il ripianamento.

In conseguenza di ciò, da una valutazione effettuata da parte degli Amministratori, si ritiene che la parte dei crediti finanziari esigibili entro l'esercizio successivo sia pari a circa 70.000 migliaia di euro, la restante parte dei crediti finanziari verso il Comune è stata pertanto esposta nei Crediti finanziari non correnti (127.468 migliaia di euro).

La suddetta ripartizione dei crediti è coerente con le azioni di riduzione del credito che la società ha intrapreso nel corso del 2011.

La riduzione delle suddette attività finanziarie rispetto al 31 dicembre 2010 è riconducibile alle azioni intraprese in conformità alle intese intercorse fra Iride Servizi S.p.A. ed il Comune di Torino nel corso del 2010, che prevedevano:

- la stabilizzazione del credito, assumendo la sostanziale uguaglianza dei flussi di fatturazione e relativi pagamenti;
- la riduzione progressiva dello stock del debito della Città, attraverso interventi ordinari e straordinari posti in essere dall'Amministrazione Comunale.

I crediti finanziari verso società di leasing sono relativi ad un contratto di leasing finanziario stipulato nell'esercizio 2004 che riguarda la concessione della centrale tecnologica di refrigerazione Lingotto situata in Torino. La durata di tale contratto è di 9 anni. La quota non corrente ammonta a 130 migliaia di euro (501 migliaia di euro al 31 dicembre 2010) mentre quella corrente esposta tra le attività finanziarie correnti ammonta a 371 migliaia di euro (344 migliaia di euro al 31 dicembre 2010)

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 473 migliaia di euro (1.989 migliaia di euro al 31 dicembre 2010) e per il commento relativo si rimanda al paragrafo "Risk management", capitolo V.

NOTA 8 ALTRE ATTIVITÀ NON CORRENTI

Il dettaglio è evidenziato nella tabella seguente:

	migliaia di euro	
	31/12/2011	31/12/2010
Depositi cauzionali	2.730	7.663
Crediti di natura tributaria oltre 12 mesi	1.858	1.990
Altre attività non correnti	8.949	5.652
Ratei e risconti attivi non correnti	14.289	14.158
Totale	27.826	29.463

I crediti di natura tributaria oltre i 12 mesi comprendono 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 174.850 migliaia di euro (134.046 migliaia di euro al 31 dicembre 2010) e si riferiscono alla fiscalità anticipata derivante da componenti di reddito fiscalmente deducibili nei futuri esercizi. Esse includono, inoltre, l'effetto fiscale anticipato sulle rettifiche effettuate in sede di conversione ai principi contabili internazionali. La variazione rispetto al 31 dicembre 2010 è dovuta principalmente agli ammortamenti eccedenti il valore fiscale e agli accantonamenti a fondo rischi.

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, come esposto nei principi contabili e criteri di valutazione, è costituito dal costo medio ponderato.

La tabella che segue sintetizza le variazioni intervenute nel periodo di riferimento:

	31/12/2011	31/12/2010
Materie prime	66.958	44.214
Fondo svalutazione magazzino	(2.614)	(2.531)
Valore netto	64.344	41.683
Lavori in corso su ordinazione	3.587	3.544
Totale	67.931	45.227

La significativa variazione rispetto al 31 dicembre 2010 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 per tenere conto dell'obsolescenza tecnica e della scarsa movimentazione di alcune giacenze di materiali.

Al 31 dicembre 2011 non esistono rimanenze di magazzino impegnate a garanzia di passività.

NOTA 11_CREDITI COMMERCIALI

Il dettaglio è evidenziato nella tabella seguente:

	31/12/2011	31/12/2010
Crediti verso clienti	1.161.092	982.795
Fondo svalutazione crediti	(82.836)	(73.884)
Crediti verso clienti netti	1.078.256	908.911
Crediti commerciali verso joint ventures	13.203	10.934
Crediti commerciali verso collegate	62.868	66.604
Crediti commerciali verso altre imprese del gruppo	10.758	37.957
Crediti commerciali verso soci parti correlate	85.450	101.107
Fondo svalutazione crediti verso soci parti correlate	(10.805)	(10.278)
Totale	1.239.730	1.115.235

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 82.836 migliaia di euro (73.884 migliaia di euro al 31 dicembre 2010).

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 (10.278 migliaia di euro al 31 dicembre 2010). Per maggiori dettagli si rimanda alla tabella dei rapporti con parti correlate riportata in allegato.

Il fondo svalutazione presenta la dinamica riportata nella tabella che segue:

	31/12/2010	Utilizzi	Accantonamenti del periodo	Variazione area consolidamento	migliaia di euro 31/12/2011
Fondo svalutazione crediti	73.884	(13.293)	22.826	(581)	82.836
Fondo svalutazione crediti vs soci parti correlate	10.278	-	527	-	10.805
Totale	84.162	(13.293)	23.353	(581)	93.641

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 4.400 migliaia di euro (5.755 migliaia di euro al 31 dicembre 2010) e comprendono i crediti per gli anticipi IRES e IRAP versati da alcune società del Gruppo all'erario.

NOTA 13_CREDITI VARI E ALTRE ATTIVITÀ CORRENTI

Il dettaglio è evidenziato nella tabella seguente:

	31/12/2011	31/12/2010
Crediti per imposta governativa erariale/UTF	29.329	6.856
Credito verso Erario per IVA	15.966	8.829
Altri crediti di natura tributaria	4.771	3.743
Crediti tributari entro 12 mesi	50.066	19.428
Crediti verso CCSE	50.951	57.463
Crediti per certificati verdi	124.836	73.717
Crediti per anticipi a fornitori	1.513	1.347
Crediti per adesione consolidato fiscale e IVA di gruppo	3.004	2.081
Altre attività correnti	21.153	38.413
Altre attività correnti	201.457	173.021
Ratei e risconti	18.364	17.055
Totale	269.887	209.504

L'incremento dei crediti per certificati verdi è dovuto ai certificati verdi maturati nel corso del 2011, ma non ancora venduti o consegnati al GSE.

L'aumento dei crediti per imposta governativa erariale/UTF è dovuto all'incremento del prezzo del petrolio espresso in euro ed ai minori volumi venduti di gas per via dell'andamento climatico mite.

NOTA 14_ATTIVITÀ 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:

	31/12/2011	31/12/2010
Attività finanziarie disponibili per la vendita	-	590
Crediti finanziari verso joint venture	154.916	226.655
Crediti finanziari verso collegate	117.675	7.983
Crediti finanziari verso Comuni soci parti correlate	81.778	133.090
Crediti finanziari verso altri	8.184	8.529
Altre attività finanziarie	14.682	434
Totale	377.235	377.281

Attività finanziarie disponibili per la vendita

Le partecipazioni ed i titoli inseriti in questa categoria sono valutati al fair value e le variazioni sono imputate a patrimonio netto.

Al 31 dicembre 2010 la voce pari a 590 migliaia di euro si riferiva alla partecipazione nel CESI che è stata ceduta nel corso del 2011.

Crediti finanziari verso soci parti correlate

Riguardano crediti sui quali maturano interessi a favore del Gruppo e ammontano a 81.778 migliaia di euro (133.090 migliaia di euro al 31 dicembre 2010). 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 determinato dagli Amministratori in base ad una stima che identifica la parte dei crediti ragionevolmente esigibili entro l'esercizio successivo; la restante parte dei crediti finanziari verso il Comune è stata pertanto classificata nei "Crediti finanziari non correnti - crediti verso soci parti correlate" (127.468 migliaia di euro).

Crediti finanziari verso società del Gruppo

Ammontano a 272.591 migliaia di euro (234.638 migliaia di euro al 31 dicembre 2010) e riguardano per 1.806 migliaia di euro (89.277 migliaia di euro al 31 dicembre 2010) 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 153.110 migliaia di euro (137.378 migliaia di euro al 31 dicembre 2010) crediti verso la joint venture OLT Offshore relativi alla quota non elisa, derivante dal consolidamento proporzionale, del finanziamento concesso dalla società Iren Mercato, per 110.000 migliaia di euro (non presenti al 31 dicembre 2010) crediti verso la collegata Edipower relativi al finanziamento soci e per 6.614 migliaia di euro (invariato rispetto al 31 dicembre 2010) crediti verso la società collegata ASA relativi al finanziamento concesso dalla società Iren Mercato. La parte restante si riferisce a crediti verso società collegate per singoli importi non rilevanti. Per maggiori dettagli si rimanda al prospetto dei rapporti con parti correlate riportato in allegato.

Crediti finanziari verso altri

Ammontano a 8.184 migliaia di euro (8.529 migliaia di euro al 31 dicembre 2010). Comprendono il pro quota dell'importo versato da OLT Offshore a garanzia del contratto stipulato con SAIPEM, 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 14.682 migliaia di euro (434 migliaia di euro al 31 dicembre 2010) e si riferisce al fair value positivo dei contratti derivati stipulati da Iren Mercato sulle commodities.

NOTA 15_CASSA E ALTRE DISPONIBILITÀ LIQUIDE EQUIVALENTI

La voce cassa e altre disponibilità liquide equivalenti risulta essere così costituita:

	31/12/2011	migliaia di euro 31/12/2010
Depositi bancari e postali	44.268	144.113
Denaro e valori in cassa	484	430
Altre disponibilità liquide	6	5
Totale	44.758	144.548

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 31.622 migliaia di euro (77.857 migliaia di euro al 31 dicembre 2010).

Per 20.155 migliaia di euro (19.974 migliaia di euro al 31 dicembre 2010) si riferisce alle attività della società controllata Consorzio GPO che sono costituite principalmente (19.225 migliaia di euro) dalla partecipazione al 21,32% del capitale sociale della società ASTEA.

Per 681 migliaia di euro (3.294 migliaia di euro al 31 dicembre 2010) si riferiscono al patrimonio immobiliare delle controllate Mediterranea delle Acque S.p.A. e Immobiliare delle Fabbriche S.p.A., per il quale 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 3.459 migliaia di euro (1.874 migliaia di euro al 31 dicembre 2010) 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 e dell'immobile sito in Via Gondar a Roma, per i quali la vendita è altamente probabile.

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 prossimo esercizio.

Per 6.770 migliaia di euro si riferisce alla partecipazione in Gesam Gas, che al 31 dicembre 2010 era classificata tra le partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto, in quanto nel mese di febbraio 2012 si è perfezionata la cessione della stessa, ad un prezzo superiore rispetto al valore contabile a cui è esposta in bilancio.

Per 231 migliaia di euro (non presenti al 31 dicembre 2010) si riferisce alle attività della società controllata CELPI che a partire dal 2 dicembre 2011 non è più operativa in quanto messa in liquidazione.

Per 168 migliaia di euro (1.499 migliaia di euro al 31 dicembre 2010) si riferisce alle attività della società controllata Tema S.c.a.r.l. che a partire dal 15 ottobre 2010 non è più operativa in quanto messa in liquidazione.

Per 158 migliaia di euro (456 migliaia di euro al 31 dicembre 2010) si riferisce alla società collegata Piana Ambiente. Al 31 dicembre 2010 era presente per 686 migliaia di euro la partecipazione in Fata Morgana che al 31 dicembre 2011 risulta essere completamente svalutata.

Inoltre al 31 dicembre 2010 si riferivano per 50.074 migliaia di euro alle attività della società controllata Aquamet per la quale in data 26 febbraio 2010 era stato sottoscritto un "contratto preliminare di cessione di azioni" col quale Iren Acqua Gas S.p.A. si impegnava a cedere la propria quota di partecipazione a Mediterranea Energia S.c.a.r.l., che aveva manifestato il proprio interesse all'acquisto. La chiusura dell'operazione è avvenuta nel primo semestre 2011.

PASSIVO

NOTA 17_PATRIMONIO NETTO

Il patrimonio netto risulta essere così composto:

	migliaia di euro	
	31/12/2011	31/12/2010
Capitale sociale	1.276.226	1.276.226
Riserve e Utili (Perdite) a nuovo	462.995	432.700
Risultato netto del periodo	(107.890)	143.104
Totale Patrimonio Netto di pertinenza della Capogruppo	1.631.331	1.852.030
Capitale e riserve di pertinenza di Terzi	204.762	222.304
Utile (perdita) di pertinenza di Terzi	8.613	7.286
Totale patrimonio netto consolidato	1.844.706	2.081.620

Capitale sociale

Il capitale sociale ammonta a 1.276.225.677 euro (invariato rispetto al 31 dicembre 2010), 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:

	31/12/2011	migliaia di euro 31/12/2010
Riserva sovrapprezzo azioni	105.102	105.102
Riserva legale	28.996	23.862
Riserve straordinarie	13.324	24.248
Avanzo di fusione da concambio	56.793	56.793
Riserva da conferimento	7.555	7.555
Riserva da transizione IFRS	(36.507)	(36.507)
Riserva da valutazione al fair value strumenti finanziari	-	(8.119)
Riserva copertura flussi finanziari	(30.737)	(17.029)
Riserva di consolidamento	223.517	181.843
Altre riserve	94.952	94.952
Totale riserve	462.995	432.700

Riserva legale

In conseguenza della destinazione del 5% dell'utile dell'esercizio 2010, come previsto dall'art. 2430 codice civile, la riserva legale si incrementa di 5.134 migliaia di euro e al 31 dicembre 2011 risulta essere pari a 28.996 migliaia di euro (23.862 migliaia di euro al 31 dicembre 2010).

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 tasso 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.

Riserva da transizione IFRS

La riserva include le rettifiche che si sono generate a seguito della prima applicazione dei principi contabili internazionali.

Riserva da valutazione al fair value degli strumenti finanziari

Al 31 dicembre 2010 la Riserva da valutazione al fair value degli strumenti finanziari era negativa per 8.119 migliaia di euro ed accoglieva principalmente gli effetti della valutazione al fair value della partecipazione in Delmi precedentemente citata. Nel corso dell'esercizio il valore della partecipazione in Delmi è stato rettificato per perdita durevole di valore e la riserva precedentemente iscritta è stata interamente riversata a conto economico. Per maggiori dettagli si rimanda alla precedente nota di commento 6.

Avanzo di fusione da concambio

Ammonta a 56.793 migliaia di euro (invariato rispetto al 31 dicembre 2010). Deriva per 94.319 migliaia di euro dalla fusione per incorporazione di AMGA in AEM Torino come differenza tra il patrimonio netto contabile di AMGA (incorporata) e il valore dell'aumento di capitale sociale di AEM

Torino (incorporante). La fusione era stata contabilizzata con effetto dal 1° gennaio 2006, data che rappresentava la chiusura contabile più prossima alla data di firma degli accordi di joint-venture tra i Comuni avvenuta il 30 gennaio 2006. Nel corso dell'esercizio 2010, a seguito della fusione per incorporazione di Enìa in Iride, dopo la ricostituzione delle riserve ex Enìa da valutazione al fair value degli strumenti finanziari (5.115 migliaia di euro) e di copertura flussi finanziari (negativa per 2.856 migliaia di euro), si è generato un avanzo pari a 57.426 migliaia di euro. Tale avanzo, integrato da quello relativo alla precedente fusione, è stato utilizzato per assolvere agli obblighi di legge relativi alla ricostituzione delle riserve libere in sospensione di imposta della società incorporata, per 94.952 migliaia di euro.

Capitale e riserve di pertinenza di Terzi

La variazione rispetto al 31 dicembre 2010 della voce Capitale e riserve di pertinenza di Terzi è dovuta principalmente al deconsolidamento della società Aquamet, consolidata integralmente con una quota di pertinenza di terzi pari al 40% del patrimonio netto.

PASSIVITÀ NON CORRENTI

NOTA 18_PASSIVITÀ FINANZIARIE NON CORRENTI

Ammontano complessivamente a 2.051.413 migliaia di euro (1.829.263 migliaia di euro al 31 dicembre 2010) e sono composte da:

Obbligazioni

Ammontano a 158.305 migliaia di euro (155.798 migliaia di euro al 31 dicembre 2010) 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 prossimi 2 anni. 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 1.846.681 migliaia di euro (1.644.003 migliaia di euro al 31 dicembre 2010).

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							
								31/12/2011	31/12/2010
	tasso min/max	periodo di scadenza	2013	2014	2015	2016	succes- sivi	Totale debiti	Totale debiti
- a tasso fisso	3,94% - 5,57%	2013-2026	52.059	52.496	66.110	71.466	296.851	538.982	484.069
- a tasso variabile	1,64% - 6,34%	2013-2023	259.872	670.080	122.600	68.107	187.040	1.307.699	1.159.934
TOTALE			311.931	722.576	188.710	139.573	483.891	1.846.681	1.644.003

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:

	31/12/2010				31/12/2011
	Totale debiti	Incrementi	Riduzioni	Differenze cambio e rettifica costo ammortizzato	Totale debiti
- a tasso fisso	484.069	100.000	(44.073)	(1.014)	538.982
- a tasso variabile	1.159.934	526.166	(376.047)	(2.354)	1.307.699
TOTALE	1.644.003	626.166	(420.120)	(3.368)	1.846.681

Il totale dei debiti a medio lungo termine al 31 dicembre 2011 risulta in aumento rispetto al 31 dicembre 2010, per effetto delle seguenti variazioni:

- aumento di 626.166 migliaia di euro, per l'erogazione di nuovi finanziamenti a medio-lungo termine. In particolare, sulla Capogruppo sono state erogate nuove linee per 100 milioni con Cassa Depositi e Prestiti, per 100 milioni con Mediobanca, per 150 milioni con Unicredit, per 75 milioni con BRE-Gruppo UBI, per 100 milioni con BEI. Inoltre, sono stati erogati finanziamenti a medio-lungo termine per 195 milioni alla Società AES Torino (consolidata al 51%), e per 5 milioni alla società SAP (consolidata al 30,855%);
- riduzione per complessivi 420.120 migliaia di euro, relativi alla riclassificazione come debito a breve dei finanziamenti in scadenza entro i prossimi 12 mesi;
- variazioni marginali di costo ammortizzato e differenze cambi.

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 1.130 migliaia di euro (1.481 migliaia di euro al 31 dicembre 2010).

Il dettaglio della situazione al 31 dicembre 2011 dei debiti per locazione finanziaria è riportata nella tabella seguente.

	migliaia di euro		
	entro 12 mesi	tra 1 e 5 anni	oltre 5 anni
Passività iscritta a bilancio	551	1.130	-
Sommatoria rate ancora da versare	572	1.143	-
Oneri finanziari	21	13	-

Altre passività finanziarie

Ammontano a 45.296 migliaia di euro (27.981 migliaia di euro al 31 dicembre 2010) e si riferiscono per 43.251 migliaia di euro (26.065 migliaia di euro al 31 dicembre 2010) al fair value dei contratti derivati stipulati 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") e per 2.045 migliaia di euro (1.917 migliaia di euro al 31 dicembre 2010) a debiti finanziari diversi.

NOTA 19_BENEFICI AI DIPENDENTI

Nel corso dell'esercizio 2011 hanno avuto la seguente movimentazione:

	migliaia di euro
Valore al 31/12/2010	94.327
Obbligazioni maturate per l'attività prestata nel periodo	742
Oneri finanziari	3.725
Erogazioni dell'esercizio	(6.557)
Anticipi	(972)
(Utili) perdite attuariali	(4.318)
Variazione area di consolidamento	(19)
Altre variazioni	(137)
Valore al 31/12/2011	86.791

Le passività per benefici a dipendenti sono costituite da:

Trattamento di fine rapporto (TFR)

Nel corso dell'esercizio 2011 il TFR ha avuto la seguente movimentazione:

	migliaia di euro
Valore al 31/12/2010	70.341
Obbligazioni maturate per l'attività prestata nel periodo	422
Oneri finanziari	2.663
Erogazioni dell'esercizio	(4.742)
Anticipi	(972)
(Utili) Perdite attuariali	(3.804)
Variazione area di consolidamento	(19)
Altre variazioni	(106)
Valore al 31/12/2011	63.783

Altri benefici

Nel seguito viene presentata la composizione e la movimentazione dell'esercizio per i piani a benefici definiti diversi dal TFR commentato in precedenza.

Mensilità aggiuntive (premio anzianità)

	migliaia di euro
Valore al 31/12/2010	3.125
Obbligazioni maturate per l'attività prestata nel periodo	120
Oneri finanziari	132
Erogazioni dell'esercizio	(372)
(Utili) Perdite attuariali	(198)
Altre variazioni	(12)
Valore al 31/12/2011	2.795

Premio fedeltà

	migliaia di euro
Valore al 31/12/2010	1.929
Obbligazioni maturate per l'attività prestata nel periodo	79
Oneri finanziari	89
Erogazioni dell'esercizio	(290)
(Utili) Perdite attuariali	205
Altre variazioni	(19)
Valore al 31/12/2011	1.993

Sconto energia

	migliaia di euro
Valore al 31/12/2010	17.808
Obbligazioni maturate per l'attività prestata nel periodo	121
Oneri finanziari	796
Erogazioni dell'esercizio	(1.049)
(Utili) Perdite attuariali	(624)
Altre variazioni	-
Valore al 31/12/2011	17.052

Fondo Premungas

	migliaia di euro
Valore al 31/12/2010	1.124
Oneri finanziari	45
Erogazioni dell'esercizio	(104)
(Utili) Perdite attuariali	103
Valore al 31/12/2011	1.168

Valutazioni 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 nominale di attualizzazione da adottare nell'attuale situazione macroeconomica è pari al 4,8%;
- tasso annuo di inflazione: pari al 2% per tutto il periodo di valutazione;
- tasso annuo di rivalutazione dell'importo dello sconto energia: pari al tasso annuo di inflazione per tutto il periodo di valutazione;
- tasso annuo di incremento delle retribuzioni per sviluppo di carriera e per rinnovi contrattuali: pari al 3,5% per tutto il periodo di valutazione (superiore di un punto e mezzo al tasso annuo di inflazione previsto); tale ipotesi tiene conto del presumibile andamento della retribuzione dei lavoratori al variare dell'anzianità di servizio e tiene conto degli scatti di anzianità, dei passaggi di qualifica all'interno della categoria, dei passaggi di categoria e dei futuri incrementi contrattuali fino all'uscita dalla collettività dei lavoratori in servizio.

Le principali ipotesi demografiche alla base delle valutazioni sono invece le seguenti:

- probabilità di eliminazione per morte degli attivi, dei pensionati e dei familiari, distinte per età e sesso: ISTAT 2007 (fonte: ISTAT, Annuario Statistico Italiano 2009);
- probabilità di eliminazione degli attivi per invalidità, distinte per età e sesso, ricavate da un'elaborazione predisposta dallo Studio attuariale su dati relativi agli anni 1998-2009;
- probabilità di eliminazione degli attivi per cause varie (dimissioni, licenziamenti), distinte per età e sesso, ricavate dall'esperienza relativa alle Società in esame nel periodo 1998-2009;
- probabilità di lasciare un coniuge superstite rilevate dall'ISTAT;
- età media del coniuge superstite desunta dal modello di proiezione dell'INPS.

Le ipotesi sulle anticipazioni, infine, sono le seguenti:

- probabilità di richiesta di prima anticipazione, previste per le anzianità da 8 a 40 anni, pari al 20% per ogni anno di anzianità;
- numero massimo di anticipazioni richieste pari a una;
- ammontare di anticipazione di TFR: 50% per la prima richiesta di anticipazione.

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	Incrementi	Decrementi	(Proventi)/ Oneri da attualizzazione	Saldo Finale	Quota corrente
Fondo ripristino beni di terzi	72.372	11.293	(1.332)	673	83.006	2.627
Fondi post mortem	29.730	1.621	(2.241)	6	29.116	2.289
Fondo smantellamento e bonifica area	8.365	-	(54)	(82)	8.229	5.190
Fondo CIG/CIGS	39.357	6.233	(2.200)	1.977	45.367	-
Fondo dipendenti cessati	1.258	-	-	-	1.258	-
Fondo rischi su partecipazioni	3.396	29.640	-	-	33.036	32.992
Altri fondi per rischi ed oneri	76.462	63.924	(10.962)	682	130.106	55.963
Totale	230.940	112.711	(16.789)	3.256	330.118	99.061

Fondo ripristino beni di terzi

Il fondo ripristino opere devolvibili riflette la valutazione dell'onere necessario per la restituzione dei beni allo scadere delle concessioni, gratuitamente ed in perfette condizioni di funzionamento.

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 2011. 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 forno 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 di 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 alla copertura della perdita di esercizio e alla successiva ricapitalizzazione della società collegata Sinergie Italiane per la quale, in data 28 marzo 2012, si è tenuta l'assemblea degli azionisti che ha approvato il bilancio per l'esercizio chiuso al 30/9/2011 ed ha deliberato in merito alla copertura della perdita di esercizio e alla successiva ricapitalizzazione che, si prevede, verrà effettuata dai soci Ambiente Energia Brianza, Ascopiave, Blugas ed Iren Mercato, in vista comunque di addivenire, secondo le intenzioni già manifestate dai predetti soci, alla messa in liquidazione volontaria di società.

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'ICI da versare calcolata

sul valore degli impianti delle centrali 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.

La parte corrente riferita ai fondi sopra descritti è riclassificata nella voce "fondi quota corrente" (nota 27).

NOTA 21 PASSIVITÀ PER IMPOSTE DIFFERITE

Le passività per imposte differite, pari a 114.438 migliaia di euro (106.806 migliaia di euro al 31 dicembre 2010), 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 PASSIVITÀ NON CORRENTI

Sono composti come riportato nella tabella seguente:

	31/12/2011	31/12/2010
Debiti esigibili oltre 12 mesi	10.827	11.234
Risconti passivi per contributi c/impianto - non correnti	131.519	132.867
Ratei e risconti passivi non correnti	3.777	4.283
Totale	146.123	148.384

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 ad anticipi versati da utenti a garanzia sulla fornitura di acqua.

PASSIVITÀ CORRENTI

NOTA 23 PASSIVITÀ 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:

	31/12/2011	31/12/2010
Debiti verso istituti di credito	1.022.746	868.597
Debiti verso soci parti correlate	3.752	3.628
Debiti finanziari verso altri	121.728	165.593
Passività per strumenti derivati correnti	7.328	3.285
Totale	1.155.554	1.041.103

Debiti finanziari verso istituti di credito

I debiti verso istituti di credito a breve termine sono così suddivisi:

	31/12/2011	31/12/2010
Mutui - quota a breve	499.203	159.145
Altri debiti verso banche a breve	520.366	707.980
Ratei e risconti passivi finanziari	3.177	1.472
Totale	1.022.746	868.597

Debiti finanziari verso soci parti correlate

I debiti finanziari verso soci parti correlate ammontano a 3.752 migliaia di euro (3.628 migliaia di euro al 31 dicembre 2010) e sono relativi a debiti finanziari della capogruppo verso FSU S.r.l. per l'accordo riguardante l'affidamento a Iren S.p.A. da parte di FSU S.r.l. della gestione delle eccedenze temporanee di liquidità e per interessi passivi su movimenti finanziari dell'anno.

Debiti finanziari verso altri

Ammontano complessivamente a 121.728 migliaia di euro (165.593 migliaia di euro al 31 dicembre 2010) e riguardano in gran parte il pro-quota dei debiti di OLT Offshore verso il socio E.On. (108.441 migliaia di euro) oltre al debito verso UBI Factor (circa 9.200 migliaia di euro) per l'operazione di confirming stipulata dalla controllata Iren Mercato. I debiti per locazioni finanziarie per la quota corrente ammontano a 551 migliaia di euro (564 migliaia di euro al 31 dicembre 2010).

Passività per strumenti derivati correnti

Ammontano a 7.328 migliaia di euro (3.285 migliaia di euro al 31 dicembre 2010) e 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.

	31/12/2011	31/12/2010
Debiti verso fornitori	870.667	752.164
Debiti commerciali verso joint venture	13.060	7.832
Debiti commerciali verso collegate	95.917	143.230
Debiti commerciali verso soci parti correlate	15.673	24.499
Debiti commerciali verso imprese minori del gruppo	25.145	8.617
Acconti esigibili entro 12 mesi	3.914	2.860
Depositi cauzionali entro 12 mesi	14.256	15.093
Vincoli da rimborsare entro 12 mesi	1.382	1.382
Totale	1.040.014	955.677

NOTA 25_ DEBITI VARI E ALTRE PASSIVITÀ 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.

	31/12/2011	31/12/2010
Debito per IVA	39.515	40.756
Debito per imposta governativa erariale/UTF	-	23.310
Debiti per IRPEF	9.472	9.111
Altri debiti tributari	9.799	11.951
Debiti tributari esigibili entro 12 mesi	58.786	85.128
Debiti verso dipendenti	31.992	33.676
Debiti verso CCSE	60.436	63.064
Altre passività correnti	34.982	55.390
Debiti verso istituti previdenziali entro 12 mesi	12.988	13.367
Altri debiti entro 12 mesi	140.398	165.496
Ratei e Risconti passivi	17.036	19.820
Totale	216.220	270.444

NOTA 26_ DEBITI PER IMPOSTE CORRENTI

La posta "Debiti per imposte correnti", che risulta pari a 37.740 migliaia di euro (12.560 migliaia di euro al 31 dicembre 2010), è comprensiva di IRES e IRAP. Come esplicitato in precedenza, il Gruppo ha esercitato l'opzione, ai sensi dell'art. 118 del nuovo Tuir, per il consolidato fiscale. In tal modo le società consolidate trasferiscono le proprie posizioni debitorie/creditorie IRES verso la Consolidante Iren S.p.A. che 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 Capogruppo "conguagli per imposte" pari alle imposte dovute sul reddito trasferito al netto dei crediti per IRES trasferiti.

NOTA 27_ FONDI PER RISCHI ED ONERI QUOTA CORRENTE

La voce ammonta a 99.061 migliaia di euro (35.807 migliaia di euro al 31 dicembre 2010) e si riferisce alla quota del fondo rischi per 55.963 migliaia di euro (18.659 migliaia di euro al 31 dicembre 2010), comprensivo degli oneri relativi all'obbligo di restituzione delle quote di emissione, del fondo rischi partecipazioni per 32.992 migliaia di euro, riferito principalmente alla collegata Sinergie Italiane, del fondo ripristino beni di terzi per 2.627 migliaia di euro (8.749 migliaia di euro al 31 dicembre 2010) e del fondo smantellamento e bonifica aree e dei fondi post mortem per 7.479 migliaia di euro (8.399 migliaia di euro al 31 dicembre 2010) che si prevedono di utilizzare entro l'esercizio successivo.

NOTA 28_ PASSIVITÀ CORRELATE AD ATTIVITÀ DESTINATE AD ESSERE CEDUTE

Ammontano a 195 migliaia di euro e si riferiscono alla riclassifica delle passività delle società controllate CELPI, Consorzio GPO e Tema.

Al 31 dicembre 2010 erano pari a 22.329 migliaia di euro e si riferivano principalmente alla riclassifica delle passività della società controllata Aquamet S.p.A..

POSIZIONE FINANZIARIA NETTA

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	
	31/12/2011	31/12/2010
Attività finanziarie a medio e lungo termine	(132.299)	(88.388)
Indebitamento finanziario a medio e lungo termine	2.051.413	1.829.263
Indebitamento finanziario netto a medio e lungo termine	1.919.114	1.740.875
Attività finanziarie a breve termine	(421.993)	(521.828)
Indebitamento finanziario a breve termine	1.155.554	1.041.103
Indebitamento finanziario netto a breve termine	733.561	519.275
Indebitamento finanziario netto	2.652.675	2.260.150

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 110.016 migliaia di euro (98.018 migliaia di euro al 31 dicembre 2010) 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	
	31/12/2011	31/12/2010
Indebitamento finanziario a medio e lungo termine	2.051.413	1.829.263
Indebitamento finanziario a breve termine	1.155.554	1.041.103
(meno) Indebitamento OLT vs E.On e Golar	(110.016)	(98.018)
Indebitamento finanziario lordo	3.096.951	2.772.348

Dettaglio Posizione Finanziaria Netta verso parti correlate

Le attività finanziarie a lungo termine sono relative per 127.468 migliaia di euro (81.289 migliaia di euro al 31 dicembre 2010) 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 812 migliaia di euro (1.027 migliaia di euro al 31 dicembre 2010) a crediti verso società collegate e per 500 migliaia di euro a depositi vincolati presso il Gruppo Intesa Sanpaolo. Inoltre al 31 dicembre 2010 si riferivano per 45 migliaia di euro a crediti verso la joint venture Società Acque Potabili.

L'indebitamento finanziario a medio lungo termine si riferisce per 210.604 migliaia di euro 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 81.778 migliaia di euro (133.090 migliaia di euro al 31 dicembre 2010) al saldo a breve termine del conto corrente tra la controllata Iride Servizi e il Comune di Torino, per 1.806 migliaia di euro (89.277 migliaia di euro al 31 dicembre 2010) a crediti verso la joint venture AES Torino, consolidata proporzionalmente, relativi al rapporto di gestione accentrata della tesoreria e a interessi, per 153.110 migliaia di euro (137.378 migliaia di euro al 31 dicembre 2010) a crediti verso la joint venture OLT Offshore, consolidata proporzionalmente, relativi al finanziamento concesso dalla società Iren Mercato, per 110.000 migliaia di euro (non presenti al 31 dicembre 2010) crediti verso la collegata Edipower relativi al finanziamento soci, per 6.614 migliaia di euro (invariato rispetto al 31 dicembre 2010) crediti verso la società collegata ASA relativi al finanziamento concesso dalla società Iren Mercato e per 4.202 migliaia di euro al fair value positivo di contratti derivati di copertura stipulati con il Gruppo Intesa San Paolo e al saldo positivo di conti correnti bancari presso il Gruppo Intesa San Paolo. La parte restante, pari a 1.061 migliaia di euro, 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.

Le passività finanziarie a breve termine sono relative per 3.752 migliaia di euro (3.628 migliaia di euro al 31 dicembre 2010) a debiti verso FSU S.r.l. per l'accordo riguardante l'affidamento a Iren S.p.A. da parte di FSU S.r.l. della gestione delle eccedenze temporanee di liquidità e per interessi passivi su movimenti finanziari del periodo e per 204.957 migliaia di euro a finanziamenti a breve termine concessi dal Gruppo Intesa San Paolo e al fair value negativo di contratti derivati di copertura stipulati con il Gruppo Intesa San Paolo.

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	
	31/12/2011	31/12/2010
A. Cassa	(44.758)	(144.548)
B. Altre disponibilità liquide (dettagli)	-	-
C. Titoli detenuti per la negoziazione	-	-
D. Liquidità (A) + (B) + (C)	(44.758)	(144.548)
E. Crediti finanziari correnti	(377.235)	(377.281)
F. Debiti bancari correnti	523.543	709.452
G. Parte corrente dell'indebitamento non corrente	499.203	159.145
H. Altri debiti finanziari correnti	132.808	172.506
I. Indebitamento finanziario corrente (F)+(G)+(H)	1.155.554	1.041.103
J. Indebitamento finanziario corrente netto (I) - (E) - (D)	733.561	519.274
K. Debiti bancari non correnti	1.846.681	1.644.003
L. Obbligazioni emesse	158.305	155.798
M. Altri debiti non correnti	46.426	29.462
N. Indebitamento finanziario non corrente (K) + (L) + (M)	2.051.412	1.829.263
O. Indebitamento finanziario netto (J) + (N)	2.784.973	2.348.537

X. INFORMAZIONI SUL CONTO ECONOMICO

Le tabelle che seguono, ove non diversamente indicato, riportano i dati in migliaia di euro. Nel confronto tra le grandezze economiche presentate negli schemi di Bilancio al 31 dicembre 2010 e 31 dicembre 2011 è necessario considerare che i primi non sono comprensivi dell'apporto del Gruppo Enia per i primi sei mesi del 2010 in quanto la fusione tra il Gruppo Iride e il Gruppo Enia è avvenuta il 1° luglio 2010.

Per i commenti sull'andamento economico 2011 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 proforma 2010 del Gruppo.

RICAVI

NOTA 29_ RICAVI PER BENI E SERVIZI

La voce in questione risulta pari 3.254.248 migliaia di euro (2.600.075 migliaia di euro nell'esercizio 2010).

NOTA 30_ VARIAZIONE DEI LAVORI IN CORSO

Si incrementano di 632 migliaia di euro (1.274 migliaia di euro nell'esercizio 2010) 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 2011	Esercizio 2010
Contributi c/impianto	6.063	2.722
Altri contributi	924	687
Totale	6.987	3.409

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 2011	Esercizio 2010
Ricavi Emission Trading	54.294	21.963
Ricavi Certificati Verdi	75.846	106.769
Ricavi Certificati Bianchi	18.109	5.825
Totale	148.249	134.557

L'incremento dei ricavi per Emission Trading è dovuto al cambio di principio di contabilizzazione delle quote di emissione.

La riduzione dei ricavi per certificati verdi è dovuta ai minori volumi di certificati venduti; la stessa riduzione si riscontra nella voce acquisti per certificati verdi.

L'incremento dei ricavi per Certificati Bianchi è dovuto al maggior apporto dell'area Emiliana che nel 2011 contribuisce per dodici mesi.

Proventi diversi

	migliaia di euro	
	Esercizio 2011	Esercizio 2010
Ricavi da contratti di servizio	18.987	20.559
Ricavi da affitti attivi e noleggi	1.203	1.976
Ricavi da affitto fibra ottica	4.557	4.276
Plusvalenze da alienazione di beni	1.110	3.195
Ricavi esercizi precedenti/Sopravvenienze attive	55.074	33.938
Recuperi assicurativi	275	277
Rimborsi diversi	6.105	6.526
Proventi per Fair Value derivati sulle commodity	8.616	-
Altri ricavi e proventi	14.069	17.825
Totale	109.996	88.572

Le sopravvenienze attive derivano principalmente dalla consuntivazione definitiva di partite pregresse in riferimento a stime effettuate nei precedenti esercizi. I principali importi contenuti nella voce in oggetto riguardano per:

- 19.587 migliaia di euro il conguaglio dei certificati verdi di esercizi precedenti dovuto al rilascio della nuova qualifica IAFR della centrale di Moncalieri e alla conseguente rideterminazione delle modalità di calcolo dei certificati correlati alle produzioni di esercizi precedenti. Inoltre nel corso dell'esercizio il prezzo di ritiro dei certificati verdi maturati negli esercizi precedenti, determinato dal GSE, è risultato più favorevole rispetto alle stime effettuate in occasione della chiusura al 31 dicembre 2010;
- 8.407 migliaia di euro il conguaglio perequazione sulla distribuzione dell'energia elettrica relativa ad anni precedenti;
- 6.280 migliaia di euro la valorizzazione al fair value dell'eccedenza delle quote di emissione assegnate negli esercizi precedenti.

Si segnala che nell'esercizio 2010 erano presenti imposte relative ad esercizi precedenti per 1.590 migliaia di euro, ora riclassificati tra le imposte sul reddito.

COSTI

NOTA 32_AcQUISTO MATERIE PRIME, SUSSIDIARIE, DI CONSUMO E MERCI

La voce in oggetto si compone delle seguenti voci:

	migliaia di euro	
	Esercizio 2011	Esercizio 2010
Acquisto energia elettrica	504.299	488.509
Acquisto gas	1.053.986	752.860
Acquisto calore	227	113
Acquisto altri combustibili	12.663	33.828
Acquisto Acqua	3.025	3.919
Altre materie prime (gpl, odorizzante gas, acido cloridrico,...)	22.204	21.503
Materiali vari di magazzino (inclusi carburanti e lubrificanti)	41.155	23.866
Emission trading	44.975	1.189
Certificati verdi	3.647	34.816
Certificati bianchi	18.478	2.074
Variazione delle rimanenze	(22.651)	8.134
Totale	1.682.008	1.370.811

Con riferimento ai titoli energetici si evidenzia quanto esposto nel seguito.

L'acquisto di certificati verdi è relativo agli obblighi, stabiliti dall'art. 11 del D.Lgs. n. 79/99 a carico dei produttori e importatori di energia elettrica generata da fonti non rinnovabili i quali sono tenuti ad 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). Per maggiori informazioni si rimanda alla Relazione sulla gestione "Quadro normativo - Certificati Verdi, Titoli di efficienza energetica e ETS".

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 partecipa attivamente al sistema di scambi di permessi di emissione finalizzato alla riduzione delle emissioni di gas ad effetto serra contribuendo al raggiungimento degli obiettivi fissati per il Gruppo dal piano di riduzione nazionale. Per maggiori informazioni si rimanda alla Relazione sulla gestione "Quadro normativo - Certificati Verdi, Titoli di efficienza energetica e ETS".

I certificati bianchi sono previsti e regolati dal D.Lgs. 79/99 e dal D.Lgs. n. 164/00 e modifiche successive. Queste ultime hanno introdotto l'obbligo rispettivamente per i distributori di energia elettrica e di gas di incrementare l'efficienza energetica degli usi finali di energia. Per maggiori informazioni 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 2011	Esercizio 2010
Trasporto energia elettrica	272.299	162.592
Oneri di sistema elettrico	94.948	77.614
Tolling fee	51.669	65.049
Vettoriamiento gas	16.602	10.345
Vettoriamiento calore	37.266	31.224
Lavori di terzi per reti, impianti	171.597	148.895
Raccolta e smaltimento, spazzamento neve, verde pubblico	96.332	51.227
Spese per manutenzioni	10.178	7.358
Costi relativi al personale (mensa, formazione, trasferte)	6.201	6.033
Prestazioni industriali (studi, progettazioni, analisi)	10.115	8.282
Consulenze tecniche e amministrative	15.959	14.219
Spese commerciali e pubblicitarie	8.921	7.338
Spese legali e notarili	6.238	8.162
Assicurazioni	8.809	7.680
Spese bancarie	7.122	5.801
Spese telefoniche	5.492	4.657
Costi da contratti di servizio	24.444	19.909
Servizi di lettura e bollettazione	11.101	5.859
Compensi Collegio Sindacale	1.584	1.699
Altri costi per servizi	40.841	40.888
Totale	897.718	684.831

I costi di "Tolling fee" sono relativi agli importi versati ad Edipower in virtù del contratto di Tolling. Quest'ultimo regola 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.

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 42.887 migliaia di euro (28.297 migliaia di euro nell'esercizio 2010). 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 2011	Esercizio 2010
Spese generali	6.878	8.301
Canoni e sovraccanoni di derivazione	8.386	6.786
Spese logistiche	1.547	2.075
Imposte e tasse	17.843	14.553
Sopravvenienze passive	23.172	27.177
Minusvalenze da alienazione di beni	1.545	1.642
Oneri da Fair Value derivati commodities	7.287	41
Altri oneri diversi di gestione	4.687	2.936
Totale	71.345	63.511

Si segnala che nell'esercizio 2010 erano presenti gli incentivi all'esodo del personale dipendente per 4.229 migliaia di euro, ora riclassificati tra i costi del personale e imposte relative ad esercizi precedenti per 374 migliaia di euro, ora riclassificati tra le imposte sul reddito.

Le sopravvenienze passive riguardano principalmente differenze su stime accertate in esercizi precedenti e si riferiscono per 6.018 migliaia di euro al conguaglio perequazione sulla distribuzione elettrica di esercizi precedenti.

NOTA 35_ COSTI PER LAVORI INTERNI CAPITALIZZATI

Riguardano gli incrementi dell'attivo patrimoniale realizzati con risorse interne.

	migliaia di euro	
	Esercizio 2011	Esercizio 2010
Manodopera capitalizzata	20.480	13.000
Materiali di magazzino Capitalizzati	7.728	6.454
Totale	28.208	19.454

NOTA 36_COSTO DEL PERSONALE

I costi per il personale sono così dettagliati:

	migliaia di euro	
	Esercizio 2011	Esercizio 2010
Retribuzioni lorde	183.572	141.682
Oneri sociali	58.809	45.118
TFR	422	342
Altri benefici a lungo termine dipendenti	320	474
Altri costi per il personale	17.050	15.184
Compensi amministratori	2.392	1.899
Totale	262.565	204.699

Si segnala che nell'esercizio 2011 i costi per incentivo all'esodo del personale dipendente sono stati inseriti tra i costi del personale a differenza dell'esercizio 2010 in cui erano inseriti negli oneri diversi di gestione. A tal proposito si è provveduto a riclassificare i dati comparativi per 4.229 migliaia di euro.

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.

	31/12/2011	31/12/2010	Media del periodo
Dirigenti	73	74	74
Quadri	197	201	200
Impiegati	2.670	2.697	2.680
Operai	1.682	1.780	1.708
Totale	4.622	4.752	4.662

NOTA 37_AMMORTAMENTI

	migliaia di euro	
	Esercizio 2011	Esercizio 2010
Attività materiali e investimenti immobiliari	136.379	111.708
Attività immateriali	72.914	53.387
Totale	209.293	165.095

Per un maggior dettaglio sugli ammortamenti si rimanda ai prospetti dei movimenti delle immobilizzazioni materiali e immateriali.

NOTA 38_ACCANTONAMENTI

	migliaia di euro	
	Esercizio 2011	Esercizio 2010
Fondo svalutazione crediti	23.353	20.309
Fondi rischi e ripristino beni di terzi	53.547	24.873
Rilascio fondi	(9.005)	(2.218)
Svalutazioni	6.245	1.653
Totale	74.140	44.617

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.

Le svalutazioni si riferiscono principalmente a 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 2011	Esercizio 2010
Dividendi	558	186
Interessi attivi verso banche	260	371
Interessi attivi su crediti/finanziamenti	11.621	7.559
Interessi attivi da clienti	6.630	3.512
Proventi fair value contratti derivati	242	783
Proventi su contratti derivati realizzati	1.245	1.119
Plusvalenza da cessione di attività finanziarie	497	288
Utili su cambi	19	123
Altri proventi finanziari	6.031	2.707
Totale	27.103	16.648

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 3.688 migliaia di euro (3.337 migliaia di euro nell'esercizio 2010). La restante parte si riferisce principalmente a interessi attivi verso le società consolidate con il metodo proporzionale OLT Offshore (4.127 migliaia di euro), AES Torino (2.137 migliaia di euro) e Società Acque Potabili (172 migliaia di euro).

Oneri finanziari

Il dettaglio degli oneri finanziari è riportato nella tabella seguente:

	migliaia di euro	
	Esercizio 2011	Esercizio 2010
Interessi passivi su mutui	55.326	36.756
Interessi passivi su prestiti obbligazionari	3.915	415
Interessi passivi su c/c bancari	20.534	7.322
Interessi passivi verso altri	5.881	3.659
Oneri finanziari capitalizzati	(19.401)	(9.134)
Oneri da fair value contratti derivati	428	20
Oneri su contratti derivati realizzati	15.928	22.195
Minusvalenza da cessione di attività finanziarie	380	-
Interest cost - Benefici ai dipendenti	3.725	3.314
Perdite su cambi	142	314
Altri oneri finanziari	7.279	10.239
Totale	94.137	75.100

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 (4.039 migliaia di euro) e dagli oneri relativi alla valutazione al costo ammortizzato dei finanziamenti e dei prestiti obbligazionari (2.507 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 negativo per 3.806 migliaia di euro (positivo per 11.052 migliaia di euro nell'esercizio 2010) e si compone di rivalutazioni per 22.072 migliaia di euro e di svalutazioni per 25.878 migliaia di euro. Le svalutazioni sono dovute principalmente al risultato negativo di periodo della collegata Sinergie Italiane. Ulteriori dettagli circa le partecipazioni interessate sono riportati nella nota 5 "Partecipazioni valutate con il metodo del Patrimonio Netto".

NOTA 41_ RETTIFICA DI VALORE DI PARTECIPAZIONI

Ammontano a 223.321 migliaia di euro. Si riferiscono 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). Le svalutazioni di Delmi ed Edipower si riferiscono ad Eventi e operazioni significative non ricorrenti come illustrato al paragrafo "VIII. Altre informazioni".

Nella tabella sottostante è riepilogata l'incidenza dell'operazione non ricorrente sul totale della voce di bilancio.

	migliaia di euro		
	Non ricorrente	Totale	Incidenza %
Rettifica di valore di partecipazioni	217.466	223.321	97%

Per maggiori dettagli relativi alla svalutazione di Delmi ed Edipower si rimanda rispettivamente alla Nota 6 "Altre partecipazioni" e alla Nota 5 "Partecipazioni valutate con il metodo del Patrimonio netto.

NOTA 42_ IMPOSTE SUL REDDITO

Le imposte sul reddito del 2011 sono stimate pari a 114.485 migliaia di euro (88.990 migliaia di euro nell'esercizio 2010) e rappresentano il risultato della migliore stima dell'aliquota media attesa per l'intero esercizio.

	migliaia di euro	
	Esercizio 2011	Esercizio 2010
Imposte correnti	146.571	105.624
Imposte (anticipate) differite	(25.191)	(15.418)
Imposte esercizi precedenti	(6.895)	(1.216)
Totale	114.485	88.990

Si segnala che nell'esercizio 2011 le imposte di esercizi precedenti sono state inserite tra le imposte sul reddito a differenza dell'esercizio 2010 in cui erano inseriti negli altri ricavi e proventi e negli oneri diversi di gestione. A tal proposito si è provveduto a riclassificare i dati comparativi per 1.216 migliaia di euro.

Il tax rate di gruppo del 2010 era pari al 38%, ed era influenzato da diversi eventi non ricorrenti, in particolare:

- I) La precisazione che la Legge 23 luglio 2009 n. 99 all'art. 56, che ha previsto l'aumento dell'1% dell'aliquota dell'addizionale IRES (cosiddetta "Robin Hood" Tax) per i soggetti, tra gli altri, che producono e commercializzano gas e energia elettrica, si applica a partire dal 2010 anziché dal 2009, generando pertanto una sopravvenienza attiva.
- II) L'utilizzo da parte di alcune società del gruppo della cosiddetta agevolazione "Tremonti ter", di cui all'art. 5 del D.L. 1° luglio 2009, n. 78 convertito in legge 3 agosto 2009, consistente in una deduzione dal reddito pari al 50% del costo sostenuto per investimenti effettuati nel periodo compreso tra il 1° luglio 2009 ed il 30 giugno 2010 in nuovi macchinari ed in nuove attrezzature, comprese nella divisione 28 della Tabella Ateco 2007.

Pertanto il tax rate adjusted del 2010 depurato dai suddetti effetti straordinari sarebbe stato pari al 42%.

Nel 2011 gli eventi straordinari che hanno influenzato il tax rate effettivo sono i seguenti:

- III) svalutazione della partecipazione di Edipower (detenuta dalla società Iren Energia) e della partecipazione Delmi (detenuta dalla capogruppo Iren). Trattasi di partecipazioni rientranti nelle fattispecie di cui all'art. 87 Tuir e che non possono essere dedotte né nell'esercizio corrente né al momento dell'effettivo realizzo. Pertanto non generano alcuna fiscalità.
- IV) l'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. L'aliquota dell'addizionale risulta pertanto essere del 10,5%. Inoltre, vi è stato un incremento dell'aliquota IRAP dello 0,30%, per le società che operano in concessione, avvenuto a seguito dell'entrata in vigore del DL 98/2011. L'impatto complessivo del differenziale tra imposte anticipate e differite ricalcolate è pari a circa 7 milioni di euro. Invece l'impatto sulle imposte correnti è negativo per circa 21 milioni di euro.

Pertanto il tax rate adjusted del 2011 depurato dagli effetti straordinari relativi alle svalutazioni indeducibili è pari al 46%.

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 di euro 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 di euro 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.

Il seguente prospetto mostra la rilevazione delle imposte anticipate e differite e degli effetti conseguenti.

	migliaia di euro	
	2011	2010
Imposte anticipate		
Compenso amministratori sindaci revisori	847	910
Fondi non rilevanti fiscalmente	73.479	58.764
Contributi Imponibili	552	534
Differenze di valore delle immobilizzazioni	60.664	48.049
Strumenti derivati (IAS 19)	12.747	4.923
Perdite fiscali illimitatamente riportabili	1.175	654
Altro	25.386	20.212
Totale	174.850	134.046
Imposte differite		
Differenze di valore delle immobilizzazioni	95.486	92.938
Contributo c/ impianti	275	438
Fondo svalutazione crediti fiscale maggiore civilistico	1.143	1.061
Adeguamento fondo TFR	3.930	2.692
Strumenti derivati (IAS 19)	3.632	234
Leasing finanziario	1.184	938
Altro	8.787	8.504
Totale	114.437	106.805
Variazione totale	33.172	
di cui:		
a Patrimonio Netto	3.098	
a Conto economico (*)	30.074	

(*) Si precisa che la variazione a conto economico è riepilogata nella voce "imposte differite" ed in parte nella voce "Imposte esercizi precedenti"

NOTA 43_ RISULTATO NETTO DA ATTIVITÀ OPERATIVE CESSATE

Ai sensi dell'IFRS 5, tale voce presenta un saldo positivo per 1.004 migliaia di euro (1.740 migliaia di euro nell'esercizio 2010) e si riferisce principalmente:

- alla plusvalenza sulla cessione della partecipazione in Alegas (719 migliaia di euro);
- alla plusvalenza sulla cessione delle quote della partecipazione in BT Enia (1.003 migliaia di euro);
- alla svalutazione di Fata Morgana (687 migliaia di euro) e Piana Ambiente (300 migliaia di euro);
- alla plusvalenza realizzata sulla cessione della partecipazione nella società consolidata Aquamet (13 migliaia di euro);
- alla plusvalenza realizzata sulla cessione di parte del patrimonio immobiliare delle società controllate Mediterranea delle Acque e Immobiliare delle Fabbriche (323 migliaia di euro);
- al risultato della società CELPI classificata come attività destinata ad essere ceduta (-14 migliaia di euro);
- al risultato Del Consorzio GPO classificato come attività destinata ad essere ceduta (151 migliaia di euro);
- al risultato della società Tema classificata come attività destinata ad essere ceduta (-204 migliaia di euro).

Nell'esercizio 2010 si riferiva principalmente al risultato della società Aquamet classificata come attività destinata ad essere ceduta.

NOTA 44_ UTILE (PERDITA) DI PERTINENZA DI TERZI

L'utile di terzi, pari a 8.613 migliaia di euro (7.286 migliaia di euro nell'esercizio 2010), si riferisce alla quota di pertinenza degli azionisti di minoranza delle società consolidate integralmente, ma non possedute al 100% dal Gruppo.

NOTA 45_Utile PER AZIONE

Ai fini del calcolo dell'utile base e diluito per azione si segnala che il numero delle azioni ordinarie del 2011 rappresenta la media ponderata, peraltro con un effetto non significativo, in circolazione nel periodo di riferimento sulla base di quanto previsto dallo IAS 33 § 20.

	Esercizio 2011	Esercizio 2010
Utile (perdita) netto (migliaia di euro)	(107.890)	143.104
Numero medio ponderato di azioni in circolazione durante l'esercizio (migliaia)	1.276.226	1.054.134
Utile (perdita) per azione base (euro)	(0,08)	0,14

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 2011	Esercizio 2010
Utile (perdita) netto (migliaia di euro)	(107.890)	143.104
Numero medio ponderato di azioni (migliaia)	1.276.226	1.054.134
Numero medio ponderato di azioni ai fini del calcolo dell'utile per azione diluito (migliaia)	1.276.226	1.054.134
Utile (perdita) per azione diluito (euro)	(0,08)	0,14

NOTA 46_ALTRE COMPONENTI DI CONTO ECONOMICO COMPLESSIVO

La quota efficace delle variazioni di fair value della copertura di flussi finanziari, negativa per 11.002 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). La quota degli altri utili/(perdite) delle imprese valutate con il metodo del patrimonio netto, negativa per 5.852 migliaia di euro, si riferisce alle variazioni di fair value della copertura di flussi finanziari e commodities di società collegate.

La variazione di fair value delle attività finanziarie disponibili per la vendita, positiva per 8.067 migliaia di euro, si riferisce al rilascio a conto economico della riserva relativa alle partecipazioni in Delmi, per effetto della svalutazione durevole di valore, e in CESI ceduta nel corso dell'esercizio.

L'effetto fiscale delle altre componenti di conto economico complessivo è positivo per 3.098 migliaia di euro.

XI. GARANZIE E PASSIVITÀ POTENZIALI

Le garanzie prestate riguardano:

- a) Fideiussioni per impegni propri per 428.427 migliaia di euro (469.109 migliaia di euro al 31 dicembre 2010); le voci più significative si riferiscono a fideiussioni emesse a favore:
- di Provincia di Reggio Emilia per 85.864 migliaia di euro a fronte conferimento rifiuti e gestione operative e post-mortem di impianti soggetti ad A.I.A;
 - della SNAM Rete Gas per 63.952 migliaia di euro, di cui 61.500 nell'interesse di OLT Offshore LNG Toscana in relazione alla realizzazione di un punto di consegna, euro 1.710 a garanzia del potenziamento del punto di riconsegna della centrale di Moncalieri;
 - di Agenzia delle Entrate per 56.469 migliaia di euro per procedure compensazione IVA di Gruppo;
 - di Enel Distribuzione per 42.914 migliaia di euro a garanzia del contratto di servizio per il trasporto di energia elettrica;
 - di Agenzie Dogane per euro 27.017 migliaia di euro a garanzia del regolare versamento delle imposte erariali e addizionali comunali e provinciali sui consumi di energia elettrica ed accise gas;
 - del GME per 40.600 migliaia di euro a garanzia del contratto di adesione al mercato;
 - di Terna per 26.950 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 Enel Trade per 21.670 migliaia di euro a garanzia delle obbligazioni assunte con l'Accordo Individuale e gli Accordi Quadro sottoscritti;
 - della CONSIP per 2.904 di euro a garanzia dell'aggiudicazione lotti;
 - della Banca Intesa per 7.669 migliaia di euro a garanzia del mutuo Mestni;

- di SCR Piemonte S.p.A. per 7.310 migliaia di euro a garanzia gara per fornitura energia elettrica a Regione Piemonte;
 - del Comune di Moncalieri per 2.949 migliaia di euro a garanzia dell'esecuzione delle opere di urbanizzazione indotta;
 - del Comune di Nichelino per 1.679 migliaia di euro a garanzia dell'occupazione suolo per la posa reti TLR;
 - del Ministero dei Lavori Pubblici - Repubblica Albanese per 385 migliaia di euro a garanzia dell'esecuzione lavori su acquedotti a Bovilla;
 - della Delegation European Commission Albania per 866 migliaia di euro a garanzia realizzazione impianto fognario;
 - del Comune di Genova per 256 migliaia di euro a garanzia di lavori sulla rete gas;
 - del Ministero dell'Ambiente per 11.091 migliaia di euro ;
 - di ITALGAS per 496 migliaia di euro a garanzia del pagamento fornitura gas naturale;
 - dell'ACEA per 631 migliaia di euro a garanzia di contatto di trasporto energia elettrica;
- b) Garanzie prestate per conto di società controllate e collegate per 340.021 migliaia di euro, principalmente a garanzia affidamenti bancari.

Si segnala che gli importi più rilevanti, relativi alle garanzie prestate per conto di società collegate, attengono alla società collegata Sinergie Italiane (in particolare riguardano garanzie per affidamenti bancari e patronage per 225.510 migliaia di euro). In merito si segnala che l'assemblea di Sinergie Italiane, in data 28 marzo 2012, preso atto del risultato negativo di esercizio, ha deliberato di ripianare interamente le perdite mediante nuovi versamenti in denaro da parte dei soci, tra i quali Iren Mercato, e di ricostituire, mediante aumento, il capitale sociale al valore nominale di euro 1 milione. L'intervento da parte dei soci si configura con l'obiettivo di addivenire, secondo le intenzioni già manifestate dai soci stessi, alla messa in liquidazione volontaria della società volta a garantire il rientro delle garanzie prestate.

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, al 31 dicembre 2011 residua un importo pari a 31.008 migliaia di euro.

PASSIVITÀ 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, ai sensi art. 37 bis comma 4 dpr 600/73 conferimento ramo di Azienda, ampiamente illustrato nel bilancio al 31 dicembre 2010, vengono di seguito riportati gli eventi e gli aggiornamenti intervenuti nel corso del 2011.

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 18/03/2011 complessivi euro 1.281.193,30; 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.

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 complessivi euro 2.192.837,88 (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).

La Società, anche alla luce del parere rilasciato dai consulenti fiscali che la assistono, ritiene che il rischio derivante dal contenzioso sia riconducibile alle c.d. passività potenziali 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, 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 giustificato la proposizione dell'appello, la Società ritiene che si addiverrà all'accoglimento integrale del ricorso ed all'annullamento degli avvisi di accertamento. La Società pertanto non ritiene di dover effettuare uno specifico accantonamento, non essendo probabile l'impiego di risorse economiche a saldo delle pretese erariali.

Ai sensi del paragrafo 86 dello IAS 37, si forniscono le seguenti informazioni relative alla passività potenziale in commento:

- a. qualora si dovesse consolidare l'orientamento contrario a quello considerato corretto dalla Società, si dovrebbero considerare ineducibili 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. (già San Giacomo S.r.l.) 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 ad euro 93 milioni. Una stima di tale onere porterebbe ai seguenti valori:
 - sopravvenienze passive per euro 14 milioni a fronte di maggiori imposte relative agli esercizi dal 2003 al 2010 (comprensive di interessi per euro 1,4 milioni);
 - un maggior onere fiscale per l'esercizio 2011 pari ad euro 1,3 milioni;
 - uno stanziamento al fondo per imposte differite di euro 17,8 milioni a fronte delle maggiori imposte da calcolarsi fino al 2025.
- 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.

XII. INFORMATIVA PER SETTORI DI ATTIVITÀ

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 ATTIVITÀ

Il Gruppo Iren 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).

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 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 dell'Italia).

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 dell'esercizio 2010.

Per una migliore presentazione sono stati variati, rispetto ai dati del bilancio al 31 dicembre 2010, i seguenti importi relativi alle partecipazioni iscritte nell'attivo immobilizzato:

- La partecipazione di Edipower è stata allocata al settore Mercato (226 milioni di euro).
- La partecipazione in Energia Italiana (9 milioni di euro) è stata allocata al settore Generazione.
- Le partecipazioni di AGA e Zeus (39,9 milioni di euro) sono state tolte dal settore ambiente in cui erano allocate e iscritte nella colonna "non allocabili" in quanto non direttamente attribuibili ad un singolo segmento operativo.

Relativamente ai dati di conto economico del 31 dicembre 2010 sono state apportate delle riclassifiche tra i diversi settori di attività per un affinamento del perimetro di individuazione delle CGU ed è stato adeguato il criterio d'applicazione dell'IFRIC 12 sui primi sei mesi del Gruppo Enia a quello applicato attualmente dal Gruppo.

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.

Risultati per settori di attività al 31 dicembre 2011

	milioni di euro							
	Generazione	Mercato	Infrastrutture Energetiche	Ciclo Idrico	Ambiente	Altri Servizi	Non allocabili	Totale
Capitale immobilizzato	1.348	203	1.593	967	269	69	204	4.653
Capitale circolante netto	122	142	(39)	72	5	(28)	13	288
Altre attività e passività non correnti	(74)	(8)	(67)	(246)	(40)	8	(15)	(443)
Capitale investito netto (CIN)	1.397	337	1.487	793	234	49	202	4.498
Patrimonio netto								1.845
Posizione Finanziaria netta								2.653
Mezzi propri ed indebitamento finanziario netto								4.498

Risultati per settori di attività al 31 dicembre 2010

	milioni di euro							
	Generazione	Mercato	Infrastrutture Energetiche	Ciclo Idrico	Ambiente	Altri Servizi	Non allocabili	Totale
Capitale immobilizzato	1.232	287	1.494	921	221	72	339	4.566
Capitale circolante netto	61	35	(23)	57	6	(23)	23	137
Altre attività e passività non correnti	(39)	23	(85)	(205)	(37)	(14)	(4)	(361)
Capitale investito netto (CIN)	1.254	345	1.386	773	190	35	358	4.342
Patrimonio netto								2.082
Posizione Finanziaria netta								2.260
Mezzi propri ed indebitamento finanziario netto								4.342

Risultati economici per settori di attività al 31 dicembre 2011

	milioni di euro							
	Generazione	Mercato	Infrastrutture Energetiche	Ciclo Idrico	Ambiente	Altri Servizi	Non allocabili	Totale
Totali ricavi e proventi	785	3.072	437	438	217	112	(1.542)	3.520
Totale costi operativi	(627)	(3.020)	(227)	(326)	(175)	(95)	1.542	(2.928)
Margine Operativo Lordo (EBITDA)	158	53	211	113	42	16	-	592
Amm.ti, acc.ti netti e svalutazioni	(91)	(18)	(64)	(77)	(27)	(6)	-	(283)
Risultato operativo (EBIT)	67	35	146	36	15	10	-	308

Risultati economici per settori di attività al 31 dicembre 2010

	milioni di euro										
	Generazione	Mercato	Infrastrutture Energetiche	Ciclo Idrico	Ambiente	Altri Servizi	Elisioni e rettifiche	Totale proforma	di cui		
									Gruppo Enia	Elisioni e rettifiche	Gruppo Iren
Totali ricavi e proventi	697	2.866	419	447	222	104	(1.364)	3.391	571	(8)	2.828
Totale costi operativi	(517)	(2.817)	(213)	(339)	(178)	(91)	1.364	(2.789)	(464)	8	(2.333)
Margine Operativo Lordo (EBITDA)	180	49	206	108	45	14	-	602	107	-	495
Amm.ti, acc.ti netti e svalutazioni	(74)	(18)	(71)	(70)	(27)	(6)	-	(265)	(55)	-	(210)
Risultato operativo (EBIT)	106	31	135	38	18	8	-	337	52	-	285

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 SOCIETÀ CONSOLIDATE
INTEGRALMENTE PROPORZIONALMENTE E VALUTATE A PATRIMONIO NETTO

PROSPETTO IMPOSTE ANTICIPATE E DIFFERITE

DETTAGLIO RAPPORTI CON PARTI CORRELATE

RICONCILIAZIONE PROSPETTI DI BILANCIO IAS/IFRS CON I PROSPETTI
DI BILANCIO RICLASSIFICATI (Comunicazione Consob n. 6064293 del 26 luglio 2006)

CORRISPETTIVI ALLA SOCIETÀ 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	72.622.002	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
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
Enia Solaris S.r.l.	Parma	Euro	100.000	100,00	Iren Rinnovabili
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
GEA S.p.A.	Grosseto	Euro	1.381.500	59,34	Iren Acqua Gas
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	Genova	Euro	2.500.000	100,00	Mediterranea delle Acque
Iren Rinnovabili S.p.A.	Reggio Emilia	Euro	119.000	100,00	Iren Ambiente
Iride Servizi S.p.A.	Torino	Euro	52.242.791	93,78 6,22	Iren Energia Iren Emilia
Laboratori Iren Acqua Gas	Genova	Euro	550.392	90,87	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
SasterNet S.p.A.	Genova	Euro	7.900.000	85,00	Iride Servizi
Tecnoborgo S.p.A.	Piacenza	Euro	10.379.640	50,50 0,50	Iren Ambiente Iren
Tema S.c.a.r.l.	Chieti	Euro	100.000	51,00	Iren Emilia
Undis Servizi S.r.l.	Sulmona	Euro	20.000	100,00	Iren Emilia
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	EUR	110.500.000	51,00	Iren Energia
Namtra Investments Ltd	Cipro	Euro	1.353.000	100,00	Olt Offshore Toscana LNG
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	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	235.539	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
Acqueinforma	Grosseto	Euro	15.000	34,00	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 Energia	Imperia	Euro	20.000	20,00	Iren Mercato
Amat S.p.A.	Imperia	Euro	5.435.372	48,00	Iren Acqua Gas
Amter S.p.A.	Cogoleto	Euro	404.263	49,00	Mediterranea delle Acque
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
Castel S.p.A.	Cremona	Euro	935.000	23,10	Iren Acqua Gas
Consorzio Servizi Integrati	Genova	Euro	100.853	50,00	Iren Mercato
Domus Acqua S.r.l.	Domusnovas	Euro	96.000	29,00	Iren Acqua Gas
E dipower S.p.A.	Milano	Euro	1.441.300.000	10,00	Iren Energia
Fata Morgana S.p.A.	Reggio Calabria	Euro	2.225.694	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
Gesam Gas	Lucca	Euro	1.132.000	40,00	Iren Mercato
GICA s.a.	Lugano	CHF	7.400.000	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
Iniziativa Ambientali S.r.l.	Novellara	Euro	100.000	40,00	Iren Ambiente
Livorno Holding S.r.l.	Livorno	Euro	10.000	44,57	Iren Mercato
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
Rio Riazzone S.p.A.	Roma	Euro	103.292	44,00	Iren Ambiente
S.M.A.G.	Genova	Euro	100.000	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	Milano	Euro	3.000.000	27,60	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
Valle Dora Energia S.r.l.	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
Astea Energia	Osimo	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
CFR S.p.A.	Reggio Emilia	Euro	11.000.000	0,11	Undis Servizi
Consorzio L.E.A.P.	Piacenza	Euro	1.055.000	0,95	Iren Ambiente
Consorzio SI. RE.	Savona	Euro	100.000	15,00	Mediterranea delle Acque
Consorzio Topix	Torino	Euro	1.645.000	0,30	Aemnet
Cosme Srl	Genova	Euro	320.000	1,00	Iren Acqua Gas
CSP Scrl	Torino	Euro	641.000	6,10	Iren Energia
Delmi	Milano	Euro	1.466.868.500	15,00	Iren
Energia Italiana S.p.A.	Torino	Euro	26.050.000	11,00	Iren Energia
Environment Park S.p.A.	Torino	Euro	11.406.780	3,39	Iren Energia
IAM S.p.A.	Reggio Calabria	Euro	1.033.000	2,25	Undis Servizi
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	3.185.310	0,39	Immobiliare delle Fabbriche
S.D.B. S.p.A.	Torino	Euro	536.000	1,00	Iride Servizi
Sogea	Genova	Euro	400.000	0,10	Iren Acqua Gas
Stadio Albaro	Genova	Euro	1.230.000	2,00	CAE Amga Energia
T.I.C.A.S.S.	Genova	Euro	74.000	5,72	Iren Acqua Gas

DATI DI BILANCIO DELLE PRINCIPALI SOCIETÀ CONSOLIDATE INTEGRALMENTE
PROPORZIONALMENTE E VALUTATE A PATRIMONIO NETTO

Società consolidate integralmente

Società	Valuta	Capitale sociale	Totale attivo	Patrimonio Netto	Totale ricavi	Risultato del periodo
Iren Acqua Gas S.p.A.	euro	386.963.511	1.165.616.424	615.833.209	157.764.851	38.668.115
Iren Ambiente S.p.A.	euro	72.622.002	309.871.809	101.431.770	103.432.710	12.088.843
Iren Emilia S.p.A.	euro	196.832.103	775.985.522	341.307.672	494.194.681	18.565.650
Iren Energia S.p.A.	euro	818.855.779	2.327.399.787	1.200.239.620	743.721.954	11.072.554
Iren Mercato S.p.A.	euro	61.356.220	1.444.106.346	79.630.835	3.029.050.025	(16.180.871)
AEM Torino Distribuzione S.p.A.	euro	126.127.156	512.547.214	212.990.102	147.056.656	27.491.910
Aemnet S.p.A.	euro	6.973.850	11.537.946	7.500.345	4.352.073	639.807
AGA S.p.A.	euro	11.000.000	19.702.816	7.579.247	58.412	(241.108)
Bonifica Autocisterne	euro	595.000	962.813	489.272	1.196.345	(32.356)
C.EL.PI. Srl in liquidazione	euro	293.635	328.944	278.595	13.750	(8.720)
CAE Amga Energia S.p.A.	euro	10.000.000	56.997.813	27.055.268	36.165.640	2.844.911
Climatel S.r.l.	euro	10.000	380.915	86.815	267.211	1.254
Consorzio GPO	euro	20.197.260	21.111.688	21.031.774	-	151.718
Enia Parma S.r.l.	euro	300.000	65.741.206	5.557.850	115.019.972	412.737
Enia Piacenza S.r.l.	euro	300.000	28.361.683	1.958.418	64.986.289	250.773
Enia Reggio Emilia S.r.l.	euro	300.000	55.358.279	2.179.672	111.447.561	506.656
Enia Solaris S.r.l.	euro	100.000	26.982.705	4.777.583	1.504.307	25.292
Eniatel S.p.A.	euro	500.000	3.237.762	1.587.593	2.738.387	432.545
GEA Commerciale S.p.A.	euro	340.910	12.771.824	1.772.004	16.613.654	559.001
GEA S.p.A.	euro	1.381.500	19.012.399	11.476.954	3.948.820	531.733
Genova Reti Gas S.r.l.	euro	1.500.000	25.890.247	9.143.806	47.843.670	6.996.920
Idrotigullio	euro	979.000	35.310.346	8.434.756	15.835.745	1.334.918
Immobiliare delle Fabbriche	euro	2.500.000	11.021.047	10.580.443	37.354	203.935
Iren Rinnovabili S.p.A.	euro	119.000	17.772.363	5.920.675	3.903.635	(66.955)
Iride Servizi S.p.A.	euro	52.242.791	286.775.489	83.550.207	88.487.218	5.181.434
Laboratori Iren Acqua Gas	euro	2.000.000	10.595.994	5.040.896	6.924.867	394.023
Mediterranea delle Acque S.p.A.	euro	19.203.420	631.034.506	436.138.546	116.973.547	17.453.488
Monte Querce	euro	100.000	627.269	100.000	16.123	-
Nichelino Energia S.r.l.	euro	8.500.000	30.120.068	8.815.385	2.644.036	367.826
O.C.Clim S.r.l.	euro	100.000	10.098.878	3.180.447	8.612.050	93.685
SasterNet S.p.A.	euro	7.900.000	22.264.994	17.201.752	4.866.275	2.012.181
Tecnoborgo S.p.A.	euro	10.379.640	35.638.581	17.727.767	20.885.826	908.202
Tema S.c.a.r.l.	euro	100.000	168.414	(55.937)	-	(203.970)
Undis Servizi	euro	20.000	2.886.742	53.953	3.649.770	136
Zeus S.p.A.	euro	20.320.000	21.438.723	21.388.102	-	479.780

Società consolidate proporzionalmente

Società	Valuta	Capitale sociale	Totale attivo	Patrimonio Netto	Totale ricavi	Risultato del periodo
Acque Potabili Crotone	euro	100.000	15.114.565	3.398.407	1.457	(496.881)
Acquedotto Monferrato	euro	600.000	12.790.646	2.701.221	398.718	(82.990)
Acquedotto Savona	euro	500.000	33.202.492	7.088.616	15.764.167	732.989
AES Torino S.p.A.	euro	110.500.000	668.475.563	292.840.685	162.852.405	49.508.503
Olt Offshore Toscana LNG S.p.A.	euro	145.750.700	679.724.251	137.718.535	60.722	(1.652.506)
Società Acque Potabili S.p.A.	euro	3.600.295	252.222.794	104.279.840	65.648.654	(1.382.463)

Società valutate a patrimonio netto

Società	Valuta	Capitale sociale	Totale attivo	Patrimonio Netto	Totale ricavi	Risultato del periodo
A2A Alfa	euro	100.000	1.432.688	1.380.769	-	(64.576)
ABM Next (1)	euro	25.825	1.360.190	400.882	1.999.938	328.394
Aciam S.p.A.	euro	235.539	17.451.318	1.084.000	11.624.538	124.193
Acos Energia S.p.A.	euro	150.000	15.147.436	3.502.296	23.986.461	1.805.745
Acos S.p.A.	euro	17.075.864	31.909.928	22.442.774	9.481.645	500.044
Acquaenna S.c.p.a.(1)	euro	3.000.000	54.538.470	5.753.672	15.733.920	2.753.672
Aguas de San Pedro S.A. de C.V.	lempiras	159.900	1.604.860	360.372	1.273.900	54.389
Aiga S.p.A.(1)	euro	104.000	5.433.564	629.138	2.233.475	23.317
AMAT Energia (1)	euro	20.000	18.575	3.545	13.306	(6.599)
Amat S.p.A.(1)	euro	5.432.372	37.438.704	6.088.071	7.660.106	53.085
Amter S.p.A.(1)	euro	404.263	4.646.955	1.312.432	4.012.400	183.320
ASA S.p.A.	euro	21.507.344	180.629.284	23.410.163	79.422.070	892.166
ASMT Serv. Ind.S.p.A.	euro	3.856.240	19.583.313	5.309.770	12.037.667	274.272
ASTEА	euro	76.115.676	130.831.479	79.800.439	47.703.937	938.952
Atena S.p.A.	euro	8.203.255	42.181.979	10.562.214	38.768.576	(79.913)
Castel S.p.A.(1)	euro	935.000	77.911.918	1.309.032	552.706	303
Consorzio Servizi Integrati (1)	euro	100.853	59.346.612	100.853	42.554.024	-
Domus Acqua S.r.l.(1)	euro	96.000	975.334	189.554	395.315	32.545
Edipower S.p.A. (1)	euro	1.441.300.000	3.856.923.775	2.080.752.021	1.041.726.087	44.895.000
Fingas	euro	10.000	16.204.372	16.193.482	-	(44.258)
Gas Energia S.p.A. (1)	euro	3.570.000	17.834.808	4.045.252	12.025.527	77.030
GESAM GAS S.p.A. (1)	euro	1.132.000	16.623.934	2.795.706	43.217.733	982.160
GICA s.a. (1)	chf	7.400.000	3.636.901	2.247.498	1.657.931	(1.353.888)
Global Service Parma	euro	20.000	4.752.466	19.998	5.283.619	-
Il Tempio S.r.l.	euro	110.000	4.085.378	18.767	132.427	(67.383)
Iniziative Ambientali S.r.l.	euro	100.000	10.274.749	1.149.090	-	(2.656)
Livorno Holding S.r.l. (1)	euro	10.000	17.085	10.418	-	(3.348)
Mestni Plinovodi (1)	euro	15.952.479	33.766.111	17.523.377	10.682.700	285.348
Mondo Acqua (1)	euro	800.000	4.814.282	954.104	3.534.212	4.022
Plurigas	euro	800.000	465.317.941	68.207.455	1.681.841.976	25.054.294
Rio Riazzone S.p.A.	euro	103.292	759.038	498.730	249.914	(611)
S.M.A.G.srl(1)	euro	100.000	1.633.862	(101.202)	2.013.751	(203.088)
Salerno Energia Vendite (1)	euro	2.447.526	22.347.730	3.651.512	39.543.836	828.975
Sea Power & Fuel S.r.l. (1)	euro	10.000	6.118	5.818	-	(655)
Sinergie Italiane S.r.l.(2)	euro	3.000.000	773.146.501	(88.737.035)	2.208.580.001	(92.160.046)
So. Sel. S.p.A.	euro	240.240	7.855.070	1.591.917	11.237.472	118.525
Tirana Acque in liquidazione (1)	euro	95.000	559.897	(589.891)	-	(31.149)
Valle Dora Energia S.r.l.	euro	537.582	643.933	541.082	83.200	31.437
VEA Energia e Ambiente (1)	euro	96.000	3.158.010	790.226	5.753.357	312.619

(1) Valori al 31 dicembre 2010

(2) Valori al 30 settembre 2011

PROSPETTO IMPOSTE ANTICIPATE E DIFFERITE ESERCIZIO 2011

	differenze			
	iniziale	formazione	riversamento	residuo
Imposte anticipate				
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 19)	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
Imposte differite				
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 19)	(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

PROSPETTO IMPOSTE ANTICIPATE E DIFFERITE ESERCIZIO 2010

	differenze				
	iniziale	conferimento Gruppo Enia	formazione	riversamento	residuo
Imposte anticipate					
Compenso amministratori sindaci revisori	1.962	277	2.235	1.332	3.141
Fondi non rilevanti fiscalmente	112.820	41.666	65.406	27.326	192.566
Contributi Imponibili	1.305	191	23	53	1.466
Differenze di valore delle immobilizzazioni	86.147	29.541	51.775	7.202	160.260
Strumenti derivati (IAS 19)	21.094	(2.423)	836	1.244	18.262
Perdite fiscali illimitatamente riportabili	6.327	449	212	48	6.940
Altro	46.273	5.532	31.985	17.511	66.278
Totale imponibili/imposte anticipate	275.929	75.233	152.471	54.718	448.915
Imposte differite					
Differenze di valore delle immobilizzazioni	226.254	41.900	7.713	84.351	189.966
Contributo c/ impianti	1.180	2.003	-	37	3.146
Fondo svalutazione crediti fiscale maggiore civilistico	6.499	43.649	-	-	50.149
Adeguamento fondo TFR	6.581	2.012	3.170	2.400	9.364
Strumenti derivati (IAS 19)	1.653	-	368	4.435	(2.414)
Leasing finanziario	1.809	452	908	567	2.601
Altro	15.920	13.339	16.195	8.471	38.532
Totale imponibile/imposte differite	259.896	103.355	28.355	100.262	291.344
Imposte anticipate (differite) nette	16.033	(28.122)	124.116	(45.544)	157.570

migliaia di euro

imposte	imposte	imposte		totale
		IRES	IRAP	
a c/eco	a PN			
220	2	885	25	910
3.584	4.014	56.164	2.600	58.764
(20)	-	478	56	534
9.324	1.568	45.489	2.560	48.049
(654)	(2.046)	4.923	-	4.923
471	-	654	-	654
(396)	106	19.630	582	20.212
12.529	3.644	128.223	5.823	134.046
(2.316)	(7.742)	82.986	9.952	92.938
(12)	-	389	49	438
-	-	1.061	-	1.061
129	35	2.692	-	2.692
(1.185)	68	223	10	234
125	-	858	80	938
370	7	7.943	561	8.504
(2.888)	(7.632)	96.152	10.653	106.805
15.418	11.276	32.071	(4.830)	27.241

DETTAGLIO RAPPORTI CON PARTI CORRELATE

	migliaia di euro									
	Crediti commerciali	Crediti finanziari	Crediti altra natura	Debiti commerciali	Debiti finanziari	Debiti altra natura	Ricavi e proventi	Costi e altri oneri	Proventi finanziari	Oneri finanziari
Comune Genova	17.307	-	-	6.102	-	-	22.543	2.443	-	-
Comune Parma	15.091	-	-	211	-	-	1.504	1.728	-	-
Comune Piacenza	3.959	-	-	4.918	-	-	3.597	2.751	-	-
Comune Reggio Emilia	2.999	-	-	2.308	-	-	2.946	791	-	-
Comune Torino	35.261	209.246	1	2.134	-	584	80.370	-	3.688	-
Finanziaria Sviluppo Utilities	28	-	-	-	3.752	-	28	-	-	67
Gruppo Intesa Sanpaolo	-	5.406	-	-	415.561	-	-	-	-	-
AES Torino	1.266	1.806	3.004	12.656	-	434	2.195	40.352	2.137	-
OLT Offshore LNG	913	153.110	-	-	-	-	291	-	4.127	-
Namtra	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Società Acque Potabili	10.858	-	-	404	-	-	5.287	62	172	-
Acquedotto Savona	159	-	-	-	-	-	1.049	-	-	-
Acquedotto Monferrato	7	-	-	-	-	-	3	-	-	-
Acque Potabili Crotone	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Acque Potabili Siciliane	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
A2A Alfa	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ABM Next	-	102	-	-	-	-	-	-	-	-
Aciam S.p.A.	187	848	-	-	-	-	169	-	29	-
Acos Energia S.p.A.	4.810	-	-	(6)	-	-	15.078	7	-	-
Acos S.p.A.	98	164	-	-	-	-	107	-	-	-
Acquaenna S.c.p.a.	3.192	276	-	-	-	-	179	-	-	-
Acqueinforma	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Aguas de San Pedro S.A.	776	-	-	-	-	-	457	-	-	-
Aiga S.p.A.	97	434	-	-	-	-	-	-	-	-
AMAT Energia	-	-	-	10	-	-	-	-	-	-
Amat S.p.A.	156	-	-	-	-	-	734	2	-	-
Amter S.p.A.	1.704	88	-	3	-	-	544	-	-	-
ASA S.p.A.	9.300	6.614	-	1.638	-	-	363	18	-	-

migliaia di euro

	Crediti commerciali	Crediti finanziari	Crediti altra natura	Debiti commerciali	Debiti finanziari	Debiti altra natura	Ricavi e proventi	Costi e altri oneri	Proventi finanziari	Oneri finanziari
ASMT Serv. Ind.S.p.A.	277	-	-	12	-	-	199	25	-	-
ASTE A	8.304	-	-	-	-	-	29.605	-	234	-
Atena S.p.A.	49	492	-	211	-	-	168	-	492	-
Castel S.p.A.	12	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Consorzio Servizi Integrati	17.464	-	-	5.033	-	-	23.096	8.454	484	-
Domus Acqua S.r.l.	30	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Edipower S.p.A.	1.387	110.004	-	10.664	-	-	7	58.082	4	-
Fata Morgana	2	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Fingas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Gas Energia S.p.A.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
GESAM GAS S.p.A.	-	-	-	24	-	-	-	16	-	-
GICA s.a.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Global Service Parma	-	-	-	3.685	-	-	-	2.598	-	-
Il Tempio S.r.l.	1	316	-	-	-	-	-	-	7	-
Iniziative Ambientali S.r.l.	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Livorno Holding S.r.l.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Mestni Plinovodi	75	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Mondo Acqua	255	-	-	-	-	-	358	-	-	-
Piana Ambiente S.p.A.	254	-	-	-	-	-	1	-	-	-
Plurigas S.p.A.	8.919	-	-	22.442	-	-	43.795	191.479	-	-
Rio Riazzone S.p.A.	-	-	-	19	-	-	-	-	-	-
S.M.A.G. srl	41	-	-	603	-	-	-	-	-	-
Salerno Energia Vendite	4.340	-	-	-	-	-	6.329	-	-	-
Sea Power & Fuel S.r.l.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Sinergie Italiane S.r.l.	1	-	-	49.869	-	-	5	281.913	-	-
So. Sel. S.p.A.	12	-	-	1.584	-	-	12	3.528	-	-
Tirana Acque	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Valle Dora Energia Srl	22	1	-	125	-	-	24	125	-	-
VEA Energia e Ambiente	1.103	-	-	-	-	-	3.188	-	-	-

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	2.837.578		
Investimenti immobiliari	1.943		
Attività immateriali	1.280.769		
Avviamento	131.651		
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	230.818		
Altre partecipazioni	170.015		
Totale (A)	4.652.774	Attivo Immobilizzato (A)	4.652.774
Altre attività non correnti	27.826		
Debiti vari e altre passività non correnti	(146.123)		
Totale (B)	(118.297)	Altre attività (Passività) non correnti (B)	(118.297)
Rimanenze	67.931		
Crediti commerciali	1.239.730		
Crediti per imposte correnti	4.400		
Crediti vari e altre attività correnti	269.887		
Debiti commerciali	(1.040.014)		
Debiti vari e altre passività correnti	(216.220)		
Debiti per imposte correnti	(37.740)		
Totale (C)	287.974	Capitale circolante netto (C)	287.974
Attività per imposte anticipate	174.850		
Passività per imposte differite	(114.438)		
Totale (D)	60.412	Attività (Passività) per imposte differite (D)	60.412
Benefici ai dipendenti	(86.791)		
Fondi per rischi ed oneri	(231.057)		
Fondi per rischi ed oneri quota corrente	(99.061)		
Totale (E)	(416.909)	Fondi e Benefici ai dipendenti (E)	(416.909)
Attività destinate ad essere cedute	31.622		
Passività correlate ad attività destinate ad essere cedute	(195)		
Totale (F)	31.427	Attività (Passività) destinate a essere cedute (F)	31.427
		Capitale investito netto (G=A+B+C+D+E+F)	4.497.381
Patrimonio Netto (H)	1.844.706	Patrimonio Netto (H)	1.844.706
Attività finanziarie non correnti	(132.299)		
Passività finanziarie non correnti	2.051.413		
Totale (I)	1.919.114	Indeb. finanziario a medio e lungo termine (I)	1.919.114
Attività finanziarie correnti	(377.235)		
Cassa e altre disponibilità liquide equivalenti	(44.758)		
Passività finanziarie correnti	1.155.554		
Totale (L)	733.561	Indeb. finanziario a breve termine (L)	733.561
		Indebitamento finanziario netto (M=I+L)	2.652.675
		Mezzi propri e indeb. finanziario netto (H+M)	4.497.381

CORRISPETTIVI ALLA SOCIETÀ 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 KPMG S.p.A. sono così sintetizzabili:

Tipologia di servizi	migliaia di euro		
	Soggetto che ha erogato il servizio	Destinatario	Compensi
Revisione contabile	Revisore della Capogruppo	Società Capogruppo	134
Servizi di attestazione (1)	Revisore della Capogruppo	Società Capogruppo	198
Servizi di consulenza fiscale	Revisore della Capogruppo	Società Capogruppo	-
Altri servizi (2)	i) Revisore della Capogruppo	Società Capogruppo	15
	ii) Rete del revisore della Capogruppo	Società Capogruppo	-
Revisione contabile	i) Revisore della Capogruppo	i) Società Controllate	857
	ii) Rete del revisore della Capogruppo	ii) Società Controllate	-
Servizi di attestazione (3)	i) Revisore della Capogruppo	i) Società Controllate	350
	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 (4)	i) Revisore della Capogruppo	i) Società Controllate	48
	ii) Rete del revisore della Capogruppo	ii) Società Controllate	-
Totale			1.602

(1) I servizi di attestazione riguardano le limitate procedure di revisione semestrale, la verifica e attestazione del bilancio unbundling e lo svolgimento di procedure concordate al fine di attestare la conformità procedurale del Bilancio di Sostenibilità.

(2) Gli altri servizi riguardano le traduzioni dei bilanci e l'attività di supporto metodologico dell'applicazione dei principi contabili.

(3) I servizi di attestazione riguardano le limitate procedure di revisione semestrale, la sottoscrizione del modello Unico, del modello 770 e la verifica e attestazione del bilancio unbundling.

(4) Gli altri servizi riguardano lo svolgimento di procedure di verifica concordate sui dati trasmessi all'AEEG relativamente ad istanze tariffarie.

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 2011.

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.

3 aprile 2012

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 gennaio 2010, n. 39

Agli Azionisti della
Iren S.p.A.

- 1 Abbiamo svolto la revisione contabile del bilancio consolidato, costituito dalla situazione patrimoniale-finanziaria, dal conto economico, dal conto economico complessivo, dal prospetto delle variazioni del patrimonio netto, dal rendiconto finanziario e dalle relative note esplicative, del Gruppo Iren chiuso al 31 dicembre 2011. 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. 38/05, compete agli amministratori della Iren S.p.A.. 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 consolidato sia viziato da errori significativi e se risulti, nel suo complesso, attendibile. Il procedimento di revisione comprende l'esame, sulla base di verifiche a campione, degli elementi probativi a supporto dei saldi e delle informazioni contenuti nel bilancio, nonché la valutazione dell'adeguatezza e della correttezza dei criteri contabili utilizzati e della ragionevolezza delle stime effettuate dagli amministratori. Riteniamo che il lavoro svolto fornisca una ragionevole base per l'espressione del nostro giudizio professionale.

Per il giudizio relativo al bilancio consolidato dell'esercizio precedente, i cui dati sono presentati ai fini comparativi, si fa riferimento alla relazione da noi emessa in data 9 aprile 2011.
- 3 A nostro giudizio, il bilancio consolidato del Gruppo Iren al 31 dicembre 2011 è conforme agli International Financial Reporting Standards adottati dall'Unione Europea, nonché ai provvedimenti emanati in attuazione dell'art. 9 del D.Lgs. n. 38/05; 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.

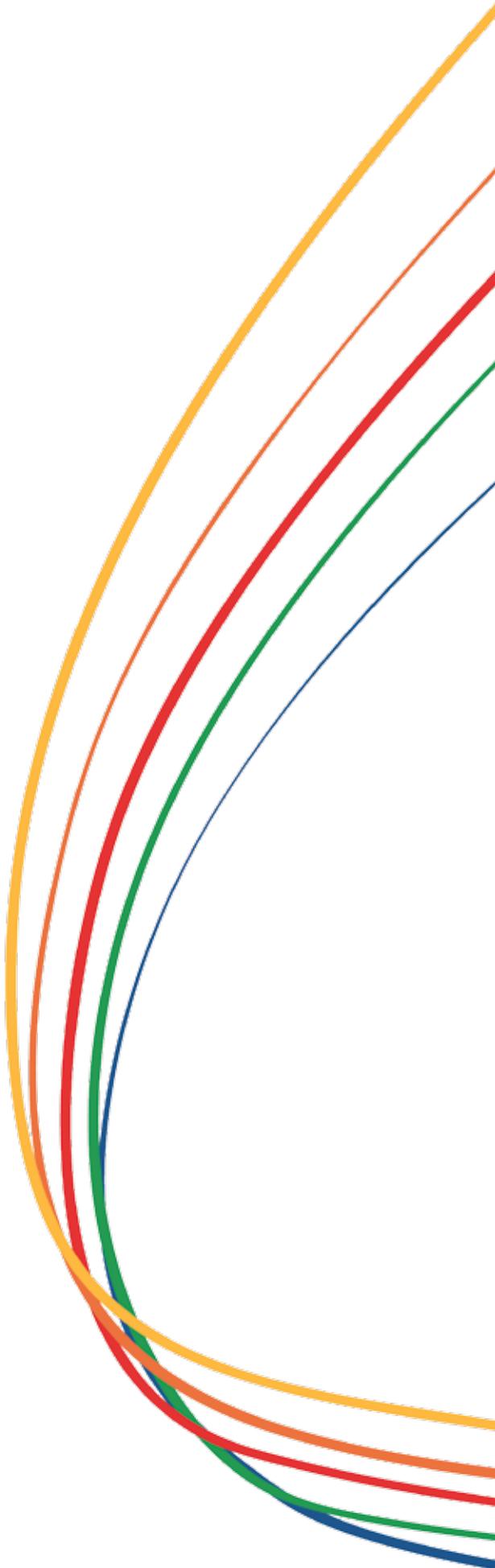
- 4 La responsabilità della redazione della relazione sulla gestione e della relazione sul governo societario e gli assetti proprietari, pubblicata nella sezione Investor Relations del sito internet della Iren S.p.A., in conformità a quanto previsto dalle norme di legge e dai regolamenti compete agli amministratori della Iren S.p.A.. 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. 58/98, presentate nella relazione sul governo societario e gli assetti proprietari, con il bilancio, 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. 58/98 presentate nella relazione sul governo societario e gli assetti proprietari sono coerenti con il bilancio consolidato del Gruppo Iren al 31 dicembre 2011.

Torino, 23 aprile 2012

KPMG S.p.A.



Roberto Bianchi
Socio



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 2011

PROSPETTO DELLA SITUAZIONE PATRIMONIALE – FINANZIARIA

	Note	31 dicembre 2011	di cui Parti correlate	31 dicembre 2010	Importi in euro di cui Parti correlate
ATTIVITÀ					
Attività materiali	(1)	6.996.453		7.527.915	
Attività immateriali	(2)	141.980		-	
Partecipazioni in imprese controllate, joint venture e collegate	(3)	2.236.297.601		2.169.160.526	
Altre partecipazioni	(4)	140.272.674		267.834.208	
Attività finanziarie non correnti	(5)	984.120.817	982.678.082	885.163.053	883.174.385
Altre attività non correnti	(6)	367.608		413.960	
Attività per imposte anticipate	(7)	24.855.366		17.943.274	
Totale attività non correnti		3.393.052.499		3.348.042.936	
Crediti commerciali	(8)	20.820.112	20.766.835	14.098.041	14.075.457
Crediti per imposte correnti	(9)	159.018		663.448	
Crediti vari e altre attività correnti	(10)	49.102.182	36.805.641	57.155.281	53.203.604
Attività finanziarie correnti	(11)	978.627.234	978.585.943	962.642.892	962.438.269
Cassa e altre disponibilità liquide equivalenti	(12)	17.406.189		43.571.059	
Totale attività correnti		1.066.114.735		1.078.130.721	
Attività destinate ad essere cedute		-		-	
TOTALE ATTIVITÀ		4.459.167.234		4.426.173.657	

	Note	31 dicembre 2011	di cui Parti correlate	31 dicembre 2010	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		244.305.412		253.845.224	
Risultato netto del periodo		(57.042.700)		102.689.657	
TOTALE PATRIMONIO NETTO	(13)	1.463.488.389		1.632.760.558	
PASSIVITA'					
Passività finanziarie non correnti	(14)	1.855.587.104	186.974.492	1.771.437.651	
Benefici ai dipendenti	(15)	9.456.446		9.806.349	
Fondi per rischi ed oneri	(16)	19.891.350		19.192.611	
Passività per imposte differite	(17)	1.913.212		2.421.988	
Totale passività non correnti		1.886.848.112		1.802.858.599	
Passività finanziarie correnti	(18)	1.051.732.797	284.942.644	907.336.479	116.011.137
Debiti commerciali	(19)	15.787.521	3.518.771	32.412.727	9.697.467
Debiti vari e altre passività correnti	(20)	26.786.580	19.165.061	47.384.121	39.428.914
Debiti per imposte correnti	(21)	14.523.835		3.421.173	
Totale passività correnti		1.108.830.733		990.554.500	
Passività correlate ad attività destinate ad essere cedute		-		-	
TOTALE PASSIVITA'		2.995.678.845		2.793.413.099	
TOTALE PATRIMONIO NETTO E PASSIVITÀ		4.459.167.234		4.426.173.657	

PROSPETTO DI CONTO ECONOMICO

	Note	Esercizio 2011	di cui Parti correlate	Esercizio 2010	Importi in euro di cui Parti correlate
RICAVI					
Ricavi per beni e servizi	(22)	13.250.142	13.250.142	10.359.243	10.359.243
Altri proventi	(23)	2.402.829	544.698	4.509.812	668.663
Totale ricavi		15.652.971		14.869.055	
Costi operativi					
Costi materie prime sussidiarie di consumo e merci	(24)	(16.646)		(9.085)	(348)
Prestazioni di servizi e godimento beni di terzi	(25)	(15.602.210)	(3.610.947)	(15.684.843)	(3.216.496)
Oneri diversi di gestione	(26)	(2.930.701)	(52.223)	(2.249.477)	(316.381)
Costo del personale	(27)	(19.727.984)		(13.880.941)	
Totale costi operativi		(38.277.541)		(31.824.346)	
MARGINE OPERATIVO LORDO		(22.624.570)		(16.955.291)	
AMMORTAMENTI, ACCANTONAMENTI E SVALUTAZIONI					
Ammortamenti	(28)	(545.333)		(531.463)	
Accantonamenti e svalutazioni	(29)	(342.310)		(243.604)	
Totale ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni		(887.643)		(775.067)	
RISULTATO OPERATIVO		(23.512.213)		(17.730.358)	
GESTIONE FINANZIARIA					
Proventi finanziari	(30)	184.474.771	182.447.732	177.650.961	176.112.210
Oneri finanziari		(96.805.062)	(836.642)	(67.247.122)	(101.053)
Totale gestione finanziaria		87.669.709		110.403.839	
Rettifica di valore di partecipazioni	(31)	(136.125.958)		-	
<i>- di cui non ricorrenti</i>		<i>(136.125.958)</i>		-	
RISULTATO PRIMA DELLE IMPOSTE		(71.968.462)		92.673.481	
Imposte sul reddito	(32)	14.925.762		10.016.176	
RISULTATO NETTO DELLE ATTIVITÀ IN CONTINUITÀ		(57.042.700)		102.689.657	
Risultato netto da attività operative cessate		-		-	
RISULTATO NETTO DEL PERIODO		(57.042.700)		102.689.657	

PROSPETTO DELLE ALTRE COMPONENTI DI CONTO ECONOMICO COMPLESSIVO

	Note	Importi in euro	
		Esercizio 2011	Esercizio 2010
Utile/(perdita) del periodo (A)		(57.042.700)	102.689.657
Altre componenti di conto economico complessivo	(32)		
- quota efficace delle variazioni di fair value della copertura di flussi finanziari		(18.330.597)	(829.868)
- variazioni di fair value delle attività finanziarie disponibili per la vendita		8.564.424	(13.750.735)
Effetto fiscale delle altre componenti di conto economico complessivo		6.015.886	457.285
Totale altre componenti di conto economico complessivo al netto dell'effetto fiscale (B)		(3.750.287)	(14.123.318)
Totale Utile/(perdita) complessiva (A)+(B)		(60.792.987)	88.566.339

RENDICONTO FINANZIARIO

	migliaia di euro	
	Esercizio 2011	Esercizio 2010
A. Disponibilità liquide e saldo gestione tesoreria accentrata iniziali	405.178	624.616
Flusso finanziario generato dall'attività operativa		
Risultato del periodo	(57.043)	102.689
Rettifiche per:		
Ammortamenti attività materiali e immateriali	545	531
Variazione netta TFR e altri benefici ai dipendenti	(350)	2.130
Variazione netta fondo rischi e altri oneri	698	1.662
Variazione imposte anticipate e differite	(1.404)	(283)
Variazione altre attività/passività non correnti	46	(89)
Dividendi ricevuti	(157.003)	(113.650)
Svalutazioni (Rivalutazioni) nette di attività immobilizzate	136.126	-
B. Cash flow operativo prima delle variazioni di CCN	(78.385)	(7.010)
Variazione crediti commerciali	(6.723)	(9.171)
Variazione crediti tributari e altre attività correnti	8.558	(8.351)
Variazione debiti commerciali	(16.625)	21.103
Variazione debiti tributari e altre passività correnti	(9.495)	4.209
C. Flusso finanziario derivante da variazioni di CCN	(24.285)	7.790
D. Cash flow operativo (B+C)	(102.670)	780
Flusso finanziario da (per) attività di investimento		
Investimenti in attività materiali e immateriali	(155)	(22)
Investimenti in attività finanziarie	(67.137)	-
Dividendi ricevuti	157.003	113.650
E. Totale flusso finanziario da attività di investimento	89.711	113.628
F. Free cash flow (D+E)	(12.959)	114.408
Flusso finanziario da attività di finanziamento		
Erogazione di dividendi	(108.479)	(70.724)
Altre variazioni di Patrimonio netto	-	(509)
Nuovi finanziamenti a lungo termine	525.000	200.000
Rimborsi di finanziamenti a lungo termine	(97.651)	(279.523)
Variazione crediti finanziari	(71.808)	(362.233)
Variazione debiti finanziari	(181.539)	146.178
Disponibilità liquide acquisite con la fusione Iride-Enia	-	32.965
G. Totale flusso finanziario da attività di finanziamento	65.523	(333.846)
H. Flusso monetario del periodo (F+G)	52.564	(219.438)
I. Disponibilità liquide e saldo gestione tesoreria accentrata finali (A+H)	457.742	405.178
L. Saldo gestione tesoreria accentrata verso società controllate	(440.336)	(361.607)
M. Disponibilità liquide finali (A+H)	17.406	43.571

PROSPETTO DELLE VARIAZIONI DELLE VOCI DI PATRIMONIO NETTO

	Capitale sociale	Riserva sovrapprezzo emissione azioni	Riserva legale	Riserva copertura flussi finanziari	Riserva fair value attività disponibili per la vendita
Situazione al 31/12/2009	832.042	105.102	20.258	(10.296)	-
Destinazione del risultato del 2009					
- Riserva legale			3.604		
- Distribuzione dividendo					
- Riserva straordinaria					
Distribuzione dividendo straordinario					
Fusione per incorporazione di Enia in Iride del 1° luglio 2010 e conseguenti operazioni straordinarie di conferimento					
Aumento capitale a servizio del concambio azionario relativo alla fusione con Enia	444.184				
Avanzo di fusione					
Ricostituzione riserva copertura flussi finanziari				(2.856)	
Ricostituzione riserva fair value attività finanziarie disponibili per la vendita					5.115
Ricostituzione altre riserve libere in sospensione d'imposta					
Movimenti di patrimonio netto per conferimenti					
Utile (perdita) complessiva rilevata nell'esercizio				(562)	(13.562)
<i>di cui:</i>					
- Utile (Perdita) dell'esercizio					
- Altre componenti di conto economico complessivo				(562)	(13.562)
Situazione al 31/12/2010	1.276.226	105.102	23.862	(13.714)	(8.447)
Destinazione del risultato del 2010					
- Riserva legale			5.134		
- Distribuzione dividendo					
- Riserva straordinaria					
Distribuzione dividendo straordinario					
Utile (perdita) complessiva rilevata nell'esercizio				(12.197)	8.447
<i>di cui:</i>					
- Utile (Perdita) dell'esercizio					
- Altre componenti di conto economico complessivo				(12.197)	8.447
Situazione al 31/12/2011	1.276.226	105.102	28.996	(25.911)	-

							migliaia di euro	
Riserva Straordinaria	Riserva conferimento	Avanzo di fusione da concambio	Altre riserve	Riserva da transazione IFRS	Totale riserve e Utili (perdite) accumulate	Utile (Perdita)	Totale	
26.454	7.555	94.319	-	(36.507)	206.885	72.070	1.110.997	
					3.604	(3.604)	-	
					-	(68.227)	(68.227)	
239 (2.496)					239 (2.496)	(239)	- (2.496)	
					-		444.184	
		57.426			57.426 (2.856)		57.426 (2.856)	
					5.115		5.115	
		(94.952)	94.952		-		-	
52					52 (14.124)	102.690	52 88.566	
					-	102.690	102.690	
					(14.124)		(14.124)	
24.249	7.555	56.793	94.952	(36.507)	253.845	102.690	1.632.761	
					5.134	(5.134)	-	
					-	(97.505)	(97.505)	
51 (10.975)					51 (10.975)	(51)	- (10.975)	
					(3.750)	(57.043)	(60.793)	
					-	(57.043)	(57.043)	
					(3.750)		(3.750)	
13.325	7.555	56.793	94.952	(36.507)	244.305	(57.043)	1.463.488	

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.

Nel confronto tra le grandezze economiche e finanziarie presentate negli schemi di Bilancio al 31 dicembre 2010 e 31 dicembre 2011 è necessario considerare che i primi non sono comprensivi dell'apporto della società Enia S.p.A. per i primi sei mesi del 2010.

Sono state apportate delle riclassifiche ai prospetti riportati al 31 dicembre 2010 per adeguarsi alla classificazione adottata per le voci corrispondenti al 31 dicembre 2011. Le riclassifiche principali sono descritte nelle note al bilancio.

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 denominate 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 2010, con le eccezioni evidenziate nel paragrafo "Principi contabili, emendamenti ed interpretazioni efficaci dal 1° gennaio 2011".

Il bilancio separato al 31 dicembre 2011 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, pur in presenza di un difficile contesto economico e finanziario, 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 2011 di Iren S.p.A.; i suddetti principi contabili non sono cambiati rispetto a quelli adottati al 31 dicembre 2010.

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. I costi di manutenzione aventi natura incrementativa sono attribuiti alle immobilizzazioni cui si riferiscono ed ammortizzati in relazione alle residue possibilità di utilizzo delle stesse. 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	3,0%	3,0%
Sistemi ausiliari fabbricati	5,0%	10,0%

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 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.

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

immateriale 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 quote di minoranza 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 immateriale a vita utile indefinita) e per le immobilizzazioni immateriale 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 al patrimonio netto (Riserva di fair value) fino al momento in cui esse sono cedute o abbiano subito una perdita di valore; in tal caso, la perdita complessiva viene stornata dal patrimonio netto 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 in una riserva di patrimonio netto 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

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), lo sconto energia fornito 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 sono imputati 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.

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 riverteranno.

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/credi-

torie 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.

PRINCIPI CONTABILI, EMENDAMENTI ED INTERPRETAZIONI EFFICACI DAL 1° GENNAIO 2011

A decorrere dal 1° gennaio 2011 sono state applicate talune modifiche ai principi contabili internazionali e alle interpretazioni, nessuna delle quali ha determinato un effetto significativo sulla posizione finanziaria e sul risultato economico del Gruppo. Le variazioni principali sono di seguito illustrate:

- IAS 32 - *Strumenti finanziari*: esposizione nel bilancio: l'emendamento deve essere applicato modo retrospettivo e riguarda la contabilizzazione dell'emissione di diritti (diritti, opzioni o warrant) denominati in valuta diversa da quella funzionale dell'emittente. In precedenza tali diritti erano contabilizzati come passività da strumenti finanziari derivati; l'emendamento invece richiede che, a determinate condizioni, tali diritti siano classificati a patrimonio netto a prescindere dalla valuta nella quale il prezzo di esercizio è denominato.
- IAS 24 - *Informativa di bilancio sulle parti correlate*: riguarda la semplificazione del tipo di informazioni richieste nel caso di transazioni con parti correlate controllate dallo Stato e chiarisce la definizione di parti correlate.
- IFRIC 14 - *Versamenti anticipati a fronte di una clausola di contribuzione minima dovuta*: consente alle società che versano anticipatamente una contribuzione minima dovuta di riconoscerla come un'attività.
- IFRIC 19 - *Estinzione di una passività attraverso emissione di strumenti di capitale*: fornisce le linee guida circa la rilevazione dell'estinzione di una passività finanziaria attraverso l'emissione di strumenti di capitale. L'interpretazione stabilisce che, se un'impresa rinegozia le condizioni di estinzione di una passività finanziaria ed il suo creditore accetta di estinguerla attraverso l'emissione di azioni dell'impresa, allora le azioni emesse dall'impresa diventano parte del prezzo pagato per l'estinzione della passività finanziaria e devono essere valutate al fair value; la differenza tra il valore contabile della passività finanziaria estinta ed il valore iniziale degli strumenti di capitale emessi deve essere imputata a conto economico nel periodo.

L'adozione dei suddetti principi contabili non ha impatto sulla posizione finanziaria e sul risultato economico della società.

PRINCIPI CONTABILI, EMENDAMENTI ED INTERPRETAZIONI NON ANCORA APPLICABILI E NON ADOTTATI IN VIA ANTICIPATA DALLA SOCIETÀ

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 produrrà alcun effetto dal punto di vista della valutazione delle poste di bilancio.

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 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 data 20 dicembre 2010 lo IASB ha emesso un emendamento minore allo IAS 12 - *Imposte sul reddito* che chiarisce la determinazione delle imposte differite sugli investimenti immobiliari valutati al fair value. La modifica introduce la presunzione che le imposte differite relative agli investimenti immobiliari valutati al fair value secondo lo IAS 40 devono essere determinate tenendo conto che il valore contabile di tale attività sarà recuperato attraverso la vendita. Conseguentemente a tale emendamento il SIC-21 - *Imposte sul reddito - Recuperabilità di un'attività*

non ammortizzabile rivalutata non sarà più applicabile. L'emendamento è applicabile in modo retrospettivo dal 1° gennaio 2012.

- 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. Esso fornisce, inoltre, una guida per determinare l'esistenza del controllo laddove sia difficile da accertare. Il principio è applicabile in modo retrospettivo dal 1° gennaio 2013
- 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 fornisce dei criteri per l'individuazione degli accordi di compartecipazione basati sui diritti e sugli obblighi derivanti dagli accordi piuttosto che sulla forma legale degli stessi e stabilisce come unico metodo di contabilizzazione delle partecipazioni in imprese a controllo congiunto nel bilancio consolidato, il metodo del patrimonio netto. Il principio è applicabile in modo retrospettivo dal 1° gennaio 2013. 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 è applicabile in modo retrospettivo dal 1° gennaio 2013.
- 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. 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 giugno 2011 lo IASB ha emesso un emendamento allo IAS 19 - *Benefici ai dipendenti* che elimina l'opzione di differire il riconoscimento degli utili e delle perdite attuariali con il metodo del corridoio, richiedendo la presentazione nella situazione patrimoniale e finanziaria del deficit o surplus del fondo nella sua interezza, ed 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 rimisurazione in ogni esercizio della passività e attività tra gli Altri utili/(perdite) complessivi. L'emendamento è applicabile in modo retrospettivo dall'esercizio avente inizio dal 1° gennaio 2013.
- In data 19 ottobre 2011 ha emesso l'interpretazione IFRIC 20 - *Stripping cost di una miniera di superficie sostenuti in fase di produzione*; l'interpretazione in oggetto si occupa della contabilizzazione dei costi legati alla rimozione dei rifiuti nella fase di produzione della miniera. L'interpretazione è applicabile dagli esercizi aventi inizio dopo o dal 1° gennaio 2013.
- 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.

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 accantona-

menti, 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 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 (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.

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, valorizzati con lo scenario di mercato più aggiornato, 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 31/12/2011	Valore contabile	Flussi finanziari contrattuali	migliaia di euro		
			entro i 12 mesi	1-5 anni	Oltre 5 anni
Debiti per mutui e bond (*)	2.273.883	(2.644.589)	(526.064)	(1.376.031)	(742.494)
Coperture rischio tasso (**)	39.310	(39.548)	(13.232)	(26.455)	139

(*) 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) Sono invece escluse le differenze cambio su mutui che totalizzano nel valore degli "Altri debiti finanziari verso istituti di credito".

(**) 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 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 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 2011.

	migliaia di euro	
	aumento di 100 bps	diminuzione di 100 bps
Incremento (diminuzione) degli oneri finanziari netti	784	(771)
Incremento (diminuzione) degli oneri da fair value contratti derivati	(271)	(38)
Incremento (diminuzione) della riserva copertura flussi finanziari	30.353	(32.240)

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	migliaia di euro			
	31-dic-11		31-dic-10	
	Valore contabile	Fair Value	Valore contabile	Fair Value
Crediti finanziari non correnti vs correlate	983.648	1.056.438	883.174	932.914
Derivati di copertura - Attività a lungo	473	473	1.989	1.989
Debiti finanziari non correnti verso istituti di credito	(1.815.804)	(1.895.116)	(1.748.435)	(1.778.340)
Derivati di copertura - Passività a lungo	(39.783)	(39.783)	(23.003)	(23.003)
Mutui quota corrente	(458.085)	(519.114)	(97.820)	(148.974)
Totale	(1.329.551)	(1.397.102)	(984.095)	(1.015.414)
(Perdita) / Utile non rilevato		(67.551)		(31.319)

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 dicembre 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

	migliaia di euro			
31 dicembre 2010	Livello 1	Livello 2	Livello 3	Totale
Attività finanziarie disponibili per la vendita	-	-	267.834	267.834
Attività finanziarie designate al fair value rilevato a conto economico	-	-	-	-
Investimenti finanziari detenuti per finalità di trading	-	-	-	-
Attività finanziarie derivate	-	1.989	-	1.989
Totale attività	-	1.989	267.834	269.823
Passività finanziarie derivate	-	(23.003)	-	(23.003)
Totale complessivo	-	(21.014)	267.834	(246.820)

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. Nel livello 3 è ricompresa la partecipazione in Delmi, per un importo pari a 140.273 migliaia di euro il cui valore pur essendo essenzialmente basato sul Patrimonio netto della Società (si veda la nota numero 4 ed i relativi commenti), riflette anche il complesso processo di uscita dal Gruppo Edison della compagine dei Soci Italiani. In relazione a ciò non risulta applicabile e di conseguenza non viene presentata alcuna analisi di sensitività.

RISCHIO DI CREDITO

Iren S.p.A. non è particolarmente soggetta a rischio di credito, in quanto effettua prevalentemente prestazioni professionali a favore delle Società di Primo Livello e controllate, secondo le esigenze da queste manifestate, sulla base di contratti di services stipulati fra le parti.

Per un dettaglio sulle politiche di gestione del rischio di credito si rimanda a quanto riportato nelle Note Illustrative del bilancio consolidato inserite nel presente documento di bilancio.

Gestione del capitale

Le politiche di gestione del capitale del Consiglio di Amministrazione prevedono il mantenimento di un livello elevato di capitale proprio al fine di mantenere un rapporto di fiducia con gli investitori, i creditori ed il mercato, consentendo altresì lo sviluppo futuro dell'attività.

Il Consiglio di Amministrazione monitora il rendimento del capitale ed il livello di dividendi da distribuire ai detentori di azioni ordinarie e ha l'obiettivo di mantenere un equilibrio tra l'ottenimento di maggiori rendimenti tramite il ricorso ad indebitamento e i vantaggi e la sicurezza offerti da una solida situazione patrimoniale.

IV. INFORMATIVA SUI RAPPORTI CON PARTI CORRELATE

Il Consiglio di Amministrazione di IREN, in data 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.

In particolare è stato stipulato un accordo relativo all'affidamento a Iren S.p.A. da parte di FSU S.r.l. della gestione delle eccedenze temporanee di liquidità, attraverso l'attivazione di un conto corrente intercompany.

RAPPORTI CON ALTRI SOCI-PARTI CORRELATE

Nel corso del mese di dicembre 2011, 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. Essendo stata qualificata come parte correlata solo a fine esercizio, nel presente bilancio sono stati esposti i soli saldi patrimoniali verso società del Gruppo Intesa San Paolo esistenti al 31 dicembre 2011 come saldi verso parti correlate.

La Società ha rapporti di natura finanziaria con il Gruppo Intesa San Paolo, che riguardano principalmente diverse forme di finanziamento quali mutui, linee di credito e conti correnti.

RAPPORTI CON SOCIETÀ CONTROLLATE

Services Intercompany - Per sfruttare al meglio le sinergie organizzative emergenti dalla fusione fra IRIDE ed Enìa, 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 2011, 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, Immobiliare delle Fabbriche, Nichelino Energia, Enia Parma, Enia Piacenza, Enia Reggio Emilia, Tecnoborgo, Iren Ambiente, Iren Emilia, Genova Reti Gas e Eniatel.

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 - Da un punto di vista procedurale, per l'esercizio 2011, 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 Nichelino Energia.

RAPPORTI CON AMMINISTRATORI

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

- il Presidente di Iren S.p.A. (Ing. Bazzano) riveste altresì la carica di Amministratore Delegato e di Direttore Generale in Iren Acqua Gas;
- l'Amministratore Delegato di Iren S.p.A. (Ing. Garbati) riveste altresì la carica di Amministratore Delegato e di Direttore Generale in Iren Energia;
- 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.

Tra gli allegati al Bilancio separato si fornisce il dettaglio dei valori relativi ai rapporti con parti correlate.

V. INFORMAZIONI SULLA SITUAZIONE PATRIMONIALE - FINANZIARIA

Le tabelle che seguono, ove non diversamente indicato, riportano i dati in migliaia di euro.

ATTIVITÀ

ATTIVITÀ NON CORRENTI

NOTA 1 ATTIVITÀ MATERIALI

La composizione e la variazione della voce attività materiali viene riportata nella tabella seguente:

	31/12/2010	Incrementi	Ammortamenti	Dismissioni e altre variazioni	31/12/2011
Terreni	559	-	-	-	559
Fabbricati	6.969	-	(532)	-	6.437
Totale	7.528	-	(532)	-	6.996

Si ricorda inoltre che non vi sono garanzie d'importo rilevante su cespiti.

NOTA 2 ATTIVITÀ IMMATERIALI

	31/12/2010	Incrementi	Ammortamenti	Dismissioni e altre variazioni	31/12/2011
Diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzazione opere dell'ingegno	-	69	(14)	-	55
Immobilizzazioni in corso	-	87	-	-	87
Totale	-	156	(14)	-	142

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 e joint venture

L'elenco delle partecipazioni in imprese controllate al 31 dicembre 2011 è riportato in allegato. Il totale delle partecipazioni ammonta complessivamente a euro 2.236.057 migliaia di euro (2.168.920 migliaia di euro al 31 dicembre 2010).

Le variazioni intervenute nelle partecipazioni in imprese controllate nel periodo 31 dicembre 2010 - 31 dicembre 2011 sono le seguenti:

Imprese	migliaia di euro			
	31/12/2010	Incrementi (Decrementi) dell'esercizio	Perdite durevoli di valore	31/12/2011
AEM Torino Distribuzione S.p.A.	62.368	(62.368)	-	-
Iren Acqua Gas S.p.A.	529.516	-	-	529.516
Iren Ambiente S.p.A.	97.189	-	-	97.189
Iren Emilia S.p.A.	283.027	58.485	-	341.512
Iren Energia S.p.A.	1.109.299	62.368	-	1.171.667
Iren Mercato S.p.A.	87.335	8.652	-	95.987
Tecnoborgo S.p.A.	186	-	-	186
TOTALE	2.168.920	67.137	-	2.236.057

In data 16 settembre 2011 Iren Acqua Gas S.p.A. ha ceduto ad Iren S.p.A. le sue partecipazioni rispettivamente in Iren Mercato S.p.A. (n. 5.541.200 azioni pari al 9,03% del capitale sociale) al prezzo di euro 8.651.797 e in Iren Emilia S.p.A. (n. 34.431.000 azioni pari al 17,49% del capitale sociale) al prezzo di euro 58.485.277,00.

In seguito a tale operazione Iren S.p.A. risulta essere l'unico Socio di Iren Mercato S.p.A. e di Iren Emilia S.p.A..

Inoltre, con data di efficacia 1° dicembre 2011, è stata conferita ad Iren Energia dalla capogruppo Iren S.p.A., a valori di libro, la quota di partecipazione minoritaria del 30,15% in AEM Torino Distribuzione, pari a 62.368.118,49 euro. A seguito del conferimento, Iren Energia detiene la totalità del Capitale Sociale della controllata. L'operazione è avvenuta nell'ambito dell'ottimizzazione e semplificazione degli schemi di partecipazione societaria nell'ambito del Gruppo Iren.

La partecipazione in Tecnoborgo è controllata indirettamente per effetto delle quote detenute da Iren Ambiente.

Nel mese di dicembre le società di primo livello Iren Acqua Gas, Iren Energia, Iren Mercato, Iren Ambiente ed Iren Emilia hanno deliberato una distribuzione straordinaria, attingendo dalle riserve distribuibili, per complessivi 119.972 migliaia di euro. Tuttavia a seguito dei risultati conseguiti nel bilancio 2011, che tengono conto di eventi negativi verificatisi successivamente, in particolare il risultato negativo della collegata Sinergie Italiane per Iren Mercato e la svalutazione della partecipazione in Edipower per Iren Energia, con successive delibere assembleari:

- Iren Mercato ha revocato con effetto ex tunc la delibera del mese di dicembre 2011 relativa alla assegnazione, entro la fine dell'esercizio 2011, a favore del Socio Unico e Capogruppo IREN S.p.A. di un dividendo straordinario di 11.242 migliaia di euro da prelevare dalle riserve disponibili;
- Iren Energia ha rettificato l'importo previsto nella deliberazione assembleare del mese di dicembre 2011 (56.837 migliaia di euro) fissando in 10.481 migliaia di euro l'ammontare definitivo del dividendo a titolo di distribuzione straordinaria deliberato nel mese di dicembre 2011.

Per cui il totale relativo alla distribuzione straordinaria ammonta a 62.375 migliaia di euro (99.377 migliaia di euro nell'esercizio 2010).

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 2011 è riportato in allegato.

Nel periodo 31 dicembre 2010 - 31 dicembre 2011 non sono intervenute variazioni nelle partecipazioni in imprese collegate.

Imprese	migliaia di euro			
	31/12/2010	Incrementi (Decrementi) dell'esercizio	Perdite durevoli di valore	31/12/2011
Plurigas S.p.A.	240	-	-	240
TOTALE	240	-	-	240

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.

L'elenco delle partecipazioni in altre imprese al 31 dicembre 2011 è riportato in allegato.

Le variazioni intervenute nelle partecipazioni in altre imprese nel periodo 31 dicembre 2010 - 31 dicembre 2011 sono le seguenti:

Imprese	migliaia di euro			
	31/12/2010	Incrementi (Decrementi) dell'esercizio	Perdite durevoli di valore	31/12/2011
Delmi S.p.A.	267.834		127.561	140.273
TOTALE	267.834	-	127.561	140.273

Con riferimento alla definizione del fair value della partecipazione in Delmi S.p.A. gli Amministratori di Iren evidenziano quanto di seguito esposto.

Come indicato anche nel Bilancio al 31 dicembre 2010, l'attività classificata come disponibile per la vendita Delmi non risulta quotata in un mercato attivo. Nel corso del 2011 è proseguita un'intensa attività negoziale volta alla conferma della volontà espressa dagli amministratori di Iren di dare una completa valenza industriale all'operazione in questione. In particolare:

- In data 27 dicembre 2011 A2A S.p.A., EDF S.A., Delmi S.p.A., Edison S.p.A. e Iren S.p.A. hanno annunciato di aver raggiunto un'intesa per il riassetto societario di Edison S.p.A. e di Edipower S.p.A.. EDF S.A. acquisterà da Delmi S.p.A. il 50% del capitale sociale di Transalpina di Energia S.r.l. (TdE). Per effetto dell'acquisizione, EDF S.A. verrà a detenere l'80,7% del capitale di Edison S.p.A.. Il corrispettivo dell'acquisizione del 50% di TdE S.r.l. è stabilito sulla base di un prezzo di 0,84 euro per azione Edison S.p.A., al netto della quota di competenza dell'indebitamento della società. Contestualmente Delmi S.p.A. acquisterà il 70% del capitale di Edipower S.p.A., attualmente detenuto da Edison S.p.A. (50%) e da Alpiq S.A. (20%), ad un prezzo pari rispettivamente a 600 milioni di euro e 200 milioni di euro. Questa operazione rappresenta lo snodo di un percorso iniziato nel 2005 con l'acquisizione congiunta del gruppo Edison da parte di A2A (e degli altri soci di Delmi) e di EDF. Da tali accordi nasceranno due importanti poli energetici in Italia che, grazie alla stabilizzazione organizzativa e al rilancio delle attività, contribuiranno alla ripresa dello sviluppo economico del Paese, generando valore su tutto il territorio e offrendo nuovo impulso al tessuto produttivo italiano.
- In data 30 gennaio 2012 il Comitato Soci, l'Assemblea e il Consiglio di Amministrazione di Delmi S.p.A. hanno approvato all'unanimità l'operazione che prevede la cessione a EDF S.A. della propria quota in TdE S.r.l. (holding che possiede il 61% di Edison S.p.A.) e l'acquisto da Edison S.p.A. e Alpiq S.A. del 70% di Edipower S.p.A., conformemente agli accordi del 26 dicembre 2011.
- In data 15 febbraio 2012 A2A S.p.A., Delmi S.p.A., EDF S.A., Edison S.p.A. e Alpiq hanno sottoscritto i contratti definitivi previsti dall'accordo preliminare del 26 dicembre 2011 relativo al riassetto delle partecipazioni azionarie in Edison S.p.A. ed Edipower S.p.A..
- In particolare Delmi S.p.A. acquisisce il 70% di Edipower S.p.A. da Edison S.p.A. (50%) e Alpiq (20%) a un prezzo complessivo di 804 milioni di euro. EDF S.A. acquisisce da Delmi S.p.A. il 50% di TdE S.r.l., società della quale possiede già il restante 50% e che detiene, a sua volta, il 61,3% del capitale con diritto di voto di Edison S.p.A. ad un prezzo pari a 704 milioni di euro. Sono stati inoltre concordati gli elementi principali di un contratto di fornitura gas da Edison S.p.A. a Edipower S.p.A. che coprirà il 50% dei fabbisogni di Edipower S.p.A. stessa per un periodo di 6 anni a condizioni di mercato.

Sulla base di quanto evidenziato in precedenza il Bilancio al 31 dicembre 2011 di Delmi, approvato dal Consiglio di Amministrazione in data 16 marzo 2012, espone la valutazione di Tde come esplicitato nel seguito:

- La partecipazione detenuta in Transalpina di Energia S.r.l. è stata valutata considerando complessivamente gli accordi sottoscritti tra Delmi S.p.A., A2A S.p.A. e EDF S.A. come descritti in precedenza.
- Gli amministratori hanno ritenuto che pur essendo i prezzi definiti indipendentemente l'uno dall'altro tramite negoziazioni distinte, le due operazioni in esame si inseriscono in un unico accordo quadro, all'interno di un disegno strategico univoco, e pertanto non esisterebbero l'una indipendentemente dall'altra.
- Tenuto conto di quanto sopra e del fatto che a fine 2011 gli organi di governance delle società interessate avevano già sostanzialmente definito il riassetto in oggetto, in linea di principio risulta corretto procedere già nel bilancio al 31 dicembre 2011 ad una contabilizzazione unitaria delle due operazioni

- in quanto tale soluzione permette di cogliere la sostanza dell'accordo.
- Il conseguente trattamento contabile, così come previsto dai principi contabili internazionali, ha quindi portato a considerare nel bilancio al 31 dicembre 2011 il 70% del fair value di Edipower S.p.A., al netto del futuro esborso finanziario che avverrà al closing, quale valore di carico da attribuire alla partecipazione del 50% di Transalpina di Energia S.r.l..
 - L'approvazione del riassetto di Edison S.p.A. costituisce un potenziale impairment indicator della partecipazione del 50% detenuta da TdE. Ne consegue la necessità di svolgere l'impairment test ai sensi dello IAS 36 di detta partecipazione. Ai fini della determinazione del valore recuperabile si è tenuto conto di tutti i flussi derivanti dagli accordi di riassetto considerati in modo unitario, come di seguito specificato:
 1. Cessione della partecipazione di TdE (cash-in 704 milioni di euro);
 2. Acquisto del 70% di Edipower S.p.A (cash-out 804 milioni di euro);
 3. Flussi di entrata derivanti dalla acquisizione della partecipazione di Edipower S.p.A., assunti pari al 70% del fair value della stessa così come determinato da un perito (70% del valore di 1.450 milioni di euro, pari quindi a 1.015 milioni di euro).
 - Per quanto riguarda i contratti di approvvigionamento di gas Delmi ritiene che gli stessi non influiscano sul valore recuperabile in quanto saranno conclusi a prezzi di mercato.
 - In particolare, il calcolo del fair value di Edipower S.p.A. è stato svolto basandosi sulle proiezioni dei flussi finanziari delle previsioni settennali (2012-2019) predisposte dal management di Edipower S.p.A.. Il perito ha utilizzato quale metodo principale di valutazione quello Finanziario, in particolare del Unlever Discount Cash Flow, procedendo ad aggiornare i flussi espliciti maggiorati di un terminal value, determinato attraverso la stima di un flusso di cassa operativo derivante dalla media dei flussi di circolante risultanti dal piano 2012-2019 rettificato del valore degli investimenti non discrezionali necessari per mantenere le normali condizioni di operatività aziendale. Nella definizione del terminal value si è considerato un tasso crescita variabile dallo 0% all'1% e il tasso di attualizzazione (WACC) utilizzato per attualizzare i flussi di cassa è stato pari al 7%.
 - Dai risultati ottenuti il valore di Edipower S.p.A. è stato stimato in un intervallo compreso fra 1.455,6 e 1.639,1 milioni di euro. Il perito ha inoltre effettuato un'ulteriore valutazione di controllo per mezzo del metodo dei Multipli da cui è emerso un valore di Edipower S.p.A. incluso tra 1.115,4 e 1.469,8 milioni di euro.
 - In conclusione, il perito ha stimato il valore di Edipower S.p.A. in un intervallo compreso tra i valori medi di 1.300 e 1.550 milioni di euro.
 - Delmi, nella scelta del criterio di valutazione da adottare, ha considerato come il criterio fondato sulla stima dei flussi di risultato, che potranno essere generati da Edipower S.p.A., consente di rendere esplicito il valore che il piano previsionale può apportare in ipotesi di going concern aziendale. L'applicazione di criteri di mercato, e in particolare dei multipli di borsa, risente invece, in questo particolare momento storico, di elementi di natura congiunturale e il perdurare della situazione di crisi ha comportato una crescente volatilità dei prezzi delle società comparabili.
 - In relazione a quanto esposto, la scelta degli Amministratori di Delmi si è indirizzata verso il valore minimo dell'intervallo evidenziato dalla valorizzazione con il metodo finanziario, cioè 1.450 milioni di euro. Tale importo rappresenta fra l'altro il valore mediano delle valutazioni effettuate con le due metodologie ed è quindi compatibile con il metodo dei Multipli.
 - Per tutto quanto precede il valore recuperabile è stato determinato in 915 milioni di euro. Ne deriva quindi un impatto complessivo a conto economico di 851 milioni di euro che porta il Patrimonio Netto di Delmi al 31 dicembre 2011 a 935 milioni di euro.

Sulla base di quanto evidenziato gli amministratori di Iren ritengono corretto utilizzare tali informazioni per definire un modello di determinazione del Fair value, che meglio rappresenta la destinazione dell'investimento in Delmi e gli obiettivi strategici di medio termine. In particolare appare corretto determinare il fair value della partecipazione detenuta in Delmi al 31 dicembre 2011 sulla base dell'interessenza di Iren nel Patrimonio netto della Società. Il patrimonio netto di Delmi, infatti, riflette per effetto di quanto riportato la conseguente valutazione al fair value dell'unico asset detenuto, vale a dire TdE.

Applicando la metodologia descritta emerge una riduzione pari a 136.126 migliaia di euro, rispetto al valore di iscrizione iniziale, pari al costo di 276.399 migliaia di euro. Gli amministratori ritengono tale ammontare significativo sulla base di quanto previsto dallo IAS 39 al paragrafo 61. Conseguentemente l'intero importo, che include la "Riserva di fair value" negativa iscritta nel bilancio al 31.12.2010 per 8,5 milioni di euro, viene addebitato al conto economico senza l'iscrizione di alcuna posta di fiscalità differita come conseguenza di quanto previsto dal comma 1 dell'art 101 del TUIR.

L'intera operazione è subordinata alla conferma da parte di Consob che il prezzo dell'offerta pubblica di acquisto obbligatoria, conseguente all'acquisizione del controllo di Edison da parte di EDF, non sia superiore ad euro 0,84 per azione.

L'operazione è inoltre subordinata all'approvazione da parte delle competenti autorità Antitrust. Il closing dovrà avvenire non oltre il 30 giugno 2012.

NOTA 5 ATTIVITÀ FINANZIARIE NON CORRENTI

Crediti finanziari non correnti

Ammontano complessivamente a 984.121 migliaia di euro (885.163 migliaia di euro al 31 dicembre 2010). Il dettaglio è evidenziato nella tabella seguente:

	migliaia di euro	
	31/12/2011	31/12/2010
Verso controllate e joint venture	982.678	882.204
Verso altre società del gruppo	970	970
Totale	983.648	883.174

I crediti finanziari verso controllate e joint venture si riferiscono a crediti:

- verso Iren Energia per 430.000 migliaia di euro (invariato rispetto al 31 dicembre 2010),
- verso AEM Distribuzione per 110.000 migliaia di euro (invariato rispetto al 31 dicembre 2010),
- verso Iren Acqua Gas per 171.795 migliaia di euro (145.000 migliaia di euro al 31 dicembre 2010),
- verso Iren Mercato per 80.000 migliaia di euro (invariato rispetto al 31 dicembre 2010),
- verso Iren Emilia per 83.205 migliaia di euro (110.000 migliaia di euro al 31 dicembre 2010),
- verso Idrotigullio per 6.821 migliaia di euro (7.204 migliaia di euro al 31 dicembre 2010),
- verso Iren Ambiente per 100.857 migliaia di euro (non presente al 31 dicembre 2010).

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 473 migliaia di euro (1.989 migliaia di euro al 31 dicembre 2010) e riguardano il fair value degli strumenti derivati. Per il commento relativo si rimanda al paragrafo "Risk management", capitolo III.

NOTA 6 ALTRE ATTIVITÀ NON CORRENTI

Sono pari a 368 migliaia di euro (414 migliaia di euro al 31 dicembre 2010) e sono costituiti da crediti verso il personale per la quota non corrente dei finanziamenti concessi a dipendenti e da depositi cauzionali versati dalla società.

NOTA 7 ATTIVITÀ PER IMPOSTE ANTICIPATE

Ammontano a 24.855 migliaia di euro (17.943 migliaia di euro al 31 dicembre 2010) 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 32.

ATTIVITÀ CORRENTI

NOTA 8 CREDITI COMMERCIALI

Il dettaglio è evidenziato nella tabella seguente:

	migliaia di euro	
	31/12/2011	31/12/2010
Verso clienti	33	23
Verso controllate e joint venture	20.401	13.766
Verso collegate	337	259
Verso soci parti correlate	28	28
Verso altre società del gruppo	21	22
Totale	20.820	14.098

Crediti verso clienti

Sono relativi principalmente a crediti per rimborsi spese. Ammontano a 33 migliaia di euro (23 migliaia di euro al 31 dicembre 2010).

Crediti verso imprese controllate e joint venture

I crediti verso controllate presentano un saldo pari a 20.401 migliaia di euro (13.766 migliaia di euro al 31

dicembre 2010) e si riferiscono a normali operazioni commerciali, intrattenute a condizioni di mercato. Il dettaglio dei crediti verso società controllate è riportato nella tabella seguente:

	migliaia di euro	
	31/12/2011	31/12/2010
Acquedotto Monferrato	10	5
Acquedotto Savona	10	5
AEM Torino Distribuzione	290	508
AEMNET	17	19
AES Torino	314	186
AGA	11	3
Bonifica Autocisterne	4	-
CAE AMGA Energia	27	25
CELPI	5	4
Genova Reti Gas	144	137
ENIA Parma	225	48
ENIA Piacenza	160	38
ENIA Reggio Emilia	222	49
ENIAtel	6	11
Idrotigullio	68	59
Immobiliare delle Fabbriche	-	1
Iren Acqua Gas	2.900	2.021
Iren Ambiente	583	756
Iren Emilia	5.940	2.500
Iren Energia	5.599	3.823
Iren Mercato	2.125	2.539
Iren Rinnovabili	55	36
Iride Servizi	932	687
LIAG	4	4
Mediterranea delle Acque	593	199
Nichelino Energia	22	15
OLT Offshore LNG	-	2
Sasternet	17	18
Società Acque Potabili	102	59
Tema	14	9
Undis Servizi	2	-
Totale	20.401	13.766

Crediti verso imprese collegate

Il dettaglio dei crediti verso società collegate è riportato nella tabella seguente:

	migliaia di euro	
	31/12/2011	31/12/2010
ACOS	16	9
ACIAM	29	12
AGUAS DE SAN PEDRO	1	-
AMTER	18	19
ASA	194	166
ASTEA	7	6
Domus Acqua	3	12
Edipower	7	-
Fata Morgana	2	1
In.Te.Gra. Clienti	3	14
Mondo Acque	3	2
Piana Ambiente	41	16
Valle Dora Energia	5	1
Sinergie Italiane	2	-
Sosel	4	-
Tempio	1	-
Iniziative Ambientali	1	1
Totale	337	259

La voce si riferisce prevalentemente ai compensi reversibili per le cariche ricoperte da dipendenti di Iren nelle società sopraelencate nonché al riaddebito costi assicurativi sostenuti dalla Capogruppo.

Crediti verso soci parti correlate

I crediti verso soci parti correlate presentano un saldo di 28 migliaia di euro (invariato rispetto al 31 dicembre 2010) e si riferiscono a crediti per attività svolte a favore di FSU.

Crediti verso altre società del Gruppo

Ammontano a 21 migliaia di euro (22 migliaia di euro al 31 dicembre 2010) e riguardano crediti verso Atena Patrimonio per 15 migliaia di euro (22 migliaia di euro al 31 dicembre 2010) e 6 migliaia di euro verso Tirreno Power, oltre a poste di minore rilievo. 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 159 migliaia di euro (663 migliaia di euro al 31 dicembre 2010) e si riferiscono a crediti per anticipi IRAP.

NOTA 10_CREDITI VARI E ALTRE ATTIVITÀ CORRENTI

Il dettaglio della voce è riportato nella tabella seguente:

	migliaia di euro	
	31/12/2011	31/12/2010
Crediti verso il personale	55	56
Crediti verso controllate per IVA di Gruppo	9.169	33.554
Crediti verso controllate per consolidato fiscale	27.636	19.650
Crediti verso Erario per IVA	8.313	1.410
Crediti verso altri	800	1.122
Crediti di natura tributaria	2.505	847
Risconti attivi	624	516
Totale	49.102	57.155

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..

I crediti verso il personale sono costituiti da crediti per finanziamenti concessi a dipendenti, anticipi su pensioni, stipendi e trasferte.

NOTA 11_ATTIVITÀ 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 totale delle attività finanziarie correnti al 31 dicembre 2011 ammonta complessivamente a 978.627 migliaia di euro (962.642 migliaia di euro al 31 dicembre 2010).

I crediti finanziari correnti riguardano:

Crediti finanziari verso controllate e joint venture

Sono suddivisi come riportato nella tabella seguente:

	migliaia di euro	
	31/12/2011	31/12/2010
Per fatture emesse	584	2.335
Per fatture da emettere	28.354	21.811
Per finanziamenti concessi	370.231	365.000
Per gestione accentrata tesoreria e per cash-pooling	517.042	473.908
Per dividendi da ricevere	62.375	99.384
Totale	978.586	962.438

La voce relativa ai finanziamenti concessi comprende un finanziamento erogato nel mese di dicembre ad Edipower per 110.000 migliaia di euro, un finanziamento a Idrotigullio per 231 migliaia di euro e un finanziamento erogato a Iren Mercato, che a sua volta ha provveduto a finanziare la società OLT Offshore nell'ambito degli accordi con l'altro socio Eon, per 260.000 migliaia di euro (235.000 migliaia di euro al 31 dicembre 2010). Al 31 dicembre 2010 era presente anche un finanziamento erogato ad AES Torino per 130.000 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 2011 e che al 31 dicembre 2011 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

Il dettaglio è riportato nella tabella seguente

	migliaia di euro	
	31/12/2011	31/12/2010
Crediti vari finanziari	-	26
Ratei attivi finanziari	-	23
Risconti attivi finanziari	41	155
Totale	41	204

NOTA 12_CASSA E ALTRE DISPONIBILITÀ LIQUIDE EQUIVALENTI

Sono così costituite:

	migliaia di euro	
	31/12/2011	31/12/2010
Depositi bancari e postali	17.035	43.252
Denaro e valori in cassa	371	319
Totale	17.406	43.571

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 del loro valore la cui scadenza originaria ovvero al momento dell'acquisto non è superiore a 90 giorni.

PASSIVO

NOTA 13_PATRIMONIO NETTO

Il patrimonio netto è dettagliato nella tabella seguente:

	migliaia di euro	
	31/12/2011	31/12/2010
Capitale sociale	1.276.226	1.276.226
Riserve:		
- <i>Riserva sovrapprezzo emissione azioni</i>	105.102	105.102
- <i>Riserva legale</i>	28.996	23.862
- <i>Riserva coperture di flussi finanziari</i>	(25.911)	(13.714)
- <i>Avanzo di fusione</i>	56.793	56.793
- <i>Altre riserve</i>	115.832	118.309
Totale riserve	280.812	290.352
Utili (perdite) portati a nuovo	(36.507)	(36.507)
Risultato Netto del periodo	(57.043)	102.690
Totale Patrimonio Netto	1.463.488	1.632.761

Capitale sociale

Il capitale sociale ammonta a 1.276.225.677 euro (invariato rispetto al 31 dicembre 2010), 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.

Riserva sovrapprezzo emissione azioni

La riserva da sovrapprezzo emissione azioni ammonta a 105.102 migliaia di euro (invariato rispetto al 31 dicembre 2010).

Riserva legale

In conseguenza della destinazione del 5% dell'utile dell'esercizio 2010, come previsto dall'art. 2430 del Codice Civile, la riserva legale si incrementa di 5.134 migliaia di euro e al 31 dicembre 2011 risulta essere pari a 28.996 migliaia di euro (23.862 migliaia di euro al 31 dicembre 2010).

Riserva di copertura 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 tasso di oscillazione dei tassi di interesse dei mutui a tasso variabile.

Il valore di tale riserva, al netto dell'effetto fiscale, al 31 dicembre 2011 risulta essere negativo per 25.911 migliaia di euro (negativo per 13.714 migliaia di euro al 31 dicembre 2010).

Avanzo di fusione

Ammonta a 56.793 migliaia di euro (invariato rispetto al 31 dicembre 2010).

Il saldo al 31 dicembre 2009 derivava dalla fusione per incorporazione di AMGA in AEM Torino come differenza tra il patrimonio netto contabile di AMGA (incorporata) e il valore dell'aumento di capitale sociale di AEM Torino (incorporante). La fusione era stata contabilizzata con effetto dal 1° gennaio 2006, data che rappresentava la chiusura contabile più prossima alla data di firma degli accordi di joint-venture tra i Comuni, avvenuta il 30 gennaio 2006.

Nel corso dell'esercizio 2010, a seguito della fusione per incorporazione di Enìa in Iride, dopo la ricostituzione delle riserve ex Enìa da valutazione al fair value degli strumenti finanziari (5.115 migliaia di euro) e di copertura flussi finanziari (negativa per 2.856 migliaia di euro), si è generato un avanzo pari a 57.426 migliaia di euro. Tale avanzo, integrato dall'avanzo relativo alla precedente fusione, è stato utilizzato per assolvere agli obblighi di legge relativi alla ricostituzione delle riserve libere in sospensione di imposta della società incorporata, per 94.952 migliaia di euro.

Altre riserve

Le altre riserve comprendono:

Riserva straordinaria

Tale voce è formata dalle differenze generate dalla gestione 1996 tra la consistenza finale del patrimonio netto dell'Azienda Energetica Municipale al 31 dicembre 1996 e quella indicata dall'Esperto al 31 dicembre 1995, per un importo pari a 23.001 migliaia di euro, dalle quote relative alla destinazione dell'utile 2002 (pari a 7.487 migliaia di euro), 2003 (pari a 3.518 migliaia di euro), 2004 (pari a 23.247 migliaia di euro), 2005 (pari a 33.572 migliaia di euro), 2006 (12.877 migliaia di euro) e 2008 (26 migliaia di euro) e dalla riclassifica della riserva per ammortamenti anticipati per 10.075 migliaia di euro avvenuta nell'esercizio 2004. Tale riserva è stata utilizzata nel corso del 2008 per 60.723 migliaia di euro, nel corso del 2009 per 26.626 migliaia di euro per la distribuzione di un dividendo straordinario, nel corso del 2010 si è incrementata a seguito destinazione utile anno 2009 per 239 migliaia di euro e a seguito cessione rami d'azienda per 51 migliaia di euro; al contempo si è decrementata per effetto della distribuzione di un dividendo straordinario nel mese di aprile pari a 2.496 migliaia di euro. Nel corso nell'esercizio 2011 a seguito della destinazione dell'utile 2010 si è incrementata per 52 migliaia di euro ed è stata utilizzata per 10.976 migliaia di euro, per cui al 31

dicembre 2011 ammonta a 13.324 migliaia di euro (24.248 migliaia di euro al 31 dicembre 2010).

Riserva di conferimento

Tale voce ammonta a 7.555 migliaia di euro (invariata rispetto al 31 dicembre 2010) e si riferisce alla plusvalenza derivante dal conferimento, avvenuto nel 1999, del ramo d'azienda relativo alla trasmissione di energia elettrica ad AEM Trasporto Energia sulla base dei valori della perizia di stima.

Riserva da valutazione al fair value degli strumenti finanziari

La riserva accoglie gli effetti della valutazione al fair value della partecipazione in Delmi S.p.A., ricostituita a seguito della fusione con Enia e della successiva svalutazione effettuata nello scorso esercizio, per cui al 31 dicembre 2010 ammontava a 8.447 migliaia di euro. A seguito della svalutazione della partecipazione in Delmi, nel corso del 2011, tale riserva si è azzerata.

Utili (perdite) portati a nuovo

Tale voce, negativa per 36.507 migliaia di euro (invariato rispetto al 31 dicembre 2010), scaturisce dal passaggio dalle valutazioni effettuate secondo i principi contabili nazionali a quelle effettuate applicando i principi internazionali.

Inoltre, ai sensi dell'art. 109, comma 4, lettera b) del TUIR, la distribuzione di riserve di patrimonio netto e di utili d'esercizio, aumentati delle imposte differite corrispondenti all'ammontare distribuito, concorre a formare il reddito se e nella misura in cui l'ammontare delle restanti riserve di patrimonio netto e dei restanti utili portati a nuovo, risulti inferiore all'eccedenza degli ammortamenti, delle rettifiche di valore e degli accantonamenti dedotti rispetto a quelli imputati a conto economico. Il valore di tale eccedenza è pari a 434 migliaia di euro.

Dividendi

L'Assemblea Ordinaria di Iren S.p.A. ha deliberato il 6 maggio 2011, la distribuzione di un dividendo ordinario pari a 0,0764 euro per azione e la distribuzione di un dividendo straordinario pari a 0,0086 euro per azione. Il dividendo complessivo pari a 108.479 migliaia di euro è stato messo in pagamento a partire dal giorno 26 maggio 2011.

PASSIVITÀ NON CORRENTI

NOTA 14_ PASSIVITÀ FINANZIARIE NON CORRENTI

Ammontano complessivamente a 1.855.587 migliaia di euro (1.771.438 migliaia di euro al 31 dicembre 2010) e sono composte da:

Obbligazioni

Ammontano a 158.305 migliaia di euro (155.798 migliaia di euro al 31 dicembre 2010) 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 prossimi 2 anni. 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 1.657.499 migliaia di euro (1.592.637 migliaia di euro al 31 dicembre 2010).

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	
								31/12/2011	31/12/2010
	tasso min/max	periodo di scadenza	2013	2014	2015	2016	successivi	Totale debiti	Totale debiti
- a tasso fisso	3,945% - 5,57%	2013-2026	52.059	52.496	66.110	71.466	296.851	538.982	484.069
- a tasso variabile	1,64% - 3,035%	2013-2023	145.644	652.835	107.735	56.871	155.432	1.118.517	1.108.568
TOTALE			197.703	705.331	173.845	128.337	452.283	1.657.499	1.592.637

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	
					31/12/2010	31/12/2011
	Totale debiti	Incrementi	Riduzioni	Differenze cambio e rettifica costo ammortizzato	Totale debiti	Totale debiti
- a tasso fisso	484.069	100.000	(44.073)	(1.014)	538.982	538.982
- a tasso variabile	1.108.568	425.000	(413.843)	(1.208)	1.118.517	1.118.517
TOTALE	1.592.637	525.000	(457.916)	(2.222)	1.657.499	1.657.499

Il totale debito a medio lungo termine al 31 dicembre 2011 risulta in aumento rispetto al 31 dicembre 2010, per effetto delle seguenti variazioni:

- aumento di 525 milioni per l'erogazione di nuovi finanziamenti a medio-lungo termine, per 100 milioni con Cassa Depositi e Prestiti, per 100 milioni con Mediobanca, per 150 milioni con Unicredit, per 75 milioni con BRE-Gruppo UBI, per 100 milioni con BEI;
- riduzione per complessivi 457.916 migliaia di euro, relativi alla riclassificazione come debito a breve dei finanziamenti in scadenza entro i prossimi 12 mesi;
- variazioni marginali di costo ammortizzato e differenze cambi.

Altre passività finanziarie non correnti

Ammontano a 39.783 migliaia di euro (23.003 migliaia di euro al 31 dicembre 2010) e si riferiscono al fair value dei contratti derivati stipulati da Iren 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").

NOTA 15_BENEFICI AI DIPENDENTI

Nel corso dell'esercizio 2011 hanno avuto la seguente movimentazione:

	migliaia di euro
Valore al 31 dicembre 2010	9.806
Obbligazioni maturate per l'attività prestata nel periodo	20
Oneri finanziari	432
Erogazioni rilasci e prelievi	(553)
(Utili) / Perdite attuariali	(243)
Cessioni di contratto	(6)
Valore al 31 dicembre 2011	9.456

Le passività per benefici a dipendenti sono costituite da:

Trattamento di fine rapporto (TFR)

Nel corso dell'esercizio 2011 il TFR ha avuto la seguente movimentazione:

	migliaia di euro
Valore al 31 dicembre 2010	4.120
Oneri finanziari	185
Erogazioni rilasci e prelievi	(159)
(Utili) / Perdite attuariali	(456)
Cessioni di contratto	(6)
Valore al 31 dicembre 2011	3.684

Altri benefici

Gli altri piani a benefici definiti sono così composti:

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 dicembre 2010	285
Obbligazioni maturate per l'attività prestata nel periodo	9
Oneri finanziari	13
(Utili) / Perdite attuariali	(80)
Valore al 31 dicembre 2011	227

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 dicembre 2010	179
Obbligazioni maturate per l'attività prestata nel periodo	4
Oneri finanziari	8
Erogazioni/rilasci	(11)
(Utili) / Perdite attuariali	102
Valore al 31 dicembre 2011	282

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 dicembre 2010	4.099
Obbligazioni maturate per l'attività prestata nel periodo	7
Oneri finanziari	181
Erogazioni/rilasci	(280)
(Utili) / Perdite attuariali	88
Valore al 31 dicembre 2011	4.095

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 dicembre 2010	1.123
Obbligazioni maturate per l'attività prestata nel periodo	-
Oneri finanziari	45
Erogazioni/rilasci	(103)
(Utili) / Perdite attuariali	103
Cessioni di contratto	-
Valore al 31 dicembre 2011	1.168

Valutazioni attuariali

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; la valutazione della passività è effettuata da attuari indipendenti.

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 nominale di attualizzazione da adottare nell'attuale situazione macroeconomica è pari al 4,8%;
- tasso annuo di inflazione: pari al 2% per tutto il periodo di valutazione;
- tasso annuo di rivalutazione dell'importo dello sconto energia: pari al tasso annuo di inflazione per tutto il periodo di valutazione;
- tasso annuo di incremento delle retribuzioni per sviluppo di carriera e per rinnovi contrattuali: pari al 3,5% per tutto il periodo di valutazione (superiore di un punto e mezzo al tasso annuo di inflazione previsto); tale ipotesi tiene conto del presumibile andamento della retribuzione dei lavoratori al variare dell'anzianità di servizio e tiene conto degli scatti di anzianità, dei passaggi di qualifica all'interno della categoria, dei passaggi di categoria e dei futuri incrementi contrattuali fino all'uscita dalla collettività dei lavoratori in servizio.

Le principali ipotesi demografiche alla base delle valutazioni sono invece le seguenti:

- probabilità di eliminazione per morte degli attivi, dei pensionati e dei familiari, distinte per età e sesso: ISTAT 2008 (fonte: ISTAT, Annuario Statistico Italiano 2011);
- probabilità di eliminazione degli attivi per invalidità, distinte per età e sesso, ricavate da un'elaborazione predisposta dallo Studio attuariale su dati relativi agli anni 1998-2010;
- probabilità di eliminazione degli attivi per cause varie (dimissioni, licenziamenti), distinte per età e sesso, ricavate dall'esperienza relativa alle Società in esame nel periodo 1998-2010;
- probabilità di lasciare un coniuge superstite rilevate dall'ISTAT;
- età media del coniuge superstite desunta dal modello di proiezione dell'INPS.

Le ipotesi sulle anticipazioni, infine, sono le seguenti:

- probabilità di richiesta di prima anticipazione, previste per le anzianità da 8 a 40 anni, pari al 20% per ogni anno di anzianità;
- numero massimo di anticipazioni richieste pari a una;
- ammontare di anticipazione di TFR: 50% per la prima richiesta di anticipazione.

NOTA 16_FONDI PER RISCHI E ONERI

I fondi per rischi ed oneri sono pari a 19.891 migliaia di euro (19.193 migliaia di euro al 31 dicembre 2010) per la quota non corrente.

Fondi per rischi e oneri	migliaia di euro			
	31/12/2010	Incrementi	Decrementi	31/12/2011
Fondo rischi quota non corrente	19.193	1.268	(570)	19.891
Fondo rischi quota corrente	-	-	-	-
Totale fondi	19.193	1.268	(570)	19.891

Gli incrementi per 1.268 migliaia di euro sono principalmente dovuti a interessi di attualizzazione, mentre i decrementi di 570 migliaia di euro sono relativi a cartelle esattoriali per contributi per C.I.G.-C.I.G.S. ricevute nel corso del 2011 e riclassificati tra i debiti vari.

L'ammontare del fondo rischi si riferisce principalmente ai rischi probabili di maggiori oneri relativi a maggiori contributi da corrispondere all'INPS per cassa integrazione, ordinaria e straordinaria, mobilità e a rischi relativi a contenziosi diversi.

NOTA 17_PASSIVITÀ PER IMPOSTE DIFFERITE

Le passività per imposte differite, pari a 1.913 migliaia di euro (2.422 migliaia di euro al 31 dicembre 2010), 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.

PASSIVITÀ CORRENTI

NOTA 18_PASSIVITÀ 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.

	migliaia di euro	
	31/12/2011	31/12/2010
Debiti finanziari verso istituti di credito	969.669	791.314
Debiti finanziari verso controllate	78.302	112.383
Debiti finanziari verso soci parti correlate	3.752	3.628
Altri debiti finanziari	10	12
Totale	1.051.733	907.337

Debiti finanziari verso istituti di credito

	migliaia di euro	
	31/12/2011	31/12/2010
Mutui - quota a breve	458.085	97.820
Altri debiti verso banche a breve	508.614	692.025
Ratei e risconti passivi finanziari	2.970	1.469
Totale	969.669	791.314

Debiti finanziari verso controllate

	migliaia di euro	
	31/12/2011	31/12/2010
Per fatture da ricevere	1.596	83
Per cash-pooling	76.706	112.300
Totale	78.302	112.383

Debiti finanziari verso soci parti correlate

Ammontano a 3.752 migliaia di euro (3.628 migliaia di euro al 31 dicembre 2010) e si riferiscono a debiti verso FSU per l'accordo riguardante l'affidamento a Iren S.p.A. da parte di FSU s.r.l. della gestione delle eccedenze temporanee di liquidità e per interessi passivi su movimenti finanziari.

Altri debiti finanziari

Ammontano a 10 migliaia di euro (12 migliaia di euro al 31 dicembre 2010) e riguardano debiti verso Monte Titoli.

NOTA 19_ 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.

	31/12/2011	migliaia di euro 31/12/2010
Debiti verso fornitori	11.689	22.715
Debiti verso società controllate	3.514	6.302
Debiti verso società collegate	4	979
Debiti verso soci parti correlate	-	2.417
Debiti verso altre società del Gruppo	580	-
Totale	15.787	32.413

NOTA 20_ DEBITI VARI ED ALTRE PASSIVITÀ 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.

	31/12/2011	migliaia di euro 31/12/2010
Debiti verso istituti di previdenza e di sicurezza sociale	1.218	1.455
Debiti verso controllate per consolidato fiscale	3.458	4.945
Debiti verso controllate per IVA di gruppo	15.694	34.485
Debiti IRPEF	952	994
Debiti verso il personale	2.923	3.279
Altri debiti	2.541	2.227
Totale	26.786	47.385

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 21_ DEBITI PER IMPOSTE CORRENTI

Si riferiscono a debiti tributari per IRES e IRAP ed ammontano a 14.524 migliaia di euro (3.421 migliaia di euro al 31 dicembre 2010).

Posizione finanziaria netta

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, ammonta a 927.166 migliaia di euro (787.397 migliaia di euro al 31 dicembre 2010) ed è composto come riportato nella tabella seguente:

	31/12/2011	31/12/2010
Attività finanziarie a medio e lungo termine	(984.121)	(885.165)
Indebitamento finanziario a medio e lungo termine	1.855.587	1.771.438
Indebitamento finanziario netto a medio e lungo termine	871.466	886.273
Attività finanziarie a breve termine	(996.033)	(1.006.213)
Indebitamento finanziario a breve termine	1.051.733	907.337
Indebitamento finanziario netto a breve termine	55.700	(98.876)
Indebitamento finanziario netto	927.166	787.397

Posizione verso parti correlate

Le attività finanziarie a medio lungo termine sono relative per 982.678 migliaia di euro (882.204 migliaia di euro al 31 dicembre 2010) a finanziamenti concessi a società controllate.

L'indebitamento finanziario a lungo termine si riferisce per 186.974 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 978.586 migliaia di euro (962.438 migliaia di euro al 31 dicembre 2010) 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 284.942 migliaia di euro (116.011 migliaia di euro al 31 dicembre 2010) sono relative a debiti finanziari verso le società controllate per il rapporto di tesoreria accentrata, a debiti finanziari verso FSU per l'accordo riguardante l'affidamento a Iren S.p.A. da parte di FSU s.r.l. della gestione delle eccedenze temporanee di liquidità e per 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.

	31/12/2011	31/12/2010
Indebitamento finanziario netto		
A. Cassa	(17.406)	(43.571)
B. Altre disponibilità liquide (dettagli)	-	-
C. Titoli detenuti per la negoziazione	-	-
D. Liquidità (A) + (B) + (C)	(17.406)	(43.571)
E. Crediti finanziari correnti	(978.627)	(962.642)
F. Debiti bancari correnti	511.584	693.494
G. Parte corrente dell'indebitamento non corrente	458.085	97.820
H. Altri debiti finanziari correnti	82.064	116.023
I. Indebitamento finanziario corrente (F) + (G) + (H)	1.051.733	907.337
J. Indebitamento finanziario corrente netto (I) - (E) - (D)	55.700	(98.876)
K. Debiti bancari non correnti	1.657.499	1.592.637
L. Obbligazioni emesse	158.305	155.798
M. Altri debiti non correnti	39.783	23.003
N. Indebitamento finanziario non corrente (K) + (L) + (M)	1.855.587	1.771.438
O. Indebitamento finanziario netto (J) + (N)	1.911.287	1.672.562

VI. INFORMAZIONI SUL CONTO ECONOMICO

Le tabelle che seguono, ove non diversamente indicato, riportano i dati in migliaia di euro.

RICAVI

NOTA 22_RICAVI PER BENI E SERVIZI

Sono costituiti da ricavi per prestazioni di servizi e sono composti come indicato nella tabella seguente:

	Esercizio 2011	migliaia di euro Esercizio 2010
Servizi a soci parti correlate	28	28
Servizi a controllate e collegate	13.222	10.151
Servizi ad altre imprese partecipate	-	180
Totale	13.250	10.359

I ricavi per prestazioni di servizio a soci parti correlate pari a 28 migliaia di euro (invariato rispetto all'esercizio 2010) riguardano prestazioni a favore di FSU.

I ricavi per prestazioni di servizi a controllate e partecipate, pari a 13.222 migliaia di euro (10.151 migliaia di euro nell'esercizio 2010) si riferiscono alle prestazioni di servizi amministrativi e tecnici forniti sulla base di un apposito contratto ed in particolare sono così dettagliati:

	Esercizio 2011	migliaia di euro Esercizio 2010
ACIAM	1	-
AEM Torino Distribuzione	102	353
AEMNET	8	11
AES Torino	71	61
AMTER	1	-
CAE	2	-
Celpi	5	4
Enia Piacenza	7	-
Enia Parma	18	-
Enia Reggio	10	-
Genova Reti Gas	5	-
Iren Acqua Gas	2.346	1.855
Iren Ambiente	41	381
Iren Emilia	4.825	2.018
Iren Energia	3.376	2.586
Iren Mercato	1.798	2.310
Iren Rinnovabili	41	35
Idrotigullio	2	-
Iride Servizi	528	525
Mediterranea delle Acque	18	-
Nichelino Energia	12	11
Valle Dora Energia	5	1
Totale	13.222	10.151

Nell'esercizio precedente erano presenti anche ricavi per servizi ad altre imprese pari a 180 migliaia di euro riferiti alle prestazioni di servizi amministrativi e tecnici forniti sulla base di un apposito contratto.

NOTA 23_ ALTRI RICAVI E PROVENTI

La voce è così composta:

	migliaia di euro	
	Esercizio 2011	Esercizio 2010
Ricavi esercizi precedenti	1.829	3.108
Rimborsi vari	574	1.402
Totale	2.403	4.510

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. Nei rimborsi diversi sono compresi i compensi reversibili per amministratori, dipendenti di Iren, in società del gruppo.

COSTI

NOTA 24_ ACQUISTO MATERIE PRIME, SUSSIDIARIE, DI CONSUMO E MERCI

Ammontano a 17 migliaia di euro (9 migliaia di euro nell'esercizio 2010) e si riferiscono principalmente ad acquisti di materiale stampato e di cancelleria.

NOTA 25_ PRESTAZIONI DI SERVIZI E GODIMENTO BENI DI TERZI

I costi per servizi e godimento beni di terzi ammontano complessivamente a 15.602 migliaia di euro (15.685 migliaia di euro nell'esercizio 2010). I costi per servizi sono dettagliati nella tabella sottostante:

	migliaia di euro	
	Esercizio 2011	Esercizio 2010
Prestazioni professionali	4.622	5.010
Trasferte del personale per lavoro, corsi o convegni	458	224
Compensi e rimborsi spese ai sindaci	185	181
Assicurazioni	290	285
Spese di pubblicità e rappresentanza	4.568	4.038
Comunicazioni telefoniche e postali	38	43
Gestione mense ed esercizi convenzionati	55	41
Spese bancarie e postali	1.216	1.733
Forniture di energia elettrica da Iren Mercato	348	249
Forniture di acqua	22	17
Servizi da controllate e società del Gruppo	2.462	2.343
Altri costi per servizi	950	1.391
Totale	15.214	15.555

I costi per godimento beni di terzi ammontano a 388 migliaia di euro (130 migliaia di euro nell'esercizio 2010) e comprendono noleggi di automezzi e affitti vari.

NOTA 26_ ONERI DIVERSI DI GESTIONE

Il dettaglio degli oneri diversi di gestione è indicato nella tabella seguente:

	migliaia di euro	
	Esercizio 2011	Esercizio 2010
Quote associative	1.006	850
Imposte e tasse	739	614
Erogazioni liberali	-	63
Costi relativi ad esercizi precedenti	970	562
Imposte e tasse relative ad esercizi precedenti	-	21
Altri oneri diversi di gestione	216	140
Totale	2.931	2.250

I costi per imposte e tasse riguardano principalmente i tributi diversi corrisposti quali l'ICI, l'imposta sostitutiva su mutui e le imposte di bollo.

I costi relativi ad esercizi precedenti riguardano principalmente differenze su stime.

Si segnala che nell'esercizio 2010 erano presenti tra gli oneri diversi di gestione i costi per incentivo all'esodo del personale dipendente per 357 migliaia di euro, ora riclassificati tra i costi del personale.

NOTA 27_COSTO DEL PERSONALE

I costi per il personale sono così dettagliati:

	migliaia di euro	
	Esercizio 2011	Esercizio 2010
Salari e stipendi	13.480	9.321
Oneri previdenziali e assistenziali	3.994	2.689
Oneri per programmi a benefici definiti - Altri piani a benefici definiti	21	116
Altri costi del personale	1.416	1.118
Compensi agli amministratori	817	637
Totale	19.728	13.881

Si segnala che nell'esercizio 2011 i costi per incentivo all'esodo del personale dipendente sono stati inseriti tra i costi del personale a differenza dell'esercizio 2010 in cui erano inseriti tra gli oneri diversi di gestione. A tal proposito si è provveduto a riclassificare i dati comparativi per 357 migliaia di euro.

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:

Società	Situazione al 31.12.2011	Situazione al 31.12.2010	Numero medio esercizio 2011
Dirigenti	20	21	21
Quadri	47	47	47
Impiegati	201	202	201
Totale	268	270	269

NOTA 28_AMMORTAMENTI

Gli ammortamenti per immobilizzazioni materiali ammontano a 531 migliaia di euro (invariati rispetto all'esercizio 2010) e si riferiscono all'ammortamento dei fabbricati di proprietà della società.

Gli ammortamenti per immobilizzazioni immateriali ammontano a 13 migliaia di euro (non presenti nell'esercizio 2010).

NOTA 29_ACCANTONAMENTI E SVALUTAZIONI

	migliaia di euro	
	Esercizio 2011	Esercizio 2010
Fondi rischi	342	212
Fondo svalutazione crediti	-	32
Rilascio fondi	-	-
Totale	342	244

Gli accantonamenti sono presentati al netto di eventuali rilasci di fondi.

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 30_GESTIONE FINANZIARIA

Proventi finanziari

Il dettaglio dei proventi finanziari è riportato nella tabella seguente:

	migliaia di euro	
	Esercizio 2011	Esercizio 2010
Proventi da partecipazioni	119.994	142.690
Interessi attivi bancari	140	59
Interessi attivi verso società del Gruppo	62.454	33.422
Interessi attivi per contratti derivati di copertura rischio tasso	1.245	1.119
Utili attuariali nella valutazione dei benefici ai dipendenti	536	231
Variazione fair value contratti derivati	74	65
Altri proventi finanziari	32	64
Totale	184.475	177.650

I proventi da partecipazioni includono la distribuzione straordinaria effettuata dalle società caposettore Iren Acqua Gas, Iren Energia, Iren Emilia e Iren Ambiente attingendo dalle riserve distribuibili, per complessive 62.374 migliaia di euro (99.384 migliaia di euro nell'esercizio 2010).

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 2011	Esercizio 2010
Interessi passivi verso il sistema bancario per mutui	56.295	35.350
Interessi passivi verso il sistema bancario per aperture di credito	20.118	6.582
Interessi passivi per contratti derivati di copertura rischio tasso	15.094	21.660
Interessi verso controllate	770	90
Oneri finanziari verso soci parti correlate	67	-
Benefici ai dipendenti	432	212
Oneri finanziari per attualizzazione fondo rischi	927	1.464
Oneri finanziari su contratti derivati	2.668	1.564
Perdita attuariale nella valutazione benefici ai dipendenti	293	113
Altri oneri finanziari	141	212
Totale	96.805	67.247

Il dettaglio degli oneri finanziari per benefici ai dipendenti è riportato nella nota di commento "Benefici ai dipendenti" della Situazione Patrimoniale-finanziaria.

NOTA 31_RETIFICA DI VALORE DI PARTECIPAZIONI

La voce a seguito della svalutazione della partecipazione nella società Delmi ammonta a 136.126 migliaia di euro (non presente nell'esercizio 2010).

Nella tabella sottostante è riepilogata l'incidenza dell'operazione non ricorrente sul totale della voce di bilancio.

	Non ricorrente	Totale	Incidenza %
Rettifica di valore di partecipazioni	136.126	136.126	100%

Per maggiori dettagli relativi alla svalutazione di Delmi si rimanda alla nota 4 "Altre partecipazioni".

NOTA 32 IMPOSTE SUL REDDITO

Le imposte sul reddito ammontano a 14.926 migliaia di euro (10.016 migliaia di euro nell'esercizio 2010) e sono composte come riportato di seguito:

- imposte correnti, positive per 11.991 migliaia di euro (positive per 9.957 migliaia di euro nell'esercizio 2010);
- imposte anticipate e differite nette positive per 1.172 migliaia di euro (59 migliaia di euro nell'esercizio 2010).
- imposte esercizi precedenti positive per 1.763 migliaia di euro (non presenti nell'esercizio 2010), di cui 1.530 migliaia di euro relative ad imposte correnti e 233 migliaia di euro relative ad imposte anticipate.

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 indeducibili 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 indeducibili per 32.324 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 8.889 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 indeducibili alle società del gruppo che hanno ceduto le eccedenze di ROL.

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 controverse 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 eccezione 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.

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

	Valori in euro	
	Esercizio 2011	Esercizio 2010
A) Risultato prima delle imposte	-71.968.462	92.673.481
B) Onere fiscale teorico (aliquota 27,5%)	-19.791.327	25.485.207
C) Differenze temporanee tassabili in esercizi successivi <i>Acc. F.do sval.ne crediti fiscale</i>	-	-
D) Differenze temporanee deducibili in esercizi successivi	4.249.262	3.803.889
<i>Compenso revisori e amministratori</i>	622.056	210.285
<i>Ammortamenti minus plus</i>	283.646	338.470
<i>Acc. Fondi e interessi passivi</i>	2.061.060	1.958.840
<i>Altro</i>	1.282.500	1.296.294
E) Rigiro differenze temporanee da esercizi precedenti	-59.156.043	-91.920.769
<i>Dividendi non incassati nell'esercizio</i>	-57.405.800	-90.890.549
<i>Utilizzo fondi</i>	-418.179	-394.915
<i>Compenso revisori amministratori</i>	-194.952	-128.885
<i>Altro</i>	-1.137.112	-506.420
F) Differenze che non si riverteranno negli esercizi successivi	83.270.962	-40.764.172
<i>Quota non imponibile dei dividendi (95%) incassati al 31/12</i>	-54.738.133	-41.148.013
<i>sopravvenienze attive passive</i>	961.458	78.245
<i>Svalutazione Delmi</i>	136.125.958	
<i>Altre</i>	921.680	305.596
G) Imponibile fiscale (A)+C)+D)+E)+F))	-43.604.281	-36.207.570
H) Imposte correnti sull'esercizio	-11.991.177	-9.957.082
<i>Proventi da consolidamento</i>	-11.991.177	-9.957.082
M) Aliquota	17%	-11%

NOTA 33_ ALTRE COMPONENTI DI CONTO ECONOMICO COMPLESSIVO

La quota efficace delle variazioni di fair value della copertura di flussi finanziari, negativa per 18.331 migliaia di euro (830 migliaia di euro al 31 dicembre 2010) si riferisce ai derivati stipulati come copertura sulla variazione dei tassi di interesse. La variazione di fair value delle attività finanziarie disponibili per la vendita, positiva per 8.564 migliaia di euro (13.751 migliaia di euro al 31 dicembre 2010), si riferisce al rilascio a conto economico della riserva relativa alle partecipazioni in Delmi, per effetto della svalutazione durevole di valore. Il relativo effetto fiscale è positivo per 6.016 migliaia di euro (457 migliaia di euro al 31 dicembre 2010).

VII. GARANZIE IMPEGNI E PASSIVITÀ POTENZIALI

L'ammontare delle garanzie personali prestate è pari a 404.322 migliaia di euro (774.682 migliaia di euro al 31 dicembre 2010) da suddividersi in:

- 64.301 migliaia di euro di garanzie fidejussorie bancarie ed assicurative prestate a vari Enti a fronte principalmente di esecuzione lavori. Tra queste, si evidenziano garanzie prestate ad Agenzia delle Entrate per rimborsi IVA annuali per 56.469 migliaia di euro.
- 67.854 migliaia di euro di garanzie prestate per conto di Società controllate, principalmente a garanzia affidamenti bancari.
- 272.167 migliaia di euro di garanzie prestate per conto di Società collegate, relativi principalmente alla società collegata Sinergie Italiane (in particolare riguardano garanzie per affidamenti bancari e patronage per 225.510 migliaia di euro). In merito si segnala che l'assemblea di Sinergie Italiane, in data 28 marzo 2012, preso atto del risultato negativo di esercizio, ha deliberato di ripianare interamente le perdite mediante nuovi versamenti in denaro da parte dei soci, tra i quali Iren Mercato, e di ricostituire, mediante aumento, il capitale sociale al valore nominale di euro 1 milione. L'intervento da parte dei soci si configura con l'obiettivo di addivenire, secondo le intenzioni già manifestate dai soci stessi, alla messa in liquidazione volontaria della società volta a garantire il rientro delle garanzie prestate. Di rilievo anche i 7.669 migliaia di euro prestati a garanzia mutuo Mestni.

Inoltre la società 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 controllata 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, al 31 dicembre 2011 residua un importo pari a 31.008 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.

VIII. ALTRE INFORMAZIONI

COMUNICAZIONE CONSOB N. DEM/6064293 DEL 28 LUGLIO 2006

Eventi e operazioni significative non ricorrenti

In data 27 dicembre 2011 A2A S.p.A., EDF S.A., Delmi S.p.A., Edison S.p.A. e Iren S.p.A. hanno annunciato di aver raggiunto un'intesa per il riassetto societario di Edison S.p.A. e di Edipower S.p.A.. EDF S.A. acquisterà da Delmi S.p.A. il 50% del capitale sociale di Transalpina di Energia S.r.l. (TdE). Per effetto dell'acquisizione, EDF S.A. verrà a detenere l'80,7% del capitale di Edison S.p.A.. Contestualmente Delmi S.p.A. acquisterà il 70% del capitale di Edipower S.p.A., attualmente detenuto da Edison S.p.A. (50%) e da Alpiq S.A. (20%). In particolare EDF S.A. acquisisce da Delmi S.p.A. il 50% di TdE S.r.l., società della quale possiede già il restante 50% e che detiene, a sua volta, il 61,3% del capitale con diritto di voto di Edison S.p.A. ad un prezzo pari a 704 milioni di euro, mentre Delmi S.p.A. acquisisce il 70% di Edipower S.p.A. da Edison S.p.A. (50%) e Alpiq (20%) a un prezzo complessivo di 804 milioni di euro. In tal contesto, seppur non definitivo, si è ritenuta l'operazione altamente probabile e pertanto si è 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 alla nota 4 "Altre partecipazioni" e alla nota 31 "Rettifica di valore di partecipazioni".

Posizioni o transazioni derivanti da operazioni atipiche e/o inusuali

Si precisa che nel corso del 2011 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 2011 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 3 aprile 2012. 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, oltre all'apposita Relazione sulla remunerazione pubblicata ai sensi dell'art. 123 - ter del TUF, al prospetto presente tra gli allegati al bilancio separato.

IX. FATTI DI RILIEVO AVVENUTI DOPO LA CHIUSURA DELL'ESERCIZIO

RIASSETTO DEL GRUPPO EDISON

Il 28 gennaio 2012 il Consiglio di Amministrazione di Iren S.p.A. ha approvato all'unanimità i termini dell'accordo sul riassetto di Edison ed Edipower, a seguito delle ulteriori e positive trattative intercorse con A2A successivamente alla seduta del Consiglio di Amministrazione del 25 gennaio scorso e conformemente a quanto comunicato ai mercati in data 27 dicembre 2011 e 29 dicembre 2011.

Il 15 febbraio 2012 sono stati sottoscritti dalle Parti i contratti definitivi, così come previsto nell'intesa preliminare del 26 dicembre 2011.

Il closing dovrà avvenire entro 20 giorni lavorativi dall'avverarsi delle condizioni sospensive e comunque non oltre il 30 giugno 2012. L'intera operazione è subordinata alla conferma da parte di Consob che il prezzo dell'offerta pubblica di acquisto obbligatoria, conseguente all'acquisizione del controllo di Edison da parte di EDF, non sia superiore ad euro 0,84 per azione.

L'operazione è inoltre subordinata all'approvazione da parte delle competenti autorità Antitrust.

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 2011

RICONCILIAZIONE PROSPETTI DI BILANCIO IAS/IFRS
CON I PROSPETTI DI BILANCIO RICLASSIFICATI

COMPENSI PERCEPITI DA AMMINISTRATORI,
SINDACI E DIRIGENTI CON RESPONSABILITA' STRATEGICHE

CORRISPETTIVI ALLA SOCIETA' DI REVISIONE

ELENCO DELLE PARTECIPAZIONI

Società	Sede	Valuta	Capitale sociale	% possesso
CONTROLLATE				
Iren ACQUA GAS S.p.A.	Genova - Via SS. Giacomo e Filippo 7	euro	386.963.511	92,94
Iren AMBIENTE S.p.A.	Piacenza - Strada Borgoforte 22	euro	72.622.002	100,00
Iren EMILIA S.p.A.	Reggio Emilia - Via Nubi di Magellano 30	euro	196.832.103	100,00
Iren ENERGIA S.p.A.	Torino - C.so Svizzera 95	euro	818.855.779	100,00
Iren MERCATO S.p.A.	Genova - Via SS. Giacomo e Filippo 7	euro	61.356.220	100,00
Tecnoborgo	Piacenza - Strada Borgoforte 22/34	euro	10.379.640	0,50
COLLEGATE				
Plurigas S.p.A.	Milano - Corso Porta Vittoria, 4	euro	800.000	30,00
ALTRE IMPRESE				
Delmi S.p.A.	Milano - Corso Porta Vittoria, 4	euro	1.466.868.500	15,00

PROSPETTO DI PATRIMONIO NETTO CON INFORMAZIONI AGGIUNTIVE

Natura/descrizione	31/12/2011	31/12/2010	31/12/2009
CAPITALE	1.276.225.677	1.276.225.677	832.041.783
RISERVA DI CAPITALE			
Riserva da sovrapprezzo azioni (1)	105.102.206	105.102.206	105.102.206
Avanzo di fusione	56.792.947	56.792.947	94.319.015
RISERVA DI UTILI			
Riserva legale	28.996.367	23.861.884	20.258.391
Altre riserve:			
Riserva straordinaria	13.324.099	24.248.108	26.453.544
Riserva di conferimento	7.555.032	7.555.032	7.555.032
Riserva Fair Value	-	(8.446.663)	-
Altre riserve libere in sospensione d'imposta	94.952.422	94.952.422	-
Riserva hedging	(25.910.916)	(13.713.966)	(10.295.716)
Utili/perdite portati a nuovo	(36.506.746)	(36.506.746)	(36.506.746)
TOTALE	1.520.531.088	1.530.070.901	1.038.927.509
Quota non distribuibile	1.410.324.250	1.405.189.767	998.450.140
Residua quota distribuibile	110.206.838	124.881.134	40.477.369

(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

Possibilità di utilizzazione	Quota disponibile	Riepilogo delle utilizzazioni fatte nei tre precedenti esercizi	
		Per copertura perdite	Per altre ragioni
B	1.276.225.677		
A, B	105.102.206		
A, B, C	56.792.947		
B	28.996.367		
A, B, C	13.324.099		40.097.003
A, B, C	7.555.032		
A, B	-		
A, B, C	94.952.422		
	(25.910.916)		
A, B, C	(36.506.746)		
	1.410.324.250		
	110.206.838		

PROSPETTO IMPOSTE ANTICIPATE E DIFFERITE

	differenze				2011				
	iniziale	formazione	rivers.	residuo	imposte	imposte	imposte		totale
					a CE	a PN	IRES	IRAP	
<u>Imposte anticipate</u>									
Compenso amminist.	450.697	180.260	67.378	563.579	31.042	-	154.984	-	154.984
Compenso revisori	299.644	546.396	360.876	485.165	46.728	-	133.420	-	133.420
Spese di rappres.01/05	6.956	-	6.956	-	(2.248)	-	-	-	-
Fondo rischi IRES IRAP	1.431.729	-	-	1.431.729	-	-	393.726	69.009	462.735
Fondo rischi IRES	16.686.422	1.465.246	196.365	17.955.303	348.942	-	4.937.708	-	4.937.708
Fondi personale	4.735.128	751.562	438.919	5.047.770	381.417	-	1.388.137	-	1.388.137
Fondo ripristini	6	-	-	-	-	-	-	-	-
Contrib. Imponib.	3	-	-	-	(1)	-	-	-	-
Ammort. Eccedenti	-	198.764	-	198.764	54.660	-	54.660	-	54.660
Altro	24.092.873	1.728.396	2.006.249	23.815.020	33.484	-117.761	6.087.419	73.290	6.160.709
Strumenti derivati	16.792.027	18.977.869	-	35.769.896	-	6.133.647	9.836.721	1.724.109	11.560.830
Fondo TFR	-	7.928	-	7.928	2.180	-	2.180	-	2.180
Totale imponibili/imposte anticip.	64.495.485	23.856.420	3.076.743	85.275.153	896.205	6.015.886	22.988.954	1.866.408	24.855.362
<u>Imposte differite</u>									
Ammortamenti eccedenti IRES	637.229	-	-	637.229	-	-	175.238	-	175.238
Ammortamenti eccedenti IRAP	598.373	-	-	598.373	-	-	-	27.905	27.905
Fondo svne crediti	44.158	-	-	44.158	-	-	12.143	-	12.143
Dividendi non incassati	4.968.827	3.118.731	4.968.827	3.118.731	(508.776)	-	857.651	-	857.651
Altro	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Plusvalenze cessione cespiti IRES	613.375	-	-	613.375	-	-	168.678	-	168.678
Plusvalenze cessione cespiti IRAP	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Adeguamento fondo TFR	463.541	-	-	463.541	-	-	127.474	-	127.474
Ammortamento pregresso terreni/fabb	760.127	-	-	760.127	-	-	209.035	36.638	245.673
F.do premio anzianità	88	-	-	88	-	-	24	-	24
Strumenti derivati	886.740	-	-	886.740	-	-	276.290	10.304	286.594
Fondo rischi	36.592	-	-	36.592	-	-	10.063	1.764	11.827
totale imponibile/imposte diff.	9.009.048	3.118.731	4.968.827	7.158.952	(508.776)	-	1.836.596	76.612	1.913.207
<u>PERDITE FISCALI</u>	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Imposte anticipate (diff.) nette	55.486.437	20.737.689	(1.892.084)	78.116.201	1.404.981	6.015.886	21.152.359	1.789.796	22.942.155

2010

differenze				imposte				
iniziale	formazione	rivers.	residuo	imposte a CE	imposte a PN	IRES	IRAP	totale
380.210	82.712	12.225	450.697	8.466	-	123.942	-	123.942
160.029	256.276	116.660	299.644	13.919	-	82.402	4.290	86.692
2.135	4.821	-	6.956	-	-	1.913	335	2.248
1.431.729	-	-	1.431.729	-	-	393.726	69.009	462.735
9.370.091	7.316.331	-	16.686.422	456.728	-	4.588.766	-	4.588.766
292.102	5.026.614	583.589	4.735.128	(360.264)	-	1.006.720	-	1.006.720
6	-	-	6	-	-	-	-	-
3	-	-	3	-	-	1	-	1
-	-	-	-	-	-	-	-	-
16.751.968	7.847.325	506.420	24.092.873	217.216	117.761	6.163.828	81.157	6.244.986
15.962.159	829.868	-	16.792.027	-	268.213	4.617.808	809.376	5.427.184
-	-	-	-	-	-	-	-	-
44.350.432	21.363.947	1.218.894	64.495.485	336.065	385.974	16.979.106	964.167	17.943.273
637.229	-	-	637.229	-	-	175.238	-	175.238
617.801	-	19.428	598.373	(936)	-	-	27.905	27.905
44.158	-	-	44.158	-	-	12.143	-	12.143
3.517.169	4.968.827	3.517.169	4.968.827	399.206	-	1.366.427	-	1.366.427
-	259.316	259.316	-	-	(71.312)	-	-	-
-	908.299	294.924	613.375	(81.024)	-	168.678	-	168.678
-	43.546	43.546	-	(2.099)	-	-	-	-
315.276	172.116	23.851	463.541	4.339	-	127.474	-	127.474
760.127	-	-	760.127	-	-	209.035	36.638	245.673
88	-	-	88	-	-	24	-	24
886.740	-	-	886.740	-	-	276.290	10.304	286.594
36.592	-	-	36.592	-	-	10.063	1.764	11.827
6.815.178	6.352.104	4.158.234	9.009.048	319.486	(71.312)	2.345.372	76.612	2.421.983
-	-	-	-	-	-	-	-	-
37.535.254	15.011.843	(2.939.340)	55.486.437	16.579	457.286	14.633.735	887.555	15.521.290

RAPPORTI CON PARTI CORRELATE ANNO 2011

Gli importi delle tabelle seguenti sono espressi in migliaia di euro

A) RAPPORTI VERSO SOCI PARTI CORRELATE

Rapporti di natura commerciale

Società	migliaia di euro			
	Crediti	Debiti	Ricavi per servizi	Costi
Finanziaria Sviluppo Utilities	28	-	28	-

Rapporti di natura finanziaria

Società	migliaia di euro			
	Crediti	Debiti	Proventi	Oneri
Finanziaria Sviluppo Utilities S.r.l.	-	3.752	-	67
Gruppo Banca Intesa S.Paolo	-	389.863	-	-

B) RAPPORTI VERSO CONTROLLATE E JOINT VENTURE

Rapporti di natura commerciale

Società	migliaia di euro					
	Crediti	Debiti	Ricavi per servizi	Altri proventi	Costi per servizi e godimento beni di terzi	Altri oneri
Acquedotto Monferrato S.p.A.	10	-	-	5	-	-
Acquedotto Savona S.p.A.	10	-	-	5	-	-
AEM Torino Distribuzione S.p.A.	290	-	102	15	-	-
AEMNET S.p.A.	17	-	8	7	-	-
AES Torino S.p.A.	314	-	71	103	-	-
AGA S.p.A.	11	-	-	8	-	-
Bonifica Autocisterne S.r.l.	4	-	-	-	-	-
CAE AMGA Energia S.p.A.	27	-	2	-	-	-
CELPI S.c.r.l.	5	-	4	-	-	-
ENIA Parma S.r.l.	225	570	17	-	-	-
ENIA Piacenza S.r.l.	160	-	7	-	-	-
ENIA Reggio Emilia S.r.l.	222	-	10	-	-	-
ENIA Tel S.p.A.	6	-	-	3	-	-
Genova Reti Gas S.r.l.	144	-	5	4	-	-
Idrotigullio S.p.A.	67	-	2	-	-	-
Iren Acqua Gas S.p.A.	2.900	161	2.346	15	-	-
Iren Ambiente S.p.A.	583	-	41	30	-	-
Iren Emilia S.p.A.	5.940	792	4.825	132	431	16
Iren Energia S.p.A.	5.599	419	3.376	20	670	-
Iren Mercato S.p.A.	2.125	458	1.797	25	606	36
Iren Rinnovabili S.p.A.	55	-	41	-	-	-
Iride Servizi S.p.A.	932	1.114	528	64	1.899	-
Laboratori Iride Acqua Gas S.r.l.	4	-	-	-	-	-
Mediterranea delle Acque S.p.A.	593	-	18	4	-	-
Nichelino Energia S.r.l.	22	-	11	8	-	-
SasterNet S.p.A.	17	-	1	2	-	-
Società Acque Potabili S.p.A.	102	-	-	43	-	-
Tema S.c.a.r.l.	14	-	-	-	-	-
Undis Servizi	2	-	-	-	-	-

Rapporti di natura finanziaria

Società	migliaia di euro				
	Crediti	Debiti	Proventi	Oneri	Dividendi
AEM Torino Distribuzione S.p.A.	134.063	-	5.102	-	6.419
AEMNET S.p.A.	-	5.385	-	48	-
AES Torino S.p.A.	3.686	-	4.361	-	-
CELPI S.c.r.l.	-	87	-	1	-
Idrotigullio S.p.A.	7.087	-	71	-	-
Iren Acqua Gas S.p.A.	205.687	40.287	6.243	105	42.218
Iren Ambiente S.p.A.	112.552	-	2.955	-	9.117
Iren Emilia S.p.A.	97.644	32.213	3.910	244	14.090
Iren Energia S.p.A.	767.727	-	23.747	-	32.879
Iren Mercato S.p.A.	401.009	330	12.728	372	9.691
Iride Servizi S.p.A.	109.462	-	3.099	-	-
Nichelino Energia S.r.l.	12.342	-	234	-	-

Rapporti di altra natura

Società	migliaia di euro				
	Crediti IVA di Gruppo	Debiti IVA di Gruppo	Crediti CONS FISC	Debiti CONS FISC	Debiti diversi
AEM Torino Distribuzione S.p.A.	1.431	-	5.144	-	-
AEMNET S.p.A.	45	-	-	-	-
AES Torino S.p.A.	1.271	-	4.859	-	-
AGA S.p.A.	-	-	-	90	-
CAE AMGA Energia S.p.A.	47	-	491	-	-
CELPI S.c.r.l.	-	1	-	3	-
ENIA Parma S.r.l.	-	1.225	-	311	-
ENIA Piacenza S.r.l.	-	233	-	64	-
ENIA Reggio Emilia S.r.l.	-	879	-	42	-
ENIA Solaris S.r.l.	-	50	-	-	-
ENIA Tel S.p.A.	-	-	58	-	-
Genova Reti Gas S.r.l.	12	-	692	-	-
Idrotigullio S.p.A.	-	425	-	-	-
Immobiliare delle Fabbriche S.p.A.	-	-	87	-	-
Iren Acqua Gas S.p.A.	-	3.289	1.958	-	11
Iren Ambiente S.p.A.	-	1.362	2.532	-	-
Iren Emilia S.p.A.	723	-	3.474	-	2
Iren Energia S.p.A.	-	8.230	178	-	-
Iren Mercato S.p.A.	4.097	-	5.728	-	-
Iride Servizi S.p.A.	1.458	-	487	-	-
Mediterranea delle Acque S.p.A.	-	-	2.092	-	-
Nichelino Energia S.r.l.	85	-	160	-	-
Tecnoborgo S.p.A.	-	-	-	1.659	-
Zeus S.p.A.	-	-	-	3	-

C) RAPPORTI VERSO COLLEGATE

Rapporti di natura commerciale

Società	Crediti	Debiti	Ricavi per servizi	migliaia di euro	
				Altri proventi	Costi per servizi e godimento beni di terzi
Aciam S.p.A.	29	-	1	-	-
Acos S.p.A.	17	-	-	9	-
Aguas de San Pedro S.A.	1	-	-	-	-
AMAT S.p.A.	-	-	-	5	-
Amter S.p.A.	18	-	1	2	-
ASA S.p.A.	171	-	-	5	-
ASMT Servizi Industriali S.p.A.	-	-	-	3	-
Astea	7	-	-	13	-
Domus Acqua S.r.l.	14	-	-	-	-
Edipower S.p.A.	7	-	-	7	-
Fata Morgana	2	-	-	-	-
Iniziative Ambientali S.r.l.	1	-	-	-	-
Mondo Acqua	3	-	-	-	-
Piana Ambiente	41	-	1	-	-
Sinergie Italiane S.r.l.	2	-	-	5	-
S.M.A.G S.r.l. (In.Te.Gra Clienti)	14	-	-	-	-
So. Sel. S.p.A.	4	4	-	4	4
Valle Dora Energia S.r.l.	5	-	5	-	-
Il Tempio S.r.l.	1	-	-	-	-

Rapporti di natura finanziaria

Società	Crediti	Debiti	Proventi	migliaia di euro	
				Oneri	Dividendi
Edipower S.p.A.	110.004	-	4	-	-
Plurigas S.p.A.	-	-	-	-	5.580
Valle Dora Energia S.r.l.	1	-	-	-	-

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	6.996		
Attività immateriali	142		
Partecipazioni in controllate e collegate	2.236.298		
Altre partecipazioni	140.273		
Totale (A)	2.383.709	Attivo Immobilizzato (A)	2.383.709
Altre attività non correnti	368		
Totale (B)	368	Altre attività (Passività) non correnti (B)	368
Crediti commerciali	20.820		
Crediti per imposte correnti	159		
Crediti vari e altre attività correnti	49.102		
Debiti commerciali	(15.788)		
Debiti vari e altre passività correnti	(26.787)		
Debiti per imposte correnti	(14.524)		
Totale (C)	12.982	Capitale circolante netto (C)	12.982
Attività per imposte anticipate	24.856		
Passività per imposte differite	(1.913)		
Totale (D)	22.943	Attività (Passività) per imposte differite (D)	22.943
Benefici ai dipendenti	(9.456)		
Fondi per rischi ed oneri	(19.892)		
Totale (E)	(29.348)	Fondi e Benefici ai dipendenti (E)	(29.348)
		Capitale investito netto (F=A+B+C+D+E)	2.390.654
Patrimonio Netto (G)	1.463.488	Patrimonio Netto (G)	1.463.488
Attività finanziarie non correnti	(984.121)		
Passività finanziarie non correnti	1.855.587		
Totale (H)	871.466	Indeb. finanziario a medio e lungo termine (H)	871.466
Attività finanziarie correnti	(978.627)		
Cassa e altre disponibilità liquide equivalenti	(17.406)		
Passività finanziarie correnti	1.051.733		
Totale (I)	55.700	Indeb. finanziario a breve termine (I)	55.700
		Indebitamento finanziario netto (L=H+I)	927.166
		Mezzi propri e indeb. finanziario netto (M=G+L)	2.390.654

COMPENSI PERCEPITI DA AMMINISTRATORI, SINDACI E DIRIGENTI CON RESPONSABILITÀ STRATEGICHE

Nella tabella che segue sono indicati i compensi corrisposti ai componenti degli organi di amministrazione e controllo dalla società e dalle controllate.

Si precisa che nella struttura di Iren S.p.A. non sono presenti dirigenti con responsabilità strategiche. I componenti del Consiglio di Amministrazione e i relativi compensi, comprensivi dei rimborsi spese, sono riportati nella tabella sottostante:

SOGGETTO Nome e Cognome	DESCRIZIONE E PERIODO CARICA				Compensi fissi	Compensi per la partecipazione a Comitati/OdV
	Carica	Periodo per cui è stata ricoperta la carica	Scadenza della carica (*)			
Amministratori in carica alla data del 31 dicembre 2011 (A)						
Roberto Bazzano	Presidente	01.01.11-31.12.11	31.12.2012	115 ^(°)		
Roberto Garbati	Amm. Delegato	01.01.11-31.12.11	31.12.2012	93 ^(°°)		
Luigi Giuseppe Villani	Vice Presidente	01.01.11-31.12.11	31.12.2012	123 ^(°°°)		
Andrea Viero	Direttore Generale	01.01.11-31.12.11	31.12.2012	55 ^(°°°)		
Paolo Cantarella	Consigliere	01.01.11-31.12.11	31.12.2012	23	36	
Gianfranco Carbonato	Consigliere	01.01.11-31.12.11	31.12.2012	23	24	
Alcide Rosina	Consigliere	01.01.11-31.12.11	31.12.2012	23	24	
Ernesto Lavatelli	Consigliere	01.01.11-31.12.11	31.12.2012	23	48	
Alberto Clò	Consigliere	01.01.11-31.12.11	31.12.2012	23	24	
Ettore Rocchi	Consigliere	01.01.11-31.12.11	31.12.2012	23		
Marco Elefanti	Consigliere	01.01.11-31.12.11	31.12.2012	23	36	
Franco Amato	Consigliere	01.01.11-31.12.11	31.12.2012	23	24	
Enrico Salza	Consigliere	01.01.11-31.12.11	31.12.2012	23	36	
Totale compensi amministratori				593	252	
Sindaci in carica alla data del 31 dicembre 2011 (B)						
Aldo Milanese	Presidente	01.01.11-31.12.11	31.12.2011	71		
Lorenzo Ginisio	Sindaco Effettivo	01.01.11-31.12.11	31.12.2011	48		
Giuseppe Lalla	Sindaco Effettivo	01.01.11-31.12.11	31.12.2011	48		
Totale compensi sindaci				167		
Totale compensi				760	252	

(*) Il mandato scade con l'Assemblea di approvazione del bilancio dell'esercizio che chiude alla data indicata.

(**) I benefici non monetari si riferiscono a coperture assicurative stipulate dalla Società a favore del soggetto, al valore convenzionale dell'auto utilizzata dal soggetto, nonché rispettivamente: (i) nel caso dell'ing. Garbati anche dello sconto dell'energia elettrica; (ii) nel caso del dott. Viero anche della locazione dell'alloggio.

(***) Gli altri compensi includono gli emolumenti annuali per le cariche in società controllate e collegate al 31 dicembre 2011.

(A) Nominati dall'Assemblea del 30/8/2010 (B) Nominati dall'Assemblea del 28/4/2009

(1) Compenso complessivo relativo all'incarico di Direttore Generale di Iren Acqua Gas S.p.A. = € 380.000, di cui € 38.000 max di compenso variabile legato ad MBO, e € 342.000 per retribuzione fissa.

(°) Compenso come Consigliere e Presidente di Iren e AD di Società di Primo Livello. Detto compenso sconta una riduzione del 10% (richiesta dall'Assemblea in sede di nomina del nuovo CdA) sull'ammontare complessivo riconosciuto durante il precedente mandato.

(2) Compenso relativo all'incarico di Direttore Generale di Iren Energia S.p.A. € 380.000 (comprensivo di € 38.000 max di compenso variabile legato ad MBO).

(°°) Compenso come Consigliere ed Amministratore Delegato di Iren ed AD di Società di Primo Livello. Detto compenso sconta una riduzione del 10% (richiesta dall'Assemblea in sede di nomina del nuovo CdA) sull'ammontare complessivo riconosciuto

				migliaia di euro	
Bonus e altri incentivi	Benefici non monetari (**)	Altri compensi (***)			
			Totale		
38 (1)	2	342 (1)	497		
38 (2)	4	342 (2)	477		
		22 (4)	145		
38 (3)	7	342 (3)	442		
			59		
			47		
			47		
		15 (5)	86		
			47		
			23		
		19 (6)	78		
			47		
			59		
114	13	1.082	2.054		
		31 (7)	102		
		15 (8)	63		
		68 (9)	116		
		114	281		
114	13	1.196	2.335		

durante il precedente mandato.

(3) Compenso relativo all'incarico di Direttore Generale di Iren S.p.A. € 380.000 (comprensivo di € 38.000 max di compenso variabile legato ad MBO).

(^{ooo}) Compenso come Consigliere e Direttore Generale di Iren e AD di Società di Primo Livello. A detto compenso devono essere detratti € 43.500 su base annua di rinuncia esplicita, onde aderire all'invito degli azionisti di ridurre del 10% i compensi rispetto al precedente mandato.

(^{oooo}) Compenso come Consigliere Iren e per l'impegno richiesto come componente del Comitato Esecutivo.

(4) Compenso relativo alla carica di Consigliere in Delmi S.p.A. (€ 7.500) (dal 26/4/2011) ed ACOS S.p.A. (€ 8.676,48); Amministratore Delegato AGA S.p.A. (€ 5.000).

(5) Compenso relativo alla carica di Consigliere di Iren Ambiente S.p.A. (€ 15.000).

(6) Compenso relativo alla carica di Consigliere di Iren Acqua Gas S.p.A. (€ 15.000) e di Iren Ambiente (in carica fino al 18/4/2011) (€ 4.438,36).

(7) Compenso percepito come Presidente del Collegio Sindacale di AEM Torino Distribuzione S.p.A. € 31.000

(8) Compenso percepito come Sindaco Effettivo di AES S.p.A. € 15.000

(9) Compenso percepito come Presidente Collegio Sindacale di Iren Mercato S.p.A. € 26.000 e di Aquamet S.p.A. € 11.749,97, Sindaco Effettivo di Mediterranea delle Acque S.p.A. € 30.000

CORRISPETTIVI ALLA SOCIETÀ 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 KPMG 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	134
Servizi di attestazione (1)	Revisore della Capogruppo	Società Capogruppo	198
Servizi di consulenza fiscale	Revisore della Capogruppo	Società Capogruppo	-
Altri servizi (2)	i) Revisore della Capogruppo	Società Capogruppo	15
	ii) Rete del revisore della Capogruppo	Società Capogruppo	-
Totale			347

(1) I servizi di attestazione riguardano le limitate procedure di revisione semestrale, la verifica e attestazione del bilancio unbundling e lo svolgimento di procedure concordate al fine di attestare la conformità procedurale del Bilancio di Sostenibilità.
(2) Gli altri servizi riguardano le traduzioni dei bilanci e l'attività di supporto metodologico nell'applicazione dei principi contabili.

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 2011

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.

3 aprile 2012

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 gennaio 2010, n. 39

Agli Azionisti della
Iren S.p.A.

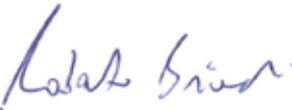
- 1 Abbiamo svolto la revisione contabile del bilancio d'esercizio, costituito dalla situazione patrimoniale-finanziaria, dal conto economico, dal conto economico complessivo, dal prospetto delle variazioni del patrimonio netto, dal rendiconto finanziario e dalle relative note esplicative, della Iren S.p.A. chiuso al 31 dicembre 2011. 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. 38/05, compete agli amministratori della Iren S.p.A.. 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 d'esercizio sia viziato da errori significativi e se risulti, nel suo complesso, attendibile. Il procedimento di revisione comprende l'esame, sulla base di verifiche a campione, degli elementi probativi a supporto dei saldi e delle informazioni contenuti nel bilancio, nonché la valutazione dell'adeguatezza e della correttezza dei criteri contabili utilizzati e della ragionevolezza delle stime effettuate dagli amministratori. Riteniamo che il lavoro svolto fornisca una ragionevole base per l'espressione del nostro giudizio professionale.

Per il giudizio relativo al bilancio dell'esercizio precedente, i cui dati sono presentati ai fini comparativi, si fa riferimento alla relazione da noi emessa in data 9 aprile 2011.
- 3 A nostro giudizio, il bilancio d'esercizio della Iren S.p.A. al 31 dicembre 2011 è conforme agli International Financial Reporting Standards adottati dall'Unione Europea, nonché ai provvedimenti emanati in attuazione dell'art. 9 del D.Lgs. n. 38/05; 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 S.p.A. per l'esercizio chiuso a tale data.

- 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 S.p.A., in conformità a quanto previsto dalle norme di legge e dai regolamenti compete agli amministratori della Iren S.p.A.. 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. 58/98, presentate nella relazione sul governo societario e gli assetti proprietari, con il bilancio, 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. 58/98 presentate nella relazione sul governo societario e gli assetti proprietari sono coerenti con il bilancio d'esercizio della Iren S.p.A. al 31 dicembre 2011.

Torino, 23 aprile 2012

KPMG S.p.A.



Roberto Bianchi
Socio

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 2011 il Collegio sindacale ha svolto i propri compiti di vigilanza ai sensi delle disposizioni vigenti, in osservanza dei doveri di cui all'art. 149 del D.Lgs 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.

Essa si è svolta, fra l'altro, mediante:

- la partecipazione all'Assemblea degli Azionisti del 6 maggio 2011, alle quindici riunioni del Consiglio di Amministrazione, alle ventotto riunioni del Comitato Esecutivo ed a sei riunioni del Comitato per il Controllo Interno, quest'ultimo anche nell'esercizio delle funzioni di Comitato per le Operazioni con Parti Correlate;
- la tenuta di quindici riunioni di Collegio che hanno comportato, nei casi in cui è stata ritenuta necessaria, la presenza dell'Amministratore Delegato, degli esponenti della Società di revisione, del Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari e del Responsabile della funzione di *internal audit*;
- l'assunzione di informazioni e lo scambio di opinioni con KPMG, società incaricata della revisione legale dei conti e del giudizio sui bilanci, con il Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari, con il Comitato per il Controllo Interno, 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., direttamente ovvero tramite la presenza dei sindaci di Iren S.p.A. nel Collegio di alcune importanti società del Gruppo.

La struttura del Gruppo e la sua *governance* sono quelle assunte a seguito della fusione intervenuta nel 2010, sulla base di quanto previsto dal Progetto di fusione e dalle successive integrazioni di informativa fornite al pubblico. Ad avviso del Collegio esse meriterebbero una riconsiderazione per renderle meglio aderenti alle attuali esigenze del Gruppo, alla luce dell'esperienza vissuta nel frattempo.

Iren Spa opera in svariati settori nel 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 attribuisce al Consiglio di amministrazione di Iren Spa il potere di approvazione delle operazioni più significative riguardanti le suddette società 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 Nota esplicativa 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 Spa ha riportato nella Relazione sulla gestione del Gruppo le operazioni di maggiore rilievo economico e patrimoniale intervenute nell'esercizio e dopo la sua chiusura. Fra di esse assumono particolare preminenza l'inaugurazione dell'impianto di cogenerazione di Torino Nord, la ripresa della costruzione del Polo Ambientale Integrato di Parma e, anche in relazione agli effetti prodotti sul bilancio, il riassetto del Gruppo Edison e di Edipower che ha coinvolto la partecipata Delmi e l'intervento di Iren Mercato sulla partecipata Sin.It, deliberato dopo la fine dell'esercizio.

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*

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 del tipo indicato. Esse riguardano forniture di servizi ad Iren Spa o la gestione da parte di quest'ultima di alcuni servizi atti ad affrontare le più rilevanti problematiche di interesse generale a beneficio delle principali società partecipate, formalizzati con appositi contratti di servizio.

Nei commenti relativi alle diverse voci di bilancio, alla situazione finanziaria ed ai rapporti fra le società consolidate sono fornite altre informazioni riguardanti le operazioni del tipo descritto. In ottemperanza alle indicazioni degli IAS/IFRS, l'insieme dei rapporti intrattenuti con parti correlate è stato descritto nelle Note illustrative 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 in merito, adottati 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. Ritiene tuttavia che la massima attenzione debba continuare ad essere rivolta alla gestione delle garanzie prestate dalla Capogruppo, per le principali partecipate, a beneficio di terzi.

Il Collegio ha preso atto dell'attenzione riservata dal Consiglio di Amministrazione, dal Comitato Esecutivo e dal Comitato per il Controllo Interno, quest'ultimo anche nell'esercizio delle funzioni di Comitato per le Operazioni con Parti Correlate, al credito vantato dalla partecipata Iride Servizi e da altre società del Gruppo nei confronti principalmente del Comune di Torino e degli altri enti locali che partecipano al capitale della Società. Al riguardo constata in particolare che, malgrado alla fine dell'esercizio l'entità del credito verso il Comune di Torino sia diminuita rispetto all'anno precedente, nei mesi successivi la posizione creditoria è cresciuta. Ciò comporta l'opportunità di valutare l'assunzione di ulteriori iniziative a tutela degli interessi della Società.

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, è dotata con effetto dal 1° gennaio 2011 del "Regolamento interno recante le procedure in materia di operazioni con parti correlate".

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.

In alcuni casi sono emerse le esigenze di aggiornamento degli accordi assunti in tema di *governance* in corrispondenza con la fusione intervenuta nell'esercizio 2010, alle quali è già stato fatto cenno.

Il Collegio ha preso altresì atto che il Consiglio di amministrazione, previo intervento del Collegio sindacale nell'ambito delle funzioni di controllo interno che gli sono attribuite dal D.Lgs. 39/2010 (art. 19) 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.

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 Spa 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 vigilato sul sistema di controllo interno partecipando alle riunioni del Comitato ad esso preposto ed ha ottenuto informazioni dai Preposti..

Iren Spa, 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 di Controllo Interno ed al Consiglio di amministrazione sul contenuto e sul risultato dei propri interventi.

Il sistema di controllo interno, nel suo complesso non ha evidenziato, per quanto consta al Collegio, mancanze, difetti e disfunzioni che possano 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 per il Controllo Interno.

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.

E' auspicabile che venga accelerato il processo di omogeneizzazione ed integrazione dei processi informatici facenti capo alle singole SPL, al fine di rendere più sollecita e meno dispendiosa l'integrazione dei dati da parte della Capogruppo e di garantire la tempestività degli interventi in situazioni critiche.

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.

9. *Indicazione dell'eventuale presentazione di esposti o denunce ex art. 2408 C.C.*

Il 10 giugno 2011 il Collegio ha ricevuto, tramite la Società, una denuncia ex art. 2408 Codice Civile con la quale un azionista ha espresso il dubbio che un consigliere della Società abbia subito condanne per reati societari prima dell'assunzione della carica in Iren Spa. Il Collegio ha richiesto a tutti i consiglieri che, a conferma della dichiarazione espressa all'inizio del mandato, ribadissero l'esistenza dei requisiti di onorabilità richiesti dalla legge. Ciò è avvenuto a mezzo di aggiornamento di dichiarazione di sussistenza di tali requisiti, rilasciata da tutti gli amministratori.

Non vi sono stati esposti da parte di terzi.

10. *Indicazione dell'esistenza di pareri rilasciati nel corso dell'esercizio.*

Nel corso dell'esercizio il Collegio ha rilasciato il proprio parere in occasione delle deliberazioni riguardanti la remunerazione degli amministratori investiti di particolari cariche.

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 KPMG 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, sono stati affidati i seguenti ulteriori incarichi:

- sottoscrizione del Modello Unico, del Modello Irap, del Modello 770 e revisione contabile dei conti annuali separati (bilancio *unbundling*);
- svolgimento delle procedure concordate al fine di attestare la conformità procedurale del Bilancio di sostenibilità;
- traduzioni dei bilanci e assistenza procedurale nell'applicazione dei principi contabili.

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 213 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..*

A seguito dell'adesione al Codice di Autodisciplina emanato da Borsa Italiana S.p.A. (edizione 2006), 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, in conformità al *format* diffuso nel febbraio 2012.

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 2011 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 illustrative.

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 KPMG S.p.A. cui è stato affidato l'incarico ai sensi degli artt. 155 e 156 del TUF. KPMG 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 KPMG 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.

Dall'attività svolta in ottemperanza ai doveri del suo ufficio 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 ordine all'approvazione del Bilancio stesso. In merito alla proposta di distribuzione del dividendo, rileva che essa è stata contenuta come impone l'attuale situazione finanziaria della Società.

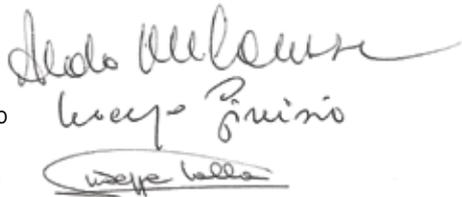
Torino, 23 aprile 2012

Il Collegio sindacale

Aldo Milanese, presidente

Lorenzo Ginisio, sindaco effettivo

Giuseppe Lalla, sindaco effettivo



Allegato elenco degli incarichi rivestiti presso le società di cui all'art. 144-quinquiesdecies del Regolamento Emittenti Consob.

ELENCO DEGLI INCARICHI RIVESTITI PRESSO LE SOCIETA' DI CUI ALL'ART. 144-QUINQUIESDECIES DEL REGOLAMENTO EMITTENTI CONSOB

Dott. Aldo Milanese - Presidente del Collegio Sindacale

Ragione sociale	Carica	Scadenza nomina
FinecoBank S.p.A.	Sindaco Effettivo	31/12/2013
Infratrasporti.To S.r.l.	Presidente Collegio Sindacale	31/12/2012
Fare Sviluppo Immobiliare S.p.A.	Presidente Collegio Sindacale	31/12/2013
ISI IPI Sviluppi Immobiliari S.r.l.	Presidente Collegio Sindacale	31/12/2013
IPI S.p.A.	Presidente Collegio Sindacale	31/12/2014
Milano Assicurazioni S.p.A.	Consigliere	31/12/2013
SPEA Ingegneria Europea SpA a socio unico	Sindaco Effettivo	31/12/2013
Teksid S.p.A.	Presidente Collegio Sindacale	31/12/2012
Pegaso Investimenti Campioni di Impresa S.p.A.	Sindaco Effettivo	31/12/2012
Iren S.p.A.	Presidente Collegio Sindacale	31/12/2011
Magneti Marelli S.p.A.	Sindaco Effettivo	31/12/2012
UniManagement S.r.l.	Presidente Collegio Sindacale	31/12/2012
AEM Torino Distribuzione S.p.A.	Presidente Collegio Sindacale	31/12/2013
Centro Estero per l'Internazionalizzazione S.c.p.A.	Presidente Collegio Sindacale	31/12/2012
Azimut Holding S.p.A.	Presidente Collegio Sindacale	31/12/2012

Dott. Giuseppe Lalla - Sindaco Effettivo

Ragione sociale	Carica	Scadenza nomina
Dott. Lorenzo Ginisio - Sindaco Effettivo	Presidente Collegio Sindacale	31/12/2011
Utilitatis Pro Acqua Energia Ambiente	Sindaco Effettivo	30/11/2012
SARAT S.r.l.	Consigliere	Fino a revoca
Attilio Carmagnani AC S.p.A.	Presidente Collegio Sindacale	31/12/2013
Iride Mercato S.p.A.	Presidente Collegio Sindacale	31/12/2012
Metachem S.p.A.	Presidente Collegio Sindacale	31/12/2013
API S.p.A.	Sindaco Effettivo	31/12/2013
Iren S.p.A.	Sindaco Effettivo	31/12/2011
Aquamet S.p.A.	Sindaco Effettivo	31/12/2013
Plurigas S.p.A.	Presidente Collegio Sindacale	31/12/2012
R.STAHL S.r.l.	Sindaco Effettivo	31/12/2011
K-MATT S.p.A.	Presidente Collegio Sindacale	31/12/2011
Analisi & Controlli S.p.A.	Presidente Collegio Sindacale	31/12/2013

Dott. Lorenzo Ginisio - Sindaco Effettivo

Ragione sociale	Carica	Scadenza nomina
Aeroporti Holding S.p.A	Presidente Collegio Sindacale	31/12/2014
Azienda Energia E Servizi Torino Siglabile Aes Torino S.p.A	Sindaco Effettivo	31/12/2012
Centro Leasing S.p.A	Sindaco Effettivo	31/12/2014
Eutekne S.p.A	Presidente Collegio Sindacale	31/12/2014
Fideuram Vita S.p.A	Sindaco Effettivo	31/12/2012
I.C. Service S.r.L.	Presidente Collegio Sindacale	31/12/2014
Iren S.p.A	Sindaco Effettivo	31/12/2011
Italconsult S.r.L.	Sindaco Effettivo	31/12/2011
Lextel S.p.A	Sindaco Effettivo	31/12/2011
Motul Italia S.r.L.	Presidente Collegio Sindacale	31/12/2012
Musso Paolo S.p.A	Sindaco Effettivo	31/12/2012
S.A.G.A.T. S.p.A	Presidente Collegio Sindacale	31/12/2012
Sagat Engineering S.p.A	Presidente Collegio Sindacale	31/12/2012
Sagat Handling S.p.A	Presidente Collegio Sindacale	31/12/2012
Tensiter S.p.A	Sindaco Effettivo	31/12/2013
Tensister Centro S.r.L.	Presidente Collegio Sindacale	31/12/2013
T.R.M. S.p.A	Presidente Collegio Sindacale	31/12/2011
Unaservizi S.r.L.	Presidente Collegio Sindacale	31/12/2013

SINTESI DELLE DELIBERAZIONI DELL'ASSEMBLEA

L'Assemblea ordinaria degli Azionisti, riunitasi in prima convocazione il 14 maggio 2012, sul punto 1 dell'ordine del giorno, ha assunto le seguenti deliberazioni:

- 1) Bilancio di esercizio al 31 dicembre 2011 e Relazione sulla gestione: deliberazioni inerenti e conseguenti.

L'Assemblea degli Azionisti,

- preso atto del Bilancio di esercizio al 31 dicembre 2011 e della relazione del Consiglio di Amministrazione sulla gestione;
- preso atto della relazione del Collegio sindacale;
- preso atto della relazione della Società di revisione KPMG S.p.A.;
- preso atto della proposta di copertura della Perdita di esercizio pari ad euro 57.042.700,32 e della Perdita portata a nuovo relativa alla First Time Adoption IAS pari ad euro 36.506.746,19 utilizzando le Riserve libere in sospensione d'imposta per un totale di euro 93.549.446,51;

delibera

- 1) di approvare il Bilancio di esercizio al 31 dicembre 2011 di IREN S.p.A. e la Relazione sulla gestione predisposta dal Consiglio di Amministrazione;
- 2) di coprire la Perdita dell'esercizio pari ad euro 57.042.700,32 e la Perdita portata a nuovo relativa alla First Time Adoption IAS pari ad euro 36.506.746,19 utilizzando le Riserve in sospensione d'imposta per un totale di 93.549.446,51 euro.

Inoltre:

L'Assemblea ordinaria degli Azionisti

- preso atto della proposta del Consiglio di Amministrazione di approvare la distribuzione di un dividendo straordinario unitario pari a euro 0,013 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 21 giugno 2012, contro stacco della cedola il 18 giugno 2012, per un totale di euro 16.590.933,80 attingendo per euro 7.555.031,91 alla riserva di conferimento e per euro 9.035.901,89 alla riserva straordinaria;

delibera

di approvare la distribuzione di un dividendo straordinario unitario pari a euro 0,013 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 21 giugno 2012, contro stacco delle cedole il 18 giugno 2012, per un totale di euro 16.590.933,80 attingendo per euro 7.555.031,91 alla riserva di conferimento e per euro 9.035.901,89 alla riserva straordinaria.

Coordinamento grafico
Vito Rotunno

Impaginazione e stampa
Cooperativa Sociale Cabiria, Parma



Iren S.p.A.
Via Nubi di Magellano, 30
42123 Reggio Emilia - Italy
www.gruppoiren.it