

# Relazioni e Bilanci

al 31 dicembre 2010

# 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
<b>● Relazione sulla gestione</b>	
Il Gruppo Iren: l'assetto societario .....	10
Informazioni sul titolo Iren nel 2010.....	15
Dati operativi.....	17
Scenario di mercato.....	20
Fatti di rilievo del periodo .....	25
Situazione economica, patrimoniale e finanziaria del Gruppo Iren .....	27
Situazione economica .....	27
Analisi per settori di attività.....	30
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 .....	47
Rapporti con parti correlate .....	49
Risk Management .....	51
Ricerca e sviluppo .....	56
Organizzazione .....	62
Personale .....	63
Sistemi Informativi.....	64
Qualità, Ambiente e Sicurezza.....	65
Iren e la Sostenibilità .....	68
Informazioni sulla Corporate Governance di Iren .....	69
Altre Informazioni .....	76
Allegato 1 Quadro Normativo.....	77
Proposte del Consiglio di Amministrazione all'Assemblea degli Azionisti .....	107
<b>● Bilancio consolidato e Note esplicative al 31 dicembre 2010</b>	
Prospetto della situazione patrimoniale - finanziaria.....	110
Prospetto di Conto Economico .....	112
Prospetto delle altre componenti di Conto Economico complessivo .....	113
Prospetto delle variazioni delle voci di Patrimonio Netto .....	114
Rendiconto Finanziario.....	116
Note Esplicative.....	117
I. Contenuto e forma del bilancio consolidato .....	120
II. Principi di consolidamento.....	121
III. Area di consolidamento .....	122
IV. Principi contabili e criteri di valutazione .....	123
V. Risk Management.....	137
VI. Informativa sui rapporti con parti correlate .....	145
VII. Fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura dell'esercizio .....	147
VIII. Altre informazioni.....	147
IX. Informazioni sulla situazione patrimoniale - finanziaria.....	148
X. Informazioni sul Conto Economico .....	173
XI. Garanzie e passività potenziali.....	182
XII. Informativa per settori di attività.....	185
XIII. Allegati al bilancio consolidato.....	187
Attestazione del bilancio consolidato ai sensi dell'art. 81-ter del Regolamento Consob n. 11971 del 14 maggio 1999 e successive modifiche e integrazioni .....	202
Relazione della Società di revisione sul bilancio consolidato .....	203
<b>● Bilancio separato e Note esplicative al 31 dicembre 2010</b>	
Prospetto della Situazione Patrimoniale - Finanziaria .....	208
Prospetto di Conto Economico .....	209
Prospetto delle altre componenti di Conto Economico complessivo .....	210
Rendiconto Finanziario.....	211
Prospetto delle variazioni delle voci di Patrimonio Netto .....	212
Note Esplicative.....	214
I. Contenuto e forma del bilancio .....	215
II. Principi contabili e criteri di valutazione .....	216
III. Risk Management .....	228
IV. Informativa sui rapporti con parti correlate.....	231
V. Informazioni sulla situazione Patrimoniale - Finanziaria .....	233
VI. Informazioni sul Conto Economico.....	249
VII. Garanzie e passività potenziali.....	256
VIII. Altre informazioni.....	256
IX. Fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura dell'esercizio .....	257
X. Allegati al bilancio separato .....	258
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 .....	270
Relazione della Società di revisione sul bilancio separato .....	271
Relazione del Collegio Sindacale all'Assemblea degli Azionisti .....	273
Sintesi delle deliberazioni dell'Assemblea .....	278

# AVVISO DI CONVOCAZIONE DI ASSEMBLEA ORDINARIA

I Signori Azionisti sono convocati in assemblea straordinaria e ordinaria a Reggio Emilia in via Nubi di Magellano 30 presso la Sala Campioli per il giorno 30 aprile 2011 alle ore 11,00 in prima convocazione e, occorrendo, in seconda convocazione, per il giorno 6 maggio 2011, stessi ora e luogo, per discutere e deliberare sul seguente

## ORDINE DEL GIORNO:

### **PARTE STRAORDINARIA**

Proposte di modifica degli articoli 10 (Limiti al possesso azionario), 11 (Convocazione dell'assemblea), 12 (Avviso di convocazione), 13 (Intervento in assemblea), 14 (Rappresentanza), 16 (Costituzione dell'assemblea e validità delle deliberazioni), 17 (Verbale delle assemblee), 20 (Modalità e criteri di presentazione delle liste), 25 (Deliberazioni del consiglio di amministrazione), 32 (Modalità e criteri di presentazione delle liste) e 41 (Disposizioni transitorie) dello statuto sociale: deliberazioni inerenti e conseguenti.

### **PARTE ORDINARIA**

Bilancio di esercizio al 31 dicembre 2010, Relazione sulla gestione e proposta di distribuzione dividendi: 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 19 aprile 2011 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 sede in Milano, Via Mantegna 6, 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 28 aprile 2011, 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.

## 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).

\*\*\*\*\*

Si precisa che il capitale sociale è rappresentato da n. 1.181.725.677 azioni ordinarie con diritto di voto e da numero 94.500.000 azioni di risparmio prive del diritto di voto, tutte del valore nominale di 1,00 (uno) euro cadauna.

\*\*\*\*\*

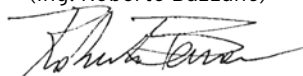
## DOCUMENTAZIONE

La relazione predisposta dal Consiglio di Amministrazione relativamente alle materie all'ordine del giorno, la "Relazione finanziaria annuale" e la "Relazione annuale sul governo societario e gli assetti proprietari" 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](http://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](mailto:affarisocietari@gruppoiren.it).

30 marzo 2011

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



## GRUPPO IREN IN CIFRE

	Esercizio 2010 pro-forma	Esercizio 2009 pro-forma	Variaz. %	Esercizio 2010
<b>Dati Economici (milioni di euro)</b>				
Ricavi	3.381	3.273	3,3	2.829
Margine operativo lordo	603	564	7,1	496
Risultato operativo	339	312	8,4	287
Risultato prima delle imposte	290	193	50,5	239
Risultato netto di Gruppo e di Terzi	186	50	(*)	150
<b>Dati Patrimoniali (milioni di euro)</b>				
	Al 31/12/2010	Al 31/12/2009 pro-forma		Al 31/12/2010
Capitale investito netto	4.342	3.976	9,2	4.342
Patrimonio netto	2.082	1.920	8,4	2.082
Posizione finanziaria netta	(2.260)	(2.056)	9,9	(2.260)
<b>Indicatori economico-finanziari</b>				
	Esercizio 2010 pro-forma	Esercizio 2009 pro-forma		Esercizio 2010
MOL/Ricavi	17,84%	17,23%		17,54%
Debt/Equity	1,08	1,07		1,08
<b>Dati tecnici e commerciali</b>				
	Esercizio 2010 pro-forma	Esercizio 2009 pro-forma		
Energia elettrica venduta (GWh)	14.567	14.573	(0,04)	
Energia termica prodotta (GWht)	2.754	2.461	11,9	
Volumetria teleriscaldata (mln m <sup>3</sup> )	66	63	4,6	
Gas venduto (mln m <sup>3</sup> )	3.132	2.910	7,6	
Acqua distribuita (mln m <sup>3</sup> )	188	193	(2,4)	
Rifiuti trattati (ton)	1.005.468	934.806	7,6	

(\*) 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 7.200 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 13.900 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 ad circa 700 chilometri di reti interrato di doppia tubazione il Gruppo Iren fornisce il calore ad una volumetria di oltre 66 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 <sup>(1)</sup>
Vice Presidente	Luigi Giuseppe Villani <sup>(2)</sup>
Amministratore Delegato	Roberto Garbati <sup>(3)</sup>
Direttore Generale	Andrea Viero <sup>(4)</sup>
Consiglieri	Franco Amato <sup>(5)</sup>
	Paolo Cantarella <sup>(6)</sup>
	Gianfranco Carbonato <sup>(7)</sup>
	Alberto Clò <sup>(8)</sup>
	Marco Elefanti <sup>(9)</sup>
	Ernesto Lavatelli <sup>(10)</sup>
	Ettore Rocchi
	Alcide Rosina <sup>(11)</sup>
	Enrico Salza <sup>(12)</sup>

### 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.

<sup>(1)</sup> <sup>(2)</sup> <sup>(3)</sup> <sup>(4)</sup> Componenti del Comitato Esecutivo

<sup>(5)</sup> Componente del Comitato per le Remunerazioni

<sup>(6)</sup> Presidente del Comitato per le Remunerazioni

<sup>(7)</sup> Componente dell'Organismo di Vigilanza

<sup>(8)</sup> <sup>(10)</sup> Componente del Comitato di Controllo Interno

<sup>(9)</sup> Presidente dell'Organismo di Vigilanza

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

<sup>(12)</sup> 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,

pur in un contesto economico generale ancora in sofferenza, la Vostra Società ha raggiunto nel 2010 risultati significativamente positivi: ricavi consolidati per 3.381 milioni di euro, in crescita del 3% rispetto al 2009, un'Ebitda pari a 603 milioni di euro in crescita del 7% e un utile netto pari a 178 milioni di euro, in crescita del 23%.

Il 2010 è stato un anno di grande rilievo per la Vostra Società che ha concluso il processo di aggregazione tra Iride S.p.A. ed Eni S.p.A. dando vita ad uno dei principali Gruppi multiutility, unico con presenza pluriregionale e con produzione energetica totalmente eco-friendly.

Il Gruppo Iren ha un posizionamento di rilievo nazionale in ciascuna delle proprie aree di business, un mix bilanciato tra attività regolate e attività libere ed una forte integrazione tra attività energetiche upstream e downstream.

Grazie ai propri assets produttivi, agli investimenti realizzati ed in corso ed al proprio radicamento territoriale Iren è oggi uno dei principali Gruppi multiutility capace di soddisfare in modo efficace i fabbisogni energetici dei cittadini e delle imprese, di incrementare le proprie performance nel settore della distribuzione e della depurazione delle acque, di accrescere l'offerta di servizi ai clienti, di sviluppare nuove iniziative nel settore delle fonti rinnovabili e di realizzare importanti investimenti nei processi e negli impianti per il trattamento e lo smaltimento dei rifiuti.

A pochi mesi dalla sua nascita, il Gruppo Iren ha presentato alla comunità finanziaria il nuovo Piano Industriale 2011-2015 che concentra le attività di sviluppo nei settori nei quali il Gruppo gode di una posizione di significativo vantaggio competitivo - idrico, ambiente e teleriscaldamento - e nei quali sarà possibile cogliere le opportunità offerte dallo scenario evolutivo. Nei settori liberalizzati il Gruppo si pone l'obiettivo di accrescere l'attuale base clienti finali nella fornitura di vettori energetici (gas ed elettricità) e di ottimizzare il proprio portafoglio di approvvigionamento gas e generazione. Sulla base di queste linee strategiche, il Gruppo Iren si prefigge una considerevole crescita industriale ed economica.

Le attività di sviluppo industriale della Vostra Società hanno registrato importanti progressi.

Sul fronte della produzione energetica è stato completato il potenziamento degli impianti idroelettrici della Valle Orco ed è stata avviata la costruzione della nuova centrale di Torino Nord (400 MW di potenza elettrica e 220 MW di potenza termica) che rafforzerà il primato del Gruppo Iren nella cogenerazione abbinata al teleriscaldamento urbano, determinando al contempo importanti benefici 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.

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, completando la posa della



pipeline di collegamento con la terraferma. Il terminale 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.

Positivo l'impulso anche nel settore delle energie rinnovabili grazie alla realizzazione, nei territori di riferimento, di impianti fotovoltaici per una potenza complessiva di oltre 4 MW, al parco fotovoltaico da 5 MW completato in Puglia e alla costruzione di un impianto micro-idro da 1MW di potenza sul fiume Secchia.

Nel settore idrico il Gruppo Iren ha portato a compimento il progetto per la concentrazione e lo sviluppo di una parte delle proprie attività, grazie alla partnership realizzata con F2i in Mediterraneo delle Acque che consentirà l'ottimizzazione delle risorse finanziarie indispensabili a sostenere la crescita prevista per il settore nel Piano Industriale.

La Vostra Società già nel 2010 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 2010 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 2010, dei sistemi di raccolta capillarizzata e domiciliare dei rifiuti hanno inoltre consentito di raggiungere il 55,4% di raccolta differenziata nel bacino servito, con un posizionamento ai vertici nazionali.

Gli investimenti effettuati dal Gruppo Iren nel 2010 ammontano a 536 milioni, destinati agli interventi di sviluppo nei diversi settori di attività, e rappresentano un importante contributo allo sviluppo infrastrutturale e di servizio dei territori in cui il Gruppo opera.

I risultati conseguiti sono frutto anche di una sempre crescente attenzione alla razionalizzazione dei processi e al conseguimento di sinergie interne, oltre che dell'impegno e della professionalità di tutti i dipendenti a cui voglio porgere, a nome dell'intero Consiglio di Amministrazione, i più sentiti ringraziamenti.

Il Presidente del Consiglio di Amministrazione  
Ing. Roberto Bazzano





**Iren S.p.A.**

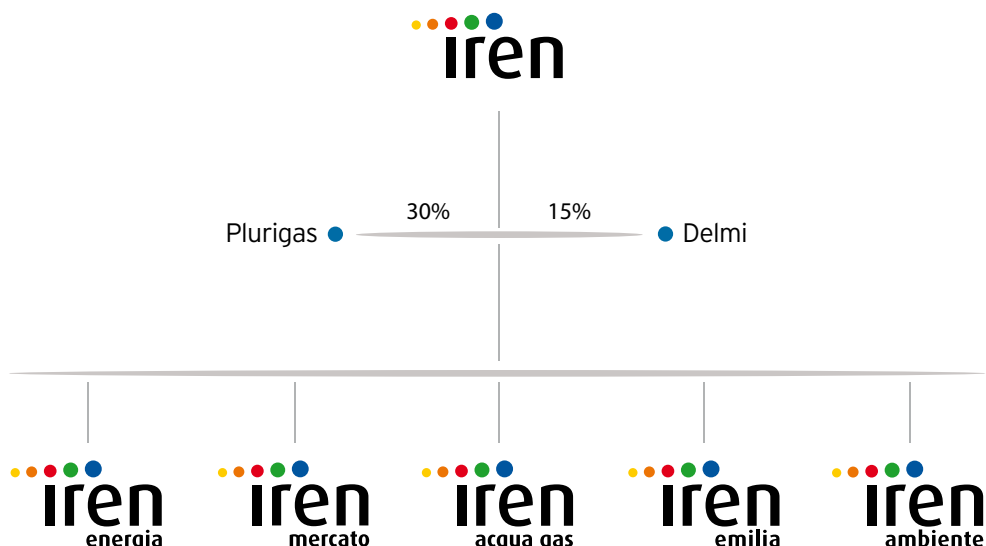
Via Nubi di Magellano, 30 - 42123 Reggio Emilia  
Capitale sociale interamente versato Euro 1.276.225.677,00  
Registro Imprese di Torino n. 07129470014  
Codice Fiscale e partita IVA n. 07129470014



# Relazione sulla gestione

al 31 dicembre 2010

## 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 2.300 MW di potenza installata, di cui circa 1.400 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 1.400 MW elettrici e 1.800 MW termici, di cui 700 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 1.800 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 2010 è stata pari a circa 2.754 GWh, con una volumetria teleriscaldata pari a circa 66 milioni di metri cubi. Iren Energia ha in corso numerosi investimenti nel settore idroelettrico e nella cogenerazione volti a rafforzare la propria posizione di produttore di energia, che consentiranno di aumentare la potenza installata di circa 370 MW rispetto agli attuali 2.300 MW.

#### DISTRIBUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA A CLIENTI VINCOLATI

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 1.085.000 abitanti); nel 2010 l'energia elettrica distribuita è stata pari a 4.282 GWh, di cui 3.365 GWh nella Città di Torino e 917 GWh nella città di Parma.

#### SERVIZI AGLI ENTI LOCALI E GLOBAL SERVICE

Iride Servizi, controllata da Iren Energia, fornisce alla città di Torino il servizio di illuminazione pubblica, il servizio semaforico, la gestione degli impianti termici ed elettrici negli edifici comunali e la gestione in Global Service Tecnologico del Palazzo di Giustizia di Torino.

Le infrastrutture telematiche e la connettività nelle città di Torino e Genova sono gestite rispettivamente dalle controllate AemNet e SasterNet.

## Teleriscaldamento

Le attività di teleriscaldamento e distribuzione del gas nel capoluogo piemontese sono svolte da AES Torino (controllata al 51% da Iren S.p.A.), che possiede una delle più estese reti di teleriscaldamento a livello nazionale (circa 400 km di doppia tubazione nel 2010). Nel 2010 la rete del gas estesa per 1.327 km ha servito circa 500.000 clienti finali.

A seguito del processo di fusione con Eni, Iren Energia, detiene anche la rete di teleriscaldamento di Parma, Reggio Emilia e Piacenza con un'estensione complessiva di circa 293 Km.

Infine la società Nichelino Energia, costituita in compartecipazione da Iren Energia (con una partecipazione del 62%), Iren Mercato (5%) e AES Torino (33%), ha come obiettivo lo sviluppo del teleriscaldamento nella città di Nichelino.

## 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.

L'attività commerciale sul mercato libero è posta in essere sia direttamente, sia attraverso partecipazioni industriali in società commerciali locali presenti prevalentemente nel Nord Ovest e nell'area tirrenica.

Le principali fonti di elettricità per le attività di Iren Mercato sono rappresentate dalle centrali termoelettriche e idroelettriche di Iren Energia S.p.A.; tramite contratti di tolling, inoltre, Iren Mercato dispone del 10% dell'energia elettrica derivante dalle centrali di Edipower.

Al 31/12/2010 i clienti retail gas gestiti direttamente da Iren Mercato sono pari a circa 741.000, mentre i clienti retail energia elettrica gestiti sono pari a circa 657.000.

## Commercializzazione Gas Naturale

I volumi complessivi di gas naturale approvvigionati nel 2010 sono stati pari a circa 3.132 Mmc di cui circa 1.946 Mmc commercializzati a clienti finali esterni al Gruppo, 185 Mmc sono stati impiegati nella produzione di energia elettrica tramite i contratti di tolling con Edipower e 1.001 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.

## Commercializzazione Energia Elettrica

I volumi commercializzati nell'anno 2010, al netto delle perdite di distribuzione, sono risultati pari a 14.567 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 8.646 GWh, mentre i volumi impiegati sulla borsa ammontano a 5.922 GWh.

Sul fronte approvvigionamenti, nel 2010 le disponibilità interne al Gruppo Iren, (Iren Energia, Tirreno Power) ammontano a 5.799 GWh mentre i volumi provenienti dal tolling di Edipower sono stati pari a 1.515 GWh. Il ricorso al mercato IPEX è risultato pari a 5.119 GWh mentre le forniture provenienti dal segmento grossisti sono state pari a 1.388 GWh.

## Mercato Ex Vincolato

I clienti complessivamente gestiti in regime di maggior tutela da Iren Mercato sono circa 443.000. I volumi complessivamente venduti nell'esercizio ammontano a 1.278 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 fornito ai clienti è fornito da Iren Energia S.p.A..

A fine 2010 il portafoglio clienti gestito nell'area Piemontese cresce e raggiunge una volumetria complessiva teleriscaldata di oltre 43 milioni di metri cubi, corrispondenti a oltre 430.000 abitanti ossia il 40% dei cittadini torinesi, mentre nell'area emiliana la volumetria teleriscaldata è di circa 17,6 milioni di metri cubi.

#### GESTIONE SERVIZI CALORE

Nel corso del 2010 è proseguito lo sviluppo dei Contratti di Servizio Energia in particolare rivolti al settore privato condominiale.

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 e Reggio Emilia.

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 Iride Acqua Gas nel processo di fusione Iride-Enia.

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 e Parma) complessivamente un bacino di 128 Comuni e oltre 1,7 milioni di abitanti serviti.

Iren Acqua gas nel 2010 ha venduto circa 164 Mmc di acqua (proforma 2010) nelle aree gestite, attraverso una rete di distribuzione di oltre 9.400 km. Per quanto riguarda le acque reflue gestisce una rete fognaria di circa 5.400 Km.

IdroTigullio gestisce il servizio idrico integrato nell'area di Levante dell'ATO genovese mediante 464 km di rete acquedottistica, 453 km di rete fognaria, 7 impianti di depurazione medi e 34 altri impianti minori.

AmTer gestisce il servizio idrico integrato nell'area del Ponente della Provincia di Genova per un totale 316 km di rete acquedottistica, 140 Km di rete fognaria e 4 impianti di trattamento delle acque.

#### 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 2010, per complessivi 447 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 71 dei 140 comuni delle province di Reggio Emilia, Parma e Piacenza. La società gestisce complessivamente oltre 5.700 chilometri di rete di distribuzione locale di alta, media e bassa pressione per una potenzialità massima di prelievo dalla rete di trasporto nazionale pari complessivamente a 726.879 Smc/h.

Iren Emilia svolge la sua attività nell'ambito dei servizi di Igiene Ambientale province di Piacenza, Parma e Reggio Emilia per un totale di 112 Comuni del territorio, servendo un bacino di 1.109.000 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 55% di frazione di rifiuti differenziata inviata al recupero per trasformarli in materia prima.

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. 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 e lo sviluppo 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 11.416 chilometri di rete di acquedotto, 6.075 chilometri di reti fognarie e n. 3.379 impianti di sollevamento delle acque reflue e 735 impianti di depurazione.

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 293,5 km con una volumetria complessiva servita pari a 17,6 Mmc. La gestione operativa della rete di distribuzione di energia elettrica è svolta nella città di Parma e riguarda 2.320 km di rete con un numero di 122.830 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 900.000 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, per la sua attivazione nel corso del 2012, il Polo Ambientale Integrato di Parma (PAI), che prevede la realizzazione di un impianto di selezione e termovalorizzazione

### 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' stata inoltre sviluppata con successo, attraverso la controllata Iren Rinnovabili S.r.l., un'attività di commercializzazione nel settore del fotovoltaico con il logo "Raggi & Vantaggi" (50 impianti contrattualizzati e realizzati nell'esercizio).

E' stata inoltre portata a termine la costruzione della centrale idroelettrica da 1 MW di potenza installata sita nel comune di Baiso (RE).

Con riferimento ai progetti nel settore eolico nel corso dell'anno si sono completate le rilevazioni anemometriche in zona appenninica che porteranno nel corso del 2011 alla richiesta autorizzativa 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 2010

### ANDAMENTO DEL TITOLO IREN IN BORSA

Nel corso del 2010 i mercati finanziari sono stati caratterizzati da una congiuntura negativa dello scenario finanziario internazionale acuito dalla crisi finanziaria di alcuni stati sovrani europei (Grecia, Spagna ed Irlanda su tutti) che hanno portato i governi della zona euro a porre in atto misure necessarie a contenere l'indebitamento.

Peraltro non si sono intravisti nel corso del periodo decisi segnali di ripresa dell'economia reale: la debolezza nella domanda congiuntamente alla condizione di oversupply nei settori energetici hanno caratterizzato uno scenario congiunturale sfavorevole per le multiutility esposte in modo consistente ai settori liberi dell'energia, con rilevanti impatti anche sul corso dei relativi titoli in borsa.

Il titolo Iren ha iniziato le contrattazioni il 1° luglio 2010, data di efficacia della fusione tra Iride ed Enia, ovvero dal momento in cui le azioni Enia sono state scambiate in azioni Iride e quest'ultima ha cambiato denominazione in Iren.

Il titolo Iren a fine dicembre 2010 si è attestato a 1,25 euro per azione con una diminuzione del 7,4% rispetto al valore di inizio anno, con volumi che si sono attestati intorno a 1,4 milioni di pezzi giornalieri. Nello stesso periodo il prezzo medio è stato di 1,31 euro per azione avendo toccato il minimo di 1,12 euro per azione il 30 novembre 2010 ed il massimo di 1,53 euro per azione il 22 aprile 2010.

### Dati di borsa euro/azione nei primi nove mesi 2010

Prezzo medio	1,31
Prezzo massimo	1,53
Prezzo minimo	1,12
N. azioni ('000)	1.276.226

### ANDAMENTO PREZZO E VOLUMI DEL TITOLO IREN

IREMTA=1.25



IREMTA VOLUME=884872

Andamento negativo nel periodo hanno mostrato anche i titoli delle principali multiutility comparabili, ad eccezione di Acea, e l'indice FTSE Italia All Share che ha perso il 5,6%.



#### IL COVERAGE DEL TITOLO

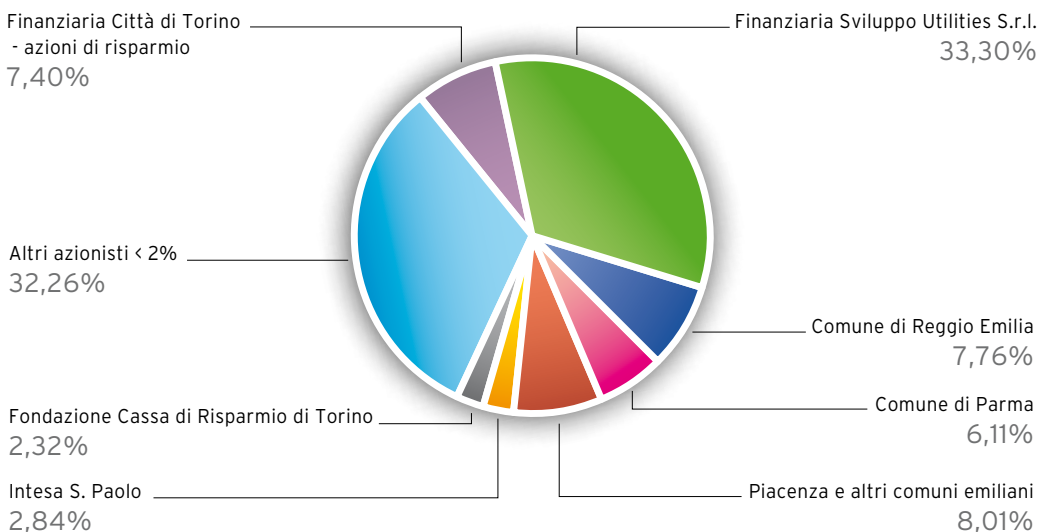
Il Gruppo Iren è attualmente seguito da otto broker: Banca IMI, Banca Leonardo, Centrobanca, Cheuvreux, Equita, Intermonte a cui si sono aggiunti a partire da luglio 2010 Mediobanca e Deutsche Bank. Peraltro la visibilità del titolo è stata sostenuta a partire da Luglio da un'intensa attività di comunicazione finanziaria che ha portato il team di Investor Relations ad effettuare roadshow nelle principali piazze Europee e negli Stati Uniti incontrando circa novanta investitori istituzionali.

#### AZIONARIATO

Al 31 dicembre 2010, sulla base delle informazioni disponibili alla società, l'azionariato di IREN era il seguente:

##### Azionariato di Iren S.p.a.

(% su capitale sociale complessivo)

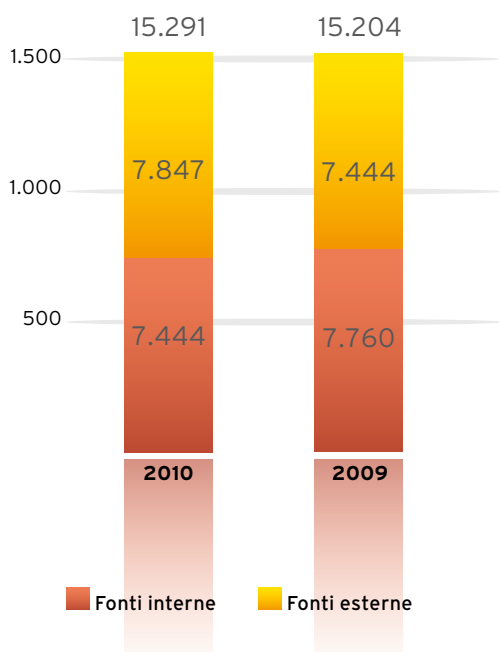


## DATI OPERATIVI

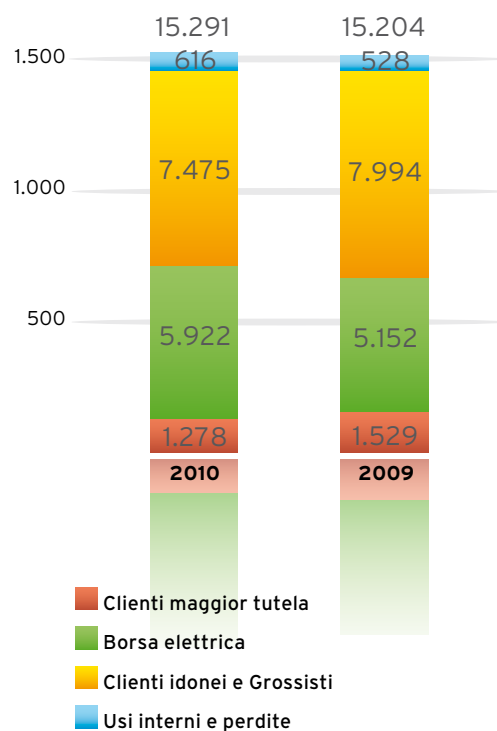
### BILANCIO DELL'ENERGIA ELETTRICA

GWh	Esercizio 2010 pro-forma	Esercizio 2009 pro-forma	Variaz. %
<b>FONTI</b>			
Produzione lorda	7.444	7.760	(4,1)
a) Termoelettrica	4.446	4.058	9,5
b) Idroelettrica	1.016	1.280	(20,7)
c) Produzione da WTE	130	122	5,9
d) Produzione da impianti Edipower	1.515	1.910	(20,7)
e) Produzione da impianti Tirreno Power	338	389	(13,2)
Acquisto da Acquirente Unico	1.341	1.644	(18,4)
Acquisto energia in Borsa Elettrica	5.119	3.999	28,0
Acquisto energia da grossisti e importazioni	1.388	1.800	(22,9)
<b>Totale Fonti</b>	<b>15.291</b>	<b>15.204</b>	<b>0,6</b>
<b>IMPIEGHI</b>			
Vendite a clienti di maggior tutela	1.278	1.529	(16,4)
Vendite in Borsa Elettrica	5.922	5.152	14,9
Vendite a clienti idonei finali, grossisti e altro	7.475	7.994	(6,5)
Pompaggi e perdite di distribuzione	616	528	16,6
<b>Totale Impieghi</b>	<b>15.291</b>	<b>15.204</b>	<b>0,6</b>

Composizione Fonti



Composizione impieghi

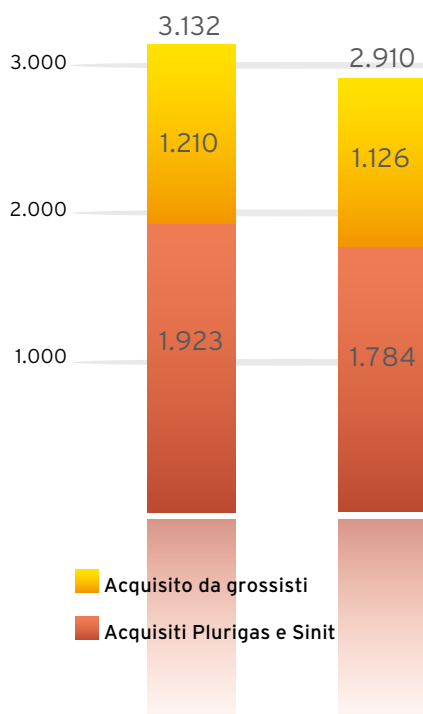


## BILANCIO DEL GAS

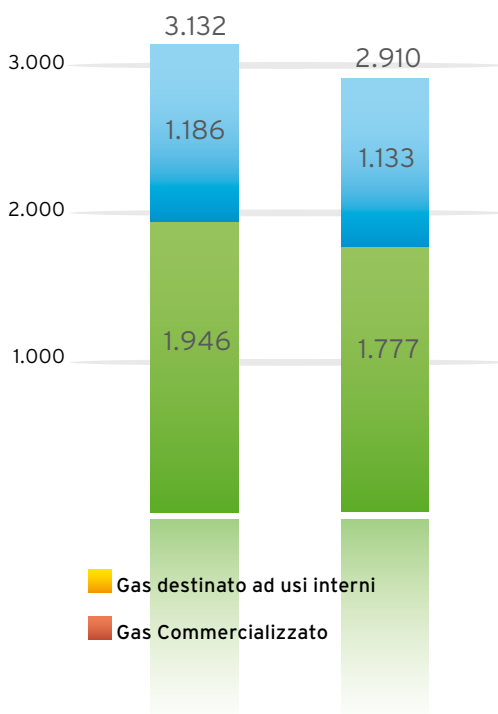
milioni di metri cubi	Esercizio 2010 pro-forma	Esercizio 2009 pro-forma	Variaz. %
<b>FONTI</b>			
Acquisti (Plurigas e Sinit)	1.923	1.784	7,8
Acquisti (altri grossisti)	1.210	1.126	7,4
<b>Totale fonti</b>	<b>3.132</b>	<b>2.910</b>	<b>7,6</b>
<b>IMPIEGHI</b>			
Gas commercializzato dal Gruppo	1.946	1.777	9,5
Gas destinato ad usi interni (*)	1.186	1.133	4,7
<b>Totale impieghi</b>	<b>3.132</b>	<b>2.910</b>	<b>7,6</b>

(\*) 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 2010 pro-forma	Esercizio 2009 pro-forma	Variazione % 2010 - 2009
<b>DISTRIBUZIONE ENERGIA ELETTRICA</b>			
Energia elettrica distribuita (GWh)	4.282	4.242	0,9
N. contatori elettronici	655.446	579.800	13,0
<b>DISTRIBUZIONE GAS</b>			
Gas distribuito da Aes Torino (mln mc) (*)	704	656	7,3
Gas distribuito da Iren Acqua Gas (mln mc)	447	408	9,5
Gas distribuito da Iren Emilia (mln mc)	1.051	971	8,2
Totale Gas distribuito	2.202	2.035	8,2
<b>TELERISCALDAMENTO</b>			
Volumetria teleriscaldata (mln mc)	66	63	4,6
Rete Teleriscaldamento (Km)	704	659	6,8
<b>SERVIZIO IDRICO INTEGRATO</b>			
Volumi Acqua (mln mc)	188	193	(2,4)

(\*) Aes Torino al 51%



# SCENARIO DI MERCATO

## ENERGIA ELETTRICA

Nel periodo Gennaio - Dicembre 2010 la produzione netta di energia elettrica in Italia è stata pari a 286.531 GWh, in leggero aumento (+1,9%) rispetto allo stesso periodo del 2009. La richiesta di energia elettrica, pari a 326.165 GWh (+1,8%), è stata soddisfatta per l'87,8% dalla produzione nazionale (+1,9%) e per il restante 12,2% dalle importazioni di energia (-3,7%). A livello nazionale, la produzione termoelettrica è stata pari a 222.157 GWh, con un aumento del 2,7% rispetto al 2009 ed ha coperto il 77,5% dell'offerta; la produzione da fonte idroelettrica è stata pari a 49.369 GWh (-7% rispetto al 2009) coprendo il 17,2% dell'offerta, mentre la produzione da fonte geotermica, eolica e fotovoltaica è stata pari a 15.005 GWh (+23,2%) coprendo il 5,2% dell'offerta.

### Domanda e offerta di energia elettrica cumulata

	(GWh e variazioni tendenziali)		
	fino a 31/12/2010	fino a 31/12/2009	Var. %
<b>Domanda</b>	<b>326.165</b>	<b>320.268</b>	<b>1,8%</b>
- Nord	149.335	145.568	2,5%
- Centro	94.904	94.855	0,1%
- Sud	48.517	46.563	4,0%
- Isole	33.409	33.282	0,4%
<b>Produzione netta</b>	<b>286.531</b>	<b>281.107</b>	<b>1,9%</b>
- Idroelettrico	49.369	52.844	(-7,0%)
- Termoelettrico	222.157	216.087	2,7%
- Geotermoelettrico	5.031	5.015	0,3%
- Eolico e fotovoltaico	9.974	7.161	39,3%
<b>Saldo estero</b>	<b>33.607</b>	<b>34.845</b>	<b>(-3,7%)</b>

Fonte: elaborazione RIE su dati TERNA

Il 2010 ha visto complessivamente una ripresa della domanda elettrica rispetto all'anno precedente, soprattutto per quanto riguarda il periodo Gennaio - Luglio (+2,5%). I mesi Agosto - Settembre sono stati al contrario caratterizzati da una flessione rispetto al pari periodo del 2009 (rispettivamente - 2,5% e - 1,6%). Si ricorda che il 2009 aveva visto una caduta sensibile della richiesta di energia elettrica (- 5,7% vs 2008) concentrata particolarmente nei primi sette mesi dell'anno (- 7,6%). A livello complessivo la richiesta di energia elettrica sulla rete nazionale ha registrato un aumento su base annuale di poco inferiore al dato di novembre (+1,7%).

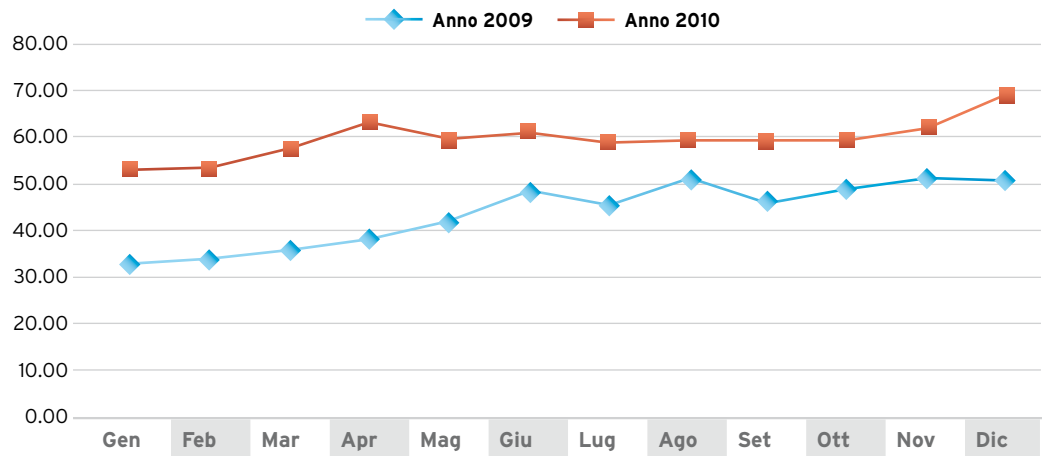
Per quanto riguarda i consumi settoriali si ricorda che nel 2009 la contrazione della domanda, rispetto all'anno precedente, è stata dovuta al forte calo dell'industria che ha visto una riduzione annuale del -13,8%, in aumento invece il settore terziario (1,3%) ed il domestico (0,8%), praticamente stazionario il settore agricolo (-0,3%). I principali artefici della crescita della domanda nel 2010 risultano essere il Nord (+2,4%) ed il Sud (+4,2%) mentre il centro e le isole si attestano su valori sostanzialmente in linea con quelli registrati nel 2009. La ripresa dei consumi ha coinvolto principalmente il settore industriale oltre alla crescita del settore terziario e domestico.

Nel 2010 il prezzo medio del greggio è stato pari a 79,47 \$/bbl, in aumento rispetto allo stesso periodo del 2009 (+27%). Il cambio €/€/\$ medio è stato 1,33 in discesa di 0,06 cent rispetto alla media dello stesso periodo del 2009. Per effetto delle precedenti dinamiche, la quotazione media del greggio in euro è stata 59,95 €/bbl nel 2010 in aumento rispetto al valore medio del 2009 (+34%).

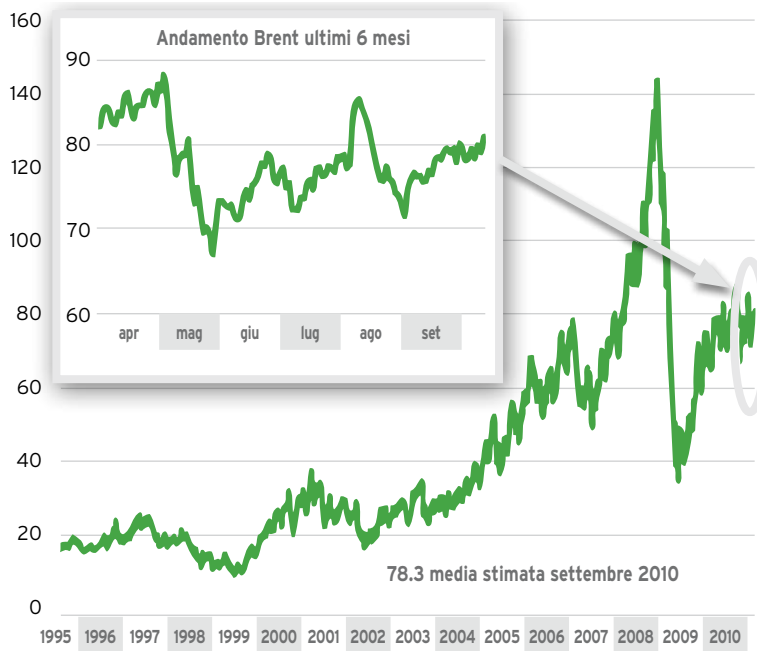
Il 2010 è stato caratterizzato da una significativa volatilità intra-mese delle quotazioni del Brent Dated, mentre osservando le medie mensili non ci sono state nel periodo significative oscillazioni, ma un tendenziale e moderato aumento. La crescita si concretizza soprattutto a partire da ottobre, quando i prezzi, fino a quel momento caratterizzati da dinamiche incerte, hanno collezionato una serie di tre rialzi consecutivi che li portano a superare i 91 \$/bbl nel mese di dicembre confermando le attese espresse dagli operatori a fine 2009 e riallineandosi ai livelli 2007.



### Andamento del Brent (€/bbl)



### Andamento del prezzo del Brent Date

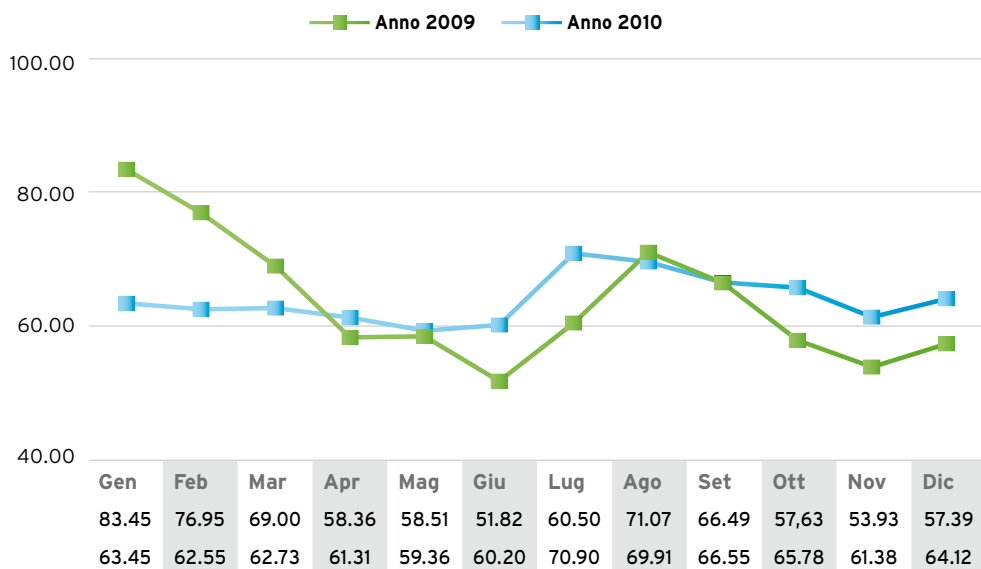


Fonte: Rie su dati Platts



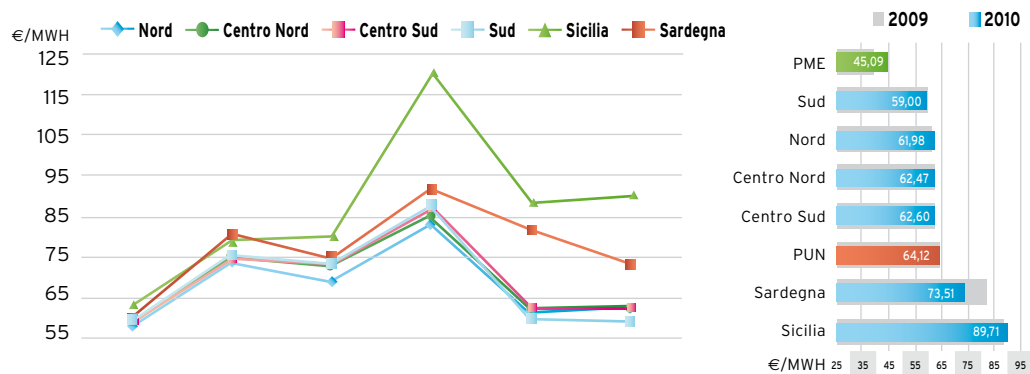
Il prezzo medio di acquisto dell'energia elettrica sulla Borsa elettrica nel 2010 è stato pari a 64,02 €/MWh, in aumento di 0,26 €/MWh (+0,4%) rispetto allo stesso periodo del 2009.

### Prezzo medio di acquisto in borsa (MGP) Prezzo Unico Nazionale (PUN)



I prezzi di vendita hanno evidenziato dinamiche molto differenziate tra le zone: in aumento su base annua nel Nord e nel Sud (entrambe +6,1%), pressoché stabili al Centro Sud ed al Centro Nord, in calo nelle due isole (-35,3% in Sardegna; -16,7% in Sicilia). Quanto al livello, il Sud si attesta ancora sul prezzo più basso con 59 €/MWh; tra 61 e 65 €/MWh le altre zone continentali; più alto il prezzo delle due isole: 73,51 €/MWh la Sardegna e 89,71 €/MWh la Sicilia.

### MGP, prezzi di vendita



La liquidità del mercato borsistico nel 2010 ha ceduto 6,4 punti percentuali su base annua attestandosi al 62,6%, (199,5 TWh) livello ai minimi dal 2007. Per contro la Piattaforma dei Conti Energia ha visto un aumento degli scambi pari a 18,6 punti percentuali, portandosi al 37,4% della domanda di energia elettrica (pari a circa 119,1 TWh). Nella tabella seguente sono riportate l'indicazione ed il confronto tra i prezzi futures di Gennaio rispetto a quelli di Dicembre, minime le variazioni come si può vedere confrontando i valori del futures annuale che quotava 68,66 €/MWh ad inizio anno e 68,19 €/MWh in media mensile a Dicembre.

gen-10 Futures		dic-10 Futures	
<b>mensili</b>	<b>€/MW h</b>	<b>mensili</b>	<b>€/MWh</b>
feb-10	62,10	gen-11	68,30
mar-10	60,56	feb-11	67,82
apr-10	59,04	mar-11	65,77
<b>trimestrali</b>		<b>trimestrali</b>	
giu-10	60,92	mar-11	67,45
set-10	66,72	giu-11	63,56
dic-10	67,39	set-11	70,77
mar-11	69,40	dic-11	70,78
<b>annuali</b>		<b>annuali</b>	
dic-11	68,66	dic-11	68,19

Fonte: elaborazioni RIE su dati IDEX

## GAS

Dopo il calo dell'8% registrato nel 2009, il 2010 si è chiuso con consumi di gas di circa 83 md mc, in aumento del 6,6% rispetto al 2009 e inferiori del 2,0% in confronto al 2008 e al 2007. I dati disaggregati per tipologia di prelievo mostrano che dei 5 md mc di incremento complessivo, 2,5 md mc (50%) sono dovuti ai prelievi degli impianti di distribuzione (+7,4% rispetto al 2009) connessi soprattutto alla variabile climatica, 1,2 md mc (24%) agli usi termoelettrici (+4% nei confronti del 2009) e 1,3 md mc (26%) agli usi industriali (+11% sul 2009). Nonostante la ripresa dei consumi, impieghi termoelettrici ed industriali sono rimasti ancora significativamente al di sotto rispetto al periodo pre-crisi economica: il settore termoelettrico rileva volumi inferiori agli anni 2008 e 2007 rispettivamente di -10,9% e di -11,5%, quello industriale di -7,5% e -13,2%.

Di seguito si riportano i consumi totali di gas naturale per anno solare e anno termico.

Tabella 2. Consumi di gas naturale per anno solare e per anno termico (AT)

	2008*	2009*	2010*	2010 sv 2008	2010 sv 2009	(Gmc e variazioni)				
						A.T. 07*	A.T. 08*	A.T. 09*	A.T. 09 vs A.T. 07	A.T. 09 vs A.T. 08
Importazioni	55.0	47.8	52.6	-4%	10%	77.0	67.9	72.1	-6%	6%
Produzione nazionale	6.7	6.0	6.1	-10%	2%	9.1	8.3	8.2	-11%	-2%
Prelievi da stoccaggio	-2.2	-1.3	-2.1	-5%	62%	-0.2	-0.4	0.2	-200%	-154%
Settore termoelettrico	24.5	19.8	21.1	-14%	6%	33.6	28.0	29.3	-13%	5%
Settore industriale	10.9	8.5	9.8	-10%	15%	15.0	11.8	13.1	-13%	11%
Distribuzione	22.0	22.1	23.7	8%	7%	34.2	33.2	35.3	3%	6%
Altro	2.4	2.2	2.0	-17%	-8%	3.3	3.0	2.8	-16%	-6%
<b>Totale Prelevato</b>	<b>48.7</b>	<b>42.6</b>	<b>47.0</b>	<b>-3%</b>	<b>10%</b>	<b>75.5</b>	<b>66.0</b>	<b>70.9</b>	<b>-6%</b>	<b>7%</b>

\* Dati fino al 23 settembre  
Fonte: dati Snam Rete Gas

Valori in ml mc	2010	2009	2008	2007	Var% 10/09	Var% 10/08	Var% 10/07
Impianti distribuzione	36.473	33.968	33.376	32.449	7,4%	9,3%	12,4%
Termoelettrico	29.825	28.672	33.477	33.718	4,0%	-10,9%	-11,5%
Industriale	13.472	12.133	14.560	15.514	11,0%	-7,5%	-13,2%
Rete terzi e consumi di sistema (*)	3.033	2.909	3.114	2.854	4,3%	-2,6%	6,3%
<b>Totale prelevato</b>	<b>82.803</b>	<b>77.682</b>	<b>84.527</b>	<b>84.535</b>	<b>6,6%</b>	<b>-2,0%</b>	<b>-2,0%</b>

(\*) Comprende: transiti, esportazioni, riconsegne imprese di trasporto, variazioni di invaso/svaso, perdite, consumi e il gas non contabilizzato.  
Fonte: elaborazioni su dati Snam Rete Gas. Consuntivi definitivi fino a giugno 2010, consuntivi non definitivi per luglio-settembre 2010, preconsuntivi ottobre-dicembre 2010.

Sul lato offerta i dati segnalano un incremento della produzione nazionale del 3,6% (variazione fuori trend rispetto al calo costante di lungo periodo che caratterizza la produzione interna e conseguente solo alla forte diminuzione della domanda 2009) ed un aumento delle importazioni dell'8,8%. Alla diminuzione dei volumi in ingresso da Passo Gries (-34,9%), dovuta all'interruzione tra estate e autunno del gasdotto Transitgas, fa riscontro un aumento significativo delle importazioni dal punto di ingresso di Mazara del Vallo (+24%) e l'entrata a regime del terminale GNL di Rovigo con 7,1 md mc importati.

In Italia verso fine dicembre è stato ripristinato il flusso di importazione attraverso il gasdotto Transitgas che immette gas nella rete italiana attraverso il punto di entrata di Passo Gries (proveniente principalmente da Olanda e Norvegia) e che risultava interrotto per una frana dal 24 luglio. Il blocco, che aveva indotto il Ministero a chiedere cautelativamente agli operatori di accelerare il riempimento degli stoccaggi, facendo ricorso ad un aumento delle importazioni da altri gasdotti e dai terminali di rigassificazione, aveva determinato a fine estate tensioni sui prezzi nel mercato all'ingrosso. In media annua 2010 il prezzo al PSV è risultato di 23,3 Euro/MWh (24,7 cEuro/mc) superiore del 30% circa alla media 2009 a causa della ripresa della domanda e dei rialzi di settembre-ottobre conseguenti alla citata interruzione del gasdotto. Se a dicembre i prezzi al PSV risultavano sostanzialmente allineati con quelli dei principali hubs europei, in media annua il punto di scambio italiano ha presentato valori superiori rispetto ai mercati europei (intorno ai 5 cEuro/mc).

## TELERISCALDAMENTO

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. In termini più generali si consideri che nel 2007, una quota del 48% del consumo finale di energia nell'EU 27 si è avuta sotto forma di calore. Il calore consumato rappresenta l'86% del consumo finale del settore domestico, il 76% nel commercio, servizi e agricoltura ed il 55% dell'industria. In Italia la realtà del teleriscaldamento si può sintetizzare con i seguenti numeri:

	2009	2008	2007	2006
<b>volumetria complessiva riscaldata (Mmc)</b>	227	212	199	177
<b>energia termica fornita all'utenza (GWh)</b>	6.734	6.257	5.697	5.641
<b>lunghezza della rete di distribuzione (km)</b>	2.404	2.256	2.171	1.953
<b>sottostazioni di utenza (n.)</b>	43.202	39.505	37.048	33.315
<b>risparmio energetico (Tep)</b>	473.325	296.575	284.000	270.306
<b>emissioni evitate di anidride carbonica (t)</b>	1.671.731	821.516	757.000	725.844

(Fonte: AIRU - Annuario Teleriscaldamento 2010)

Il numero di città in Italia teleriscaldate è passato da 27 del 1995 alle 92 del 2009.

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 (circa 219 milioni di metri cubi pari al 97% della volumetria totale) localizzata in sei regioni: Lombardia, Piemonte, Emilia Romagna, Veneto, Trentino Alto Adige e Valle d'Aosta.

Si evidenzia che il Trentino Alto Adige raggiunge, considerando anche gli impianti alimentati a biomasse, quasi 13 milioni di metri cubi riscaldati, ponendosi così al quarto posto della "graduatoria" delle regioni dotate di impianti di teleriscaldamento.

Se si considera a livello regionale il rapporto fra la volumetria teleriscaldata e la popolazione residente, si rileva che il primato spetta al Trentino Alto Adige dove l'indicatore suddetto assume il valore di 16 m<sup>3</sup>/abitante, subito seguito dal Piemonte con 13,7 m<sup>3</sup>/abitante.

## FATTI DI RILIEVO DEL PERIODO

### NASCITA DI IREN S.P.A.

Il 1° luglio è diventata efficace la fusione per incorporazione di Enìa in Iride che ha portato alla nascita di Iren S.p.A., la prima *multiutility* attiva a livello sovraregionale e unico produttore energetico totalmente eco-friendly.

Il nuovo Gruppo Iren si colloca tra i leader di mercato con un posizionamento di rilievo in tutte le aree di *business*: primo operatore nel teleriscaldamento, terzo nel ciclo idrico integrato, terzo nel segmento ambiente, quinto nel gas per vendita a clienti finali e sesto nell'energia elettrica per volumi venduti.

Il profilo industriale del Gruppo Iren trova la sua ratio nel mix bilanciato tra attività regolate e attività libere e nella forte integrazione tra *upstream* e *downstream* tale da coprire l'intera catena del valore. Il modello organizzativo e di *business* del Gruppo Iren è caratterizzato dalla presenza di una *holding* industriale quotata, Iren S.p.A., a cui fanno capo cinque società di primo livello per il presidio dei *business*: Iren Energia (con sede a Torino) che gestisce gli impianti di generazione e distribuzione di energia elettrica e calore, nonché i servizi tecnologici; Iren Mercato (con sede a Genova) che gestisce le attività di acquisto, *trading* e vendita di energia elettrica e gas, vendita di calore e servizi; Iren Acqua Gas (con sede a Genova) che gestisce i servizi idrici integrati; Iren Ambiente (con sede a Piacenza) che gestisce gli impianti di trattamento e smaltimento rifiuti e Iren Emilia (con sede a Reggio Emilia), che si occupa della distribuzione del gas, del servizio di raccolta rifiuti e di igiene ambientale.

### PRIMA ASSEMBLEA DEGLI AZIONISTI DI IREN S.P.A.

Il 27 agosto gli Azionisti di Iren S.p.A. si sono riuniti per la prima volta in Assemblea straordinaria e ordinaria.

Nella sessione ordinaria, l'Assemblea ha proceduto alla nomina del nuovo Consiglio di Amministrazione della società che rimarrà in carica per gli esercizi 2010/2011/2012 (scadenza: data di approvazione del bilancio dell'esercizio 2012).

I tredici componenti del nuovo Consiglio di Amministrazione sono: Roberto Bazzano (Presidente), Luigi Giuseppe Villani (Vice Presidente), Roberto Garbati (Amministratore Delegato), Andrea Viero (Direttore Generale), Franco Amato, Paolo Cantarella, Gianfranco Carbonato, Alberto Clò, Marco Elefanti, Ernesto Lavatelli, Ettore Rocchi, Alcide Rosina ed Enrico Salza.

Nella sessione straordinaria, l'Assemblea degli Azionisti, in relazione all'impegno assunto dai Soci Pubblici ed esplicitato nei Patti Parasociali (sottoscritti il 28 aprile), ha proceduto alla modifica dell'art. 9 dello Statuto sociale per inserire il vincolo maggioritario pubblico al possesso azionario; pertanto, il 51% del capitale sociale è e sarà detenuto dai Soci pubblici.

### GOVERNANCE

A seguito della nomina del nuovo Consiglio di Amministrazione, si è costituito il nuovo Comitato Esecutivo di Iren S.p.A. composto da: Roberto Bazzano, Presidente, Luigi Giuseppe Villani, Vice Presidente, Roberto Garbati, Amministratore Delegato e Andrea Viero, Direttore Generale, cui sono attribuite le deleghe e i poteri, così come previsto dall'art. 28 dello Statuto vigente.

Il 30 agosto, inoltre, il Consiglio di Amministrazione ha provveduto alla nomina del Comitato per il Controllo interno, del Comitato per la Remunerazione e dell'Organismo di Vigilanza che risultano così composti:

Comitato per il Controllo interno: Enrico Salza (Presidente), Alberto Clò ed Alcide Rosina, tutti amministratori indipendenti;

Comitato per la Remunerazione: Paolo Cantarella (Presidente), Franco Amato ed Ernesto Lavatelli;

Organismo di Vigilanza: Marco Elefanti (Presidente), Gianfranco Carbonato ed Ernesto Lavatelli.

## OPA SAN GIACOMO SU MEDITERRANEA DELLE ACQUE S.P.A. – FUSIONE DI MEDITERRANEA DELLE ACQUE S.P.A. IN SAN GIACOMO S.R.L.

A seguito dell'Accordo Quadro sottoscritto il 24 maggio da Iride Acqua Gas S.p.A. (oggi Iren Acqua Gas S.p.A.) con F2i Rete Idrica Italiana S.p.A. e F2i SGR S.p.A. per la concentrazione e lo sviluppo dell'attività nel settore idrico e della connessa nascita della società San Giacomo S.r.l. - controllata dal Gruppo Iren e partecipata da F2i Rete Idrica Italiana S.p.A. - è stata promossa da San Giacomo S.r.l. un'Offerta Pubblica di Acquisto Volontaria Totalitaria (art. 102 Decreto Lgs n. 58 del 24 febbraio 1998 e ss.mm.ii) su Mediterranea delle Acque S.p.A.

A seguito della chiusura dell'Offerta Pubblica di Acquisto Volontaria Totalitaria, svoltasi dal 5 luglio 2010 al 6 agosto 2010, San Giacomo S.r.l. è giunta a detenere complessivamente il 96,807% del capitale ordinario di Mediterranea delle Acque S.p.A ed ha pertanto deciso di adempiere all'obbligo di acquisto (ai sensi dell'art. 108, comma 1 del TUF) e di esercitare il diritto di acquisto (ai sensi dell'art. 111 del TUF), attraverso una procedura congiunta concordata con Consob e Borsa Italiana S.p.A.

Tale procedura si è conclusa il 18 ottobre, data dalla quale San Giacomo S.r.l. è diventata titolare del 100% del capitale sociale di Mediterranea delle Acque. Conseguentemente, a decorrere dallo stesso giorno, in forza del provvedimento n. 6797 dell'11 ottobre 2010, Borsa Italiana S.p.A. ha disposto la revoca delle azioni Mediterranea delle Acque S.p.A. dalla quotazione presso il Mercato Telematico Azionario organizzato e gestito da Borsa Italiana S.p.A. stessa.

Nel mese di dicembre l'Assemblea di Mediterranea delle Acque S.p.A. e quella della controllante al 100% San Giacomo S.r.l. hanno deliberato la fusione per incorporazione della prima nella seconda con procedura semplificata ai sensi degli articoli 2503, primo comma, ultimo periodo e 2505 del codice civile. Il relativo Atto di fusione è stato stipulato il 23 dicembre con efficacia dal 31 dicembre 2010.

### PIANO INDUSTRIALE GRUPPO IREN 2011-2015

Il 13 dicembre 2010 il Gruppo Iren ha presentato alla comunità finanziaria il nuovo Piano Industriale 2011-2015. Nel periodo 2011-2015 il Gruppo Iren intende concentrare le proprie attività di sviluppo nei settori idrico, ambiente e teleriscaldamento per linee di crescita sia interna che esterna con particolare focalizzazione nei territori di riferimento. Si tratta di settori nei quali il Gruppo gode di una posizione di significativo vantaggio competitivo e nei quali sarà possibile cogliere le opportunità offerte dallo scenario evolutivo. Nei settori liberalizzati il Gruppo si pone l'obiettivo di accrescere l'attuale base clienti finali nella fornitura di vettori energetici (gas ed elettricità) e di ottimizzare il proprio portafoglio di approvvigionamento gas e generazione.

L'ottimizzazione del *cash flow* nelle reti gas ed elettriche completa il quadro degli obiettivi su cui il Gruppo concentrerà la propria crescita nel prossimo quinquennio, anche attraverso l'apertura a *partnership* specifiche. La dismissione di *asset* non strategici renderà disponibili ulteriori risorse per focalizzarne l'allocazione sul piano di sviluppo.

Sulla base di queste linee strategiche, il Gruppo Iren si prefigge una crescita dell'EBITDA a circa 1 miliardo di euro nel 2015 (CAGR 10% annuo).

Il Piano Industriale prevede inoltre un programma di investimenti per il periodo 2011-2015 per oltre 2,4 miliardi di euro e sinergie cumulate sull'orizzonte di Piano per 70 milioni di euro che si prevede verranno realizzate al 70% nei primi tre anni di Piano.

La Posizione Finanziaria Netta stimata a fine Piano è pari a circa 2,5 miliardi di euro con un rapporto *Net Debt/Ebitda* in discesa a circa 2,5 volte (3,6 volte al 2009), grazie ad un pieno equilibrio sul fronte dei flussi finanziari.





## SITUAZIONE ECONOMICA, PATRIMONIALE E FINANZIARIA DEL GRUPPO IREN

Come ampiamente descritto in precedenza il Gruppo Iren nasce 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, pro forma a cui si riferiscono i commenti relativi all'andamento gestionale.

In relazione ai dati pro forma si segnala che i Prospetti Consolidati Pro-Forma del 2009 sono stati predisposti al fine di simulare, secondo criteri di valutazione coerenti con quelli applicati da Iride nella redazione del proprio bilancio consolidato e conformi alla normativa di riferimento, gli effetti della fusione sull'andamento economico e sulla situazione patrimoniale di Iride, nel rispetto della seguente regola generale:

- con riferimento allo Stato patrimoniale, assumendo che l'operazione straordinaria sia avvenuta alla fine del periodo di riferimento dello Stato patrimoniale stesso, e cioè al 31 dicembre 2009;
- con riferimento al Conto economico, assumendo che l'operazione straordinaria sia avvenuta all'inizio del periodo cui si riferisce il Conto economico stesso, vale a dire al 1° gennaio 2009.

Con riferimento al 31 dicembre 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 già rappresenta 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 PRO-FORMA GRUPPO IREN ESERCIZIO 2010

	Esercizio 2010 pro-forma	Esercizio 2009 pro-forma	migliaia di euro Var. %
<b>RICAVI</b>			
Ricavi per beni e servizi	3.130.702	3.056.411	2,4
Variazione dei lavori in corso	1.344	574	(*)
Altri proventi	248.832	215.854	15,3
<b>Totale ricavi</b>	<b>3.380.878</b>	<b>3.272.839</b>	<b>3,3</b>
<b>COSTI OPERATIVI</b>			
Acquisto materie prime sussidiarie di consumo e merci	(1.620.894)	(1.616.779)	0,3
Prestazioni di servizi e godimento beni di terzi	(848.752)	(778.073)	9,1
Oneri diversi di gestione	(75.722)	(97.111)	(22,0)
Costi per lavori interni capitalizzati	29.967	44.262	(32,3)
Costo del personale	(261.985)	(261.471)	0,2
<b>Totale costi operativi</b>	<b>(2.777.386)</b>	<b>(2.709.172)</b>	<b>2,5</b>
<b>MARGINE OPERATIVO LORDO</b>	<b>603.492</b>	<b>563.667</b>	<b>7,1</b>
<b>AMMORTAMENTI E ACCANTONAMENTI</b>			
Ammortamenti	(204.177)	(191.877)	6,4
Accantonamenti	(60.692)	(59.447)	2,1
<b>Totale ammortamenti e accantonamenti</b>	<b>(264.869)</b>	<b>(251.324)</b>	<b>5,4</b>
<b>RISULTATO OPERATIVO</b>	<b>338.623</b>	<b>312.343</b>	<b>8,4</b>
<b>GESTIONE FINANZIARIA</b>			
Proventi finanziari	25.826	36.129	(28,5)
Oneri finanziari	(86.657)	(162.552)	(46,7)
<i>di cui non ricorrenti</i>	-	(64.312)	
<b>Totale gestione finanziaria</b>	<b>(60.831)</b>	<b>(126.423)</b>	<b>(51,9)</b>
Risultato di collegate contabilizzate con il metodo del patrimonio netto	13.114	11.662	12,5
Rettifica di valore di partecipazioni	(440)	(4.642)	(90,5)
<b>RISULTATO PRIMA DELLE IMPOSTE</b>	<b>290.466</b>	<b>192.940</b>	<b>50,5</b>
Imposte sul reddito	(106.177)	(149.073)	(28,8)
<i>di cui non ricorrenti</i>	-	(38.749)	
<b>RISULTATO NETTO DELLE ATTIVITA' IN CONTINUITA'</b>	<b>184.289</b>	<b>43.867</b>	<b>(*)</b>
Risultato netto da attività operative cessate	1.740	6.077	(71,4)
<b>RISULTATO NETTO DEL PERIODO</b>	<b>186.029</b>	<b>49.944</b>	<b>(*)</b>
attribuibile a:			
- Utile (perdita) di pertinenza del Gruppo	177.580	42.432	(*)
- Utile (perdita) di pertinenza di terzi	8.449	7.512	12,5

(\*) Variazione superiore al 100%

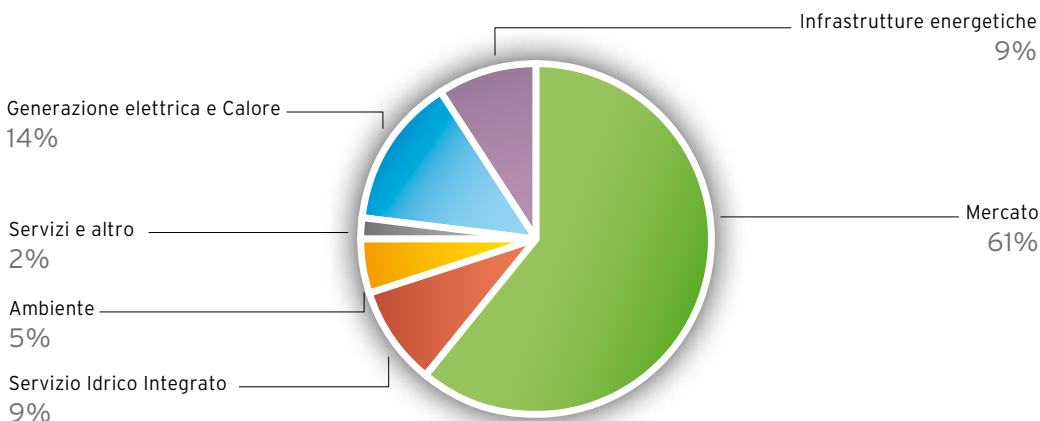


## RICAVI

Il Gruppo Iren al 31 Dicembre 2010 ha conseguito ricavi per 3.381 milioni di euro, in aumento del 3,3% rispetto ai 3.273 milioni dell'esercizio 2009.

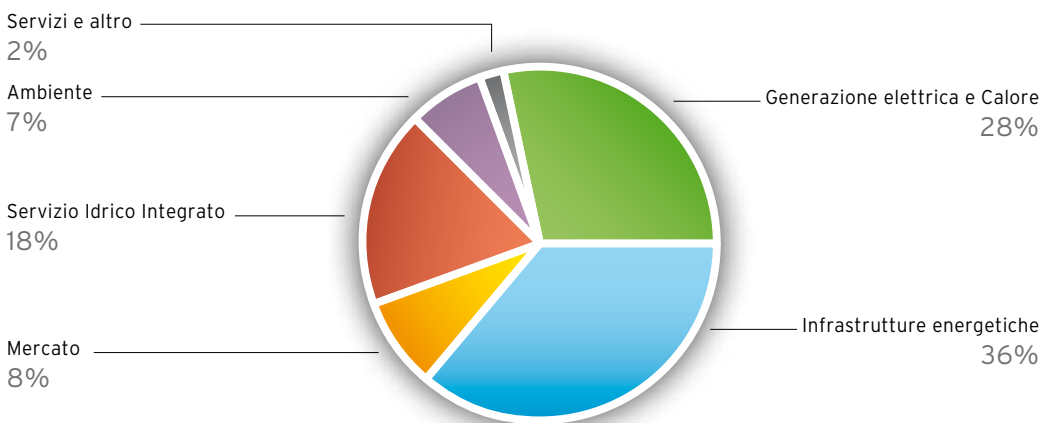
Tale andamento è prevalentemente attribuibile ai maggiori volumi di gas commercializzato (+75 milioni di euro) ed agli incrementi tariffari dei settori regolati, in parte compensato dalla riduzione dei prezzi della commodity gas (-38 milioni di euro).

### Composizione ricavi



Il margine operativo lordo (Ebitda) pari a 603 milioni di euro è in aumento di 39 milioni di euro (+7,1%) rispetto ai 564 milioni di euro del 2009. L'incremento è generalizzato su tutti i settori di attività in cui opera il Gruppo Iren, peraltro con particolare riferimento al settore delle Infrastrutture energetiche, all'Ambiente, al Mercato e alla Generazione.

### Composizione Ebitda



## RISULTATO OPERATIVO

L'utile operativo (Ebit) è pari a 339 milioni di euro e risulta in miglioramento del 8,4% rispetto ai 312 milioni di euro del 2009. Si evidenzia, inoltre, un incremento degli ammortamenti per 12 milioni di euro, connesso all'aumento degli investimenti, e un aumento degli accantonamenti per 1 milione di euro.

#### ONERI E PROVENTI FINANZIARI

Gli oneri e proventi finanziari esprimono un saldo negativo per 61 milioni. In particolare gli oneri finanziari ammontano a 87 milioni, in riduzione rispetto allo stesso periodo del 2009, in quanto quest'ultimo includeva una componente straordinaria relativa agli oneri finanziari sui rimborsi dei cosiddetti "aiuti di Stato", per 64 milioni. Oltre a ciò si segnala una riduzione del costo medio del debito dal 3,25% al 2,73%. I proventi finanziari ammontano a 26 milioni (-28%). Il risultato di società collegate contabilizzate con il metodo del patrimonio netto è positivo per 13 milioni, in crescita (12%) rispetto al corrispondente periodo del 2009.

#### RISULTATO PRIMA DELLE IMPOSTE

Per effetto delle dinamiche sopra indicate il risultato consolidato prima delle imposte ha raggiunto 290 milioni, in significativa crescita (50%) rispetto al 2009.

#### IMPOSTE SUL REDDITO

Le imposte sul reddito del 2010 sono pari a 106 milioni, con una riduzione del 29% rispetto all'esercizio 2009, che includeva componenti straordinarie registrate nel periodo per 39 milioni, connesse alla restituzione dei cosiddetti "aiuti di Stato". Inoltre, nel corso del 2010 è stato possibile applicare agevolazioni non ricorrenti che hanno inciso positivamente sulle imposte. In particolare l'inapplicabilità (a seguito di chiarimenti ministeriali recuperate nel 2010) per il 2009 dell'incremento dell'1% dell'aliquota della cosiddetta "Robin Hood Tax" (addizionale IRES) 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.

#### RISULTATO NETTO DELLE ATTIVITÀ IN CONTINUITÀ

Il risultato netto delle attività in continuità è pari a 184 milioni, in notevole aumento per effetto, oltre che del positivo andamento economico dettagliato per settore nel seguito, del venir meno del recupero dei cosiddetti "aiuti di Stato".

#### RISULTATO NETTO DEL PERIODO

Il risultato netto è pari a 186 milioni di euro, in notevole aumento rispetto ai 50 milioni di euro dello stesso periodo del 2009. Tale incremento sconta la contabilizzazione, relativa allo scorso esercizio, del pagamento degli "aiuti di Stato" connesso alla "moratoria fiscale" (+103 milioni), i maggiori dividendi percepiti dalla partecipata Delmi S.p.A. (+7 milioni) e l'effetto fiscale positivo della "Tremonti ter" (+9,7 milioni).



## ANALISI PER SETTORI DI ATTIVITA'

Il Gruppo Iren, ad esito della fusione commentata in precedenza, 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 2009:

### 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	1.223	61	1.494	982	261	71	474	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)
<b>Capitale investito netto (CIN)</b>	<b>1.245</b>	<b>119</b>	<b>1.386</b>	<b>834</b>	<b>230</b>	<b>35</b>	<b>494</b>	<b>4.342</b>
Patrimonio netto								2.082
Posizione Finanziaria netta								2.260
<b>Mezzi propri ed indebitamento finanziario netto</b>								<b>4.342</b>

### Risultati per settori di attività al 31 dicembre 2009

	milioni di euro									
	Generazione	Mercato	Infrastrutture Energetiche	Ciclo Idrico	Ambiente	Altri servizi	Non allocabili	Totale pro-forma	di cui	
									Gruppo Enia	Gruppo Iride
Capitale immobilizzato	1.068	46	1.453	965	188	67	508	4.296	1.438	2.858
Capitale circolante netto	83	22	16	48	(10)	(49)	4	114	2	112
Altre att.tà e pass.tà non correnti	(45)	10	(108)	(218)	(42)	(13)	(16)	(434)	(270)	(164)
<b>Capitale investito netto (CIN)</b>	<b>1.107</b>	<b>78</b>	<b>1.361</b>	<b>794</b>	<b>135</b>	<b>5</b>	<b>496</b>	<b>3.976</b>	<b>1.170</b>	<b>2.806</b>
Patrimonio netto								1.920	533	1.387
Posizione Finanziaria netta								2.056	637	1.419
<b>Mezzi propri ed indebitamento finanziario netto</b>								<b>3.976</b>	<b>1.170</b>	<b>2.806</b>

## Risultati economici per settori di attività al 31 dicembre 2010

	milioni di euro								di cui		
	Generazione	Mercato	Infrastrutture Energetiche	Ciclo Idrico	Ambiente	Altri servizi	Elisioni e rettifiche	Totale pro-forma	Gruppo Enia	Elisioni e rettifiche	Gruppo Iren
									I sem 10		
Totali ricavi e proventi	687	2.865	428	434	222	104	(1.361)	3.381	558	(6)	2.829
Totale costi operativi	(516)	(2.816)	(214)	(326)	(178)	(87)	1.360	(2.777)	(451)	7	(2.333)
<b>Margine Operativo Lordo (EBITDA)</b>	<b>172</b>	<b>49</b>	<b>214</b>	<b>108</b>	<b>45</b>	<b>17</b>	<b>(1)</b>	<b>603</b>	<b>107</b>	<b>1</b>	<b>496</b>
Amm.ti, acc.ti netti e svalutazioni	(73)	(18)	(72)	(70)	(27)	(6)	(0)	(265)	(55)	0	(210)
<b>Risultato operativo (EBIT)</b>	<b>99</b>	<b>31</b>	<b>142</b>	<b>38</b>	<b>18</b>	<b>11</b>	<b>(1)</b>	<b>339</b>	<b>52</b>	<b>1</b>	<b>286</b>

## Risultati economici per settori di attività al 31 dicembre 2009

	milioni di euro								di cui		
	Generazione	Mercato	Infrastrutture Energetiche	Ciclo Idrico	Ambiente	Altri servizi	Elisioni e rettifiche	Totale pro-forma	Gruppo Enia	Elisioni e rettifiche	Gruppo Iride
Totali ricavi e proventi	672	2.823	399	398	212	102	(1.331)	3.273	1.047	(33)	2.259
Totale costi operativi	(503)	(2.779)	(206)	(291)	(174)	(83)	1.327	(2.709)	(861)	34	(1.882)
<b>Margine Operativo Lordo (EBITDA)</b>	<b>168</b>	<b>44</b>	<b>192</b>	<b>106</b>	<b>38</b>	<b>19</b>	<b>(4)</b>	<b>564</b>	<b>186</b>	<b>1</b>	<b>377</b>
Amm.ti, acc.ti netti e svalutazioni	(71)	(13)	(73)	(65)	(24)	(5)	0	(251)	(102)	0	(149)
<b>Risultato operativo (EBIT)</b>	<b>98</b>	<b>31</b>	<b>120</b>	<b>41</b>	<b>14</b>	<b>14</b>	<b>(4)</b>	<b>312</b>	<b>84</b>	<b>1</b>	<b>228</b>

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

### GENERAZIONE ELETTRICA E CALORE

Il volume d'affari del settore al 31 dicembre 2010 ammonta a 687 milioni di euro in aumento del 2,3% rispetto ai 672 milioni dell'esercizio 2009.

		2010 Consuntivo	2009 Consuntivo	Δ %
Ricavi	€/mil.	687,3	671,7	2,3%
Margine operativo lordo	€/mil.	171,8	168,4	2,0%
<i>Ebitda Margin</i>		25,0%	25,1%	
Risultato Operativo	€/mil.	99,1	97,9	1,3%
Investimenti	€/mil.	181,1	90,3	100,6%
Energia elettrica prodotta	GWh	5.461	5.339	2,3%
<i>da fonte idroelettrica</i>	GWh	1.016	1.280	-20,7%
<i>da fonte termoelettrica</i>	GWh	4.446	4.058	9,5%
Calore prodotto	GWh <sub>t</sub>	2.754	2.461	11,9%
<i>da fonte cogenerativa</i>	GWh <sub>t</sub>	2.046	1.731	18,2%
<i>da fonte non cogenerativa</i>	GWh <sub>t</sub>	709	730	-2,9%

Nel corso del 2010 l'energia elettrica prodotta è stata pari a 5.461 GWh in aumento del 2,3% rispetto ai 5.339 GWh del 2009, per l'effetto congiunto della maggiore produzione in cogenerazione (+9,5%) e della minore produzione idroelettrica (-20,7%), dovuta principalmente alla minore idraulicità nonché all'indisponibilità programmata degli impianti della Valle Orco, per le attività di repowering della Centrale di Rosone e dell'impianto di Pont Ventoux.

La produzione di calore è stata 2.754 GWh<sub>t</sub>, in aumento rispetto ai 2.461 GWh<sub>t</sub> dell'esercizio 2009 (+11,9%), ed è determinata dall'incremento delle volumetrie allacciate (+3 milioni di metri cubi pari al +5%) e da un andamento climatico favorevole.

Il margine operativo lordo è stato pari a 172 milioni di euro, in lieve incremento rispetto ai 168 milioni di euro del 2009 (+2%) per l'effetto congiunto dei seguenti fattori:

- -53 milioni nel settore idroelettrico, prevalentemente per minori volumi prodotti (-264 GWh) e la conseguente minore contribuzione dell'incentivazione da certificati verdi ed inoltre l'esercizio 2009 beneficiava di sopravvenienze attive non replicabili nell'esercizio 2010;
- +57 milioni nel settore cogenerazione elettrica e calore: attribuibili prevalentemente ai maggiori volumi prodotti di energia elettrica (+388 GWh) e calore (+293 GWh<sub>t</sub>), al maggior contributo dei certificati verdi, alla vendita di certificati ETS e alla riduzione di costi operativi.

Il risultato operativo (Ebit) è stato pari a circa 99 milioni di euro sostanzialmente allineato con i 98 milioni di euro dell'esercizio 2009.

Gli investimenti tecnici relativi al settore sono pari a circa 181 milioni e riguardano per 140 milioni la cogenerazione (quasi interamente inerenti il progetto Torino Nord), per 30 milioni la produzione idroelettrica (ripotenziamento degli impianti idroelettrici della Valle Orco) e per 10 milioni le rinnovabili.

## MERCATO

Il volume d'affari dell'area mercato ammonta a 2.865 milioni di euro in lieve aumento (+1,5%) rispetto ai 2.823 milioni del corrispondente periodo del 2009. Il margine operativo lordo pari 49 milioni di euro si incrementa di 4,8 milioni di euro (+10,9%) rispetto ai 44,2 milioni di euro conseguiti nell'esercizio 2009.

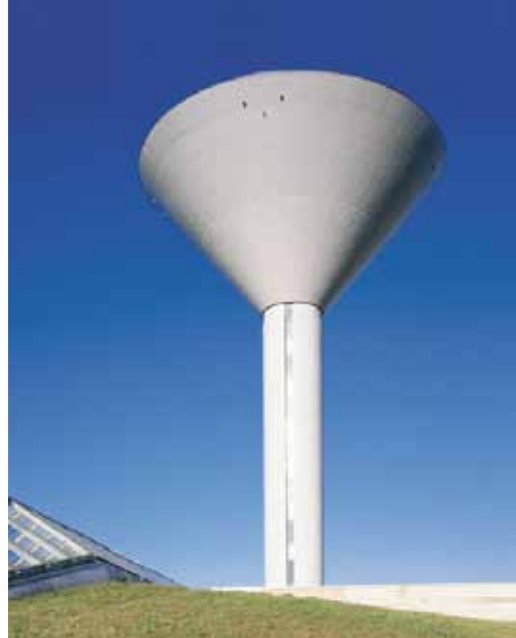
		2010 Consuntivo	2009 Consuntivo	Δ %
Ricavi	€/mil.	2.865,1	2.823,0	1,5%
Margine operativo lordo	€/mil.	49,0	44,2	10,9%
<b>Ebitda Margin</b>		<b>1,7%</b>	<b>1,6%</b>	
da Energia Elettrica	€/mil.	9,7	13,3	-23,4%
da Gas	€/mil.	34,2	24,4	39,9%
da Calore	€/mil.	5,1	6,5	-21,3%
Risultato Operativo	€/mil.	31,4	31,1	1,0%
Energia Elettrica Venduta	GWh	14.567	14.573	0,0%
Energia Elettrica Venduta al netto Compravendita in Borsa	GWh	11.645	12.841	-9,3%
Gas Acquistato	Mln mc	3.132	2.910	7,6%
Gas commercializzato dal Gruppo	Mln mc	1.946	1.777	9,5%
Gas destinato ad usi interni	Mln mc	1.186	1.133	4,7%

## COMMERCIALIZZAZIONE ENERGIA ELETTRICA

I volumi complessivamente commercializzati sul mercato (clienti finali, borsa e grossisti) sono pari a 11.645 GWh con una diminuzione di circa 9,3% rispetto al 2009 (12.841 GWh).

Nel 2010 le disponibilità di energia elettrica da produzioni interne al Gruppo, (Iren Energia, Tirreno Power), sono in linea rispetto all'esercizio passato ed ammontano a 5.799 GWh (5.728 GWh nel 2009) mentre i volumi provenienti dalla gestione del tolling di Edipower risultano in calo ed ammontano a 1.515 GWh (1.910 GWh nel 2009). Si rileva inoltre un maggior ricorso al mercato IPEX (5.119 GWh contro i 3.999 GWh del 2009) come effetto dei bassi prezzi espressi dal mercato che hanno reso l'attività in borsa più competitiva rispetto all'esercizio precedente. Si rileva per contro una contrazione delle forniture provenienti dal segmento grossisti (-23%) con un volume annuo approvvigionato pari a 1.388 GWh (1.800 GWh nel 2009).

I volumi venduti ai clienti finali e grossisti ammontano a 8.646 GWh contro i 9.421 del 2009 (-8,2%); le vendite in Borsa lorde ammontano a 5.922 GWh contro i 5.152 del 2009 (+14,9%).



Relativamente ai clienti gestiti in regime di maggior tutela, i volumi complessivamente venduti nel 2010 sono stati pari a 1.278 GWh in calo di circa il 16% rispetto al 2009 per effetto della liberalizzazione del mercato cui la società ha risposto con iniziative commerciali di sviluppo finalizzate al trasferimento della clientela dal mercato vincolato al mercato libero.

La contrazione (-5%) dei volumi di vendita ai clienti finali (7.088 GWh nel 2010 contro 7.448 GWh nel 2009) risente sia della sopra citata riduzione di volumi gestiti in regime di maggior tutela che di uno spostamento del target di clientela servita verso clienti con consumi medi annui inferiori.

Il Margine operativo lordo della vendita di energia elettrica ammonta a 9,7 milioni di euro in flessione rispetto allo scorso esercizio di 3,6 milioni di euro (-23,4%). Tale riduzione risente del forte calo espresso dai prezzi di borsa a seguito della situazione di overcapacity energetica e dell'andamento degli scenari energetici.

#### *COMMERCIALIZZAZIONE GAS NATURALE*

I volumi complessivi di gas naturale approvvigionati nell'anno sono stati pari a circa 3.132 milioni di metri cubi (circa 2.910 milioni di metri cubi nel 2009), e sono stati destinati sia alla commercializzazione diretta a clienti esterni al gruppo che agli impieghi per la produzione di energia elettrica e la fornitura di servizi calore.

I maggiori volumi venduti rispetto al 2009, pari circa 220 milioni di metri cubi (+7,6%), sono dovuti agli effetti climatici favorevoli con temperature mediamente più basse rispetto all'anno precedente e allo sviluppo commerciale finalizzato a contenere gli effetti della liberalizzazione dei mercati in particolare nelle aree territoriali storicamente servite.

Il margine operativo lordo pari a circa 34 milioni di euro risulta in aumento di circa 10 milioni di euro (+39,9%) rispetto al 2009. Lo scostamento positivo rispetto all'esercizio precedente deriva sostanzialmente dall'incremento del margine di contribuzione legato sia ai maggiori volumi venduti sia ai benefici delle rinegoziazioni delle condizioni di approvvigionamento con i fornitori.

#### *SVILUPPO MERCATO*

Nel corso del 2010, sono proseguite le attività di sviluppo sulla propria clientela, con la doppia finalità di consolidare la propria presenza sul mercato di riferimento, attraverso azioni mirate di fidelizzazione, e di ampliare il proprio perimetro nelle aree di interesse, attraverso azioni di penetrazione del mercato (consolidamento dei canali di vendita ed estensione della attività di teleselling all'area emiliana, differenziazione delle offerte per segmento di clientela).

L'insieme delle attività poste in essere ha consentito di limitare l'attività dei competitors e di aumentare, rispetto al 31 dicembre 2009, il numero dei clienti serviti.

#### *VENDITA CALORE TRAMITE RETI DI TELERISCALDAMENTO*

Il margine operativo lordo del 2010 ammonta a 5,1 milioni di euro contro i 6,5 milioni di euro del corrispondente periodo del 2009 e quindi in flessione di 1,4 milioni di euro (-21,3%).



## INFRASTRUTTURE ENERGETICHE

Il settore di attività Infrastrutture energetiche, che comprende la distribuzione di gas, energia elettrica e calore, ha registrato al 31.12.2010 ricavi per 428 milioni di euro, in aumento del +7,4% rispetto ai 399 milioni di euro dell'esercizio 2009 per effetto principalmente degli incrementi tariffari.

Il margine operativo lordo è stato pari a 214 milioni di euro in miglioramento rispetto ai 192 milioni di euro del 2009 (+11,3%). Il Risultato Operativo è stato pari a 142 milioni di euro +18,4% rispetto ai 120 milioni di euro del 2009.

		2010 Consuntivo	2009 Consuntivo	Δ %
Ricavi	€/mil.	428,4	398,7	7,4%
Margine operativo lordo	€/mil.	214,2	192,4	11,3%
<b>Ebitda Margin</b>		<b>50,0%</b>	<b>48,3%</b>	
da Reti Elettriche	€/mil.	79,3	73,3	8,1%
da Reti Gas	€/mil.	91,7	78,2	17,6%
da Reti Teleriscaldamento	€/mil.	44,1	41,3	6,7%
da Rigassificatore	€/mil.	-0,8	-0,4	n.s.
Risultato Operativo	€/mil.	141,9	119,7	18,4%
Investimenti	€/mil.	171,1	182,0	-6,0%
in Reti Elettriche	€/mil.	27,4	35,2	-22,1%
in Reti Gas	€/mil.	51,7	44,0	17,5%
in Reti Teleriscaldamento	€/mil.	48,0	34,7	38,4%
in Rigassificatore	€/mil.	44,0	68,2	-35,4%
Energia elettrica distribuita	GWh	4.282	4.242	0,9%
Gas distribuito	Mln mc	2.202	2.035	8,2%
Volumetrie teleriscaldate	Mln mc	66	63	4,6%

## RETI DISTRIBUZIONE ENERGIA ELETTRICA

Il margine operativo lordo è stato pari a 79 milioni, in aumento rispetto ai 73 milioni di euro dell'esercizio 2009 (+8,1%).

L'incremento del margine rispetto al 2009 è attribuibile alla maggior contribuzione delle attività di allacciamento alla rete, al saldo tra i maggiori ricavi derivanti dal rimborso della perequazione relativa ad anni precedenti, al premio di continuità del servizio e ai maggiori costi conseguenti alla sentenza del Consiglio di Stato n. 02943/210, in tema di perdite di distribuzione.

Nel corso del 2010 sono stati effettuati investimenti per circa 27 milioni di euro (di cui 17 milioni di euro relativi alle reti elettriche di Torino e 10 milioni di euro relativi alle reti elettriche di Parma), prevalentemente inerenti alla sostituzione dei contatori elettronici, nuovi allacciamenti e la costruzione di nuove cabine primarie di trasformazione AT/MT.





### RETI DISTRIBUZIONE GAS

Il margine operativo lordo della distribuzione reti gas ammonta a 92 milioni di euro in aumento (+17,6%) rispetto ai 78 milioni di euro dell'esercizio 2009. La variazione positiva del margine è attribuibile prevalentemente agli incrementi tariffari, sopravvenienze attive per conguagli e a minori costi di esercizio.

Gli investimenti tecnici realizzati dal settore ammontano a circa 52 milioni di euro e riguardano principalmente il piano di risanamento decennale della rete tramite sostituzione delle tubazioni ghisa grigia, in conformità a quanto previsto dalla delibera 168/04 dell'AEEG e 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 rete di teleriscaldamento ha registrato un margine operativo lordo di 44 milioni di euro in aumento del +6,7 % rispetto ai 41 milioni di euro dell'esercizio 2009 prevalentemente per incremento delle volumetrie allacciate (+5%).

Nel corso del 2010 sono stati effettuati investimenti per circa 48 milioni di euro, prevalentemente relativi al progetto Torino Nord (25 milioni di euro), a Nichelino Energia (7 milioni di euro) e a quelli relativi al territorio emiliano (14 milioni di euro).

### RIGASSIFICATORE

Gli investimenti del settore ammontano a 44 milioni di euro e riguardano la realizzazione dell'impianto di rigassificazione LNG di Livorno da parte di OLT.

### SERVIZIO IDRICO INTEGRATO

Al 31 dicembre 2010 il settore di attività Servizio Idrico Integrato, ha registrato ricavi per 434 milioni di euro, in aumento del +9,3% rispetto ai 398 milioni di euro dell'esercizio 2009.

L'aumento dei ricavi di settore è correlato prevalentemente all'incremento delle tariffe e all'incremento dei costi capitalizzati per la realizzazione di investimenti su beni in concessione che, per l'applicazione del principio contabile IFRIC12, sono contabilizzati alla voce ricavi (circa +20 milioni di euro).

		2010 Consuntivo	2009 Consuntivo	Δ %
Ricavi	€/mil.	434,3	397,5	9,3%
Margine operativo lordo	€/mil.	108,1	106,1	1,9%
<i>Ebitda Margin</i>		24,9%	26,7%	
Risultato Operativo	€/mil.	38,2	40,6	-7,0%
Investimenti	€/mil.	104,8	107,2	-2,3%
Acqua Venduta	Mln mc	188	193	-2,4%

Il margine operativo lordo è pari a 108 milioni di euro, in lieve aumento rispetto ai 106 milioni di euro dell'esercizio 2009 (+1,9%).

L'aumento del margine è generato principalmente dall'effetto positivo degli incrementi tariffari deliberati dalle Agenzie di Ambito territoriale ottimale (AATO) nelle aree gestite dal Gruppo Iren in parte compensato dalla riduzione delle quantità di acqua venduta e da maggiori costi di natura straordinaria.

Il risultato operativo è pari a 38 milioni di euro in flessione (-7%) rispetto 41 milioni di euro dell'esercizio 2009. La flessione del risultato operativo è da attribuirsi all'aumento degli ammortamenti in relazione al maggiore capitale immobilizzato, a maggiori accantonamenti al Fondo svalutazione crediti e al Fondo rischi.

## AMBIENTE

Il volume d'affari del settore ammonta complessivamente a 223 milioni di euro a fronte dei 212 milioni di euro del 2009 (+5,1%). L'incremento dei ricavi è dovuto principalmente agli incrementi tariffari deliberati dalle Agenzie d'Ambito Territoriale Ottimale (AATO), dall'incremento dei ricavi derivanti dalla commercializzazione dei rifiuti speciali e dalla vendita di energia prodotta dai WTE e dagli impianti a biogas.

		2010 Consuntivo	2009 Consuntivo	Δ %
Ricavi	€/mil.	222,5	211,7	5,1%
Margine operativo lordo	€/mil.	44,7	38,1	17,6%
<i>Ebitda Margin</i>		20,1%	18,0%	
Risultato Operativo	€/mil.	17,9	13,7	29,4%
Investimenti	€/mil.	46,6	33,6	38,8%
Rifiuti trattati	ton	1.005.468	934.806	7,6%
<i>Rifiuti urbani</i>	ton	804.899	771.051	4,4%
<i>Rifiuti speciali</i>	ton	200.569	163.754	22,5%

Il margine operativo lordo del settore ammonta a 44,7 milioni di euro in aumento del 17,6% rispetto ai 38,1 milioni di euro dell'esercizio 2009. Il miglioramento del margine è da attribuire agli incrementi tariffari deliberati e a minori costi di smaltimento conseguenti ad una razionalizzazione del processo di smaltimento, peraltro compensati da maggiori costi di raccolta per l'estensione di sistemi di raccolta differenziata "porta a porta".

Gli investimenti del settore ammontano a 46,6 milioni di euro e si riferiscono principalmente al Polo Ambientale Integrato (PAI) di Parma per 31,8 milioni di euro, nonché all'ampliamento e manutenzione straordinaria degli impianti di smaltimento per 6,3 milioni di euro e ad attrezzature, mezzi e isole ecologiche per il servizio di raccolta per 8,5 milioni di euro. Il significativo incremento rispetto al 2009 deriva principalmente dall'avanzamento dei lavori relativi al PAI (+14 milioni di euro).

## SERVIZI E ALTRO

Il settore Servizi comprende le attività di Global Service, Facility Management, Telecomunicazione, Illuminazione Pubblica, Servizi cimiteriali ed altri di importanza minore.

I ricavi conseguiti ammontano complessivamente a 104 milioni di euro in aumento del +2,4% rispetto ai 102 milioni dell'esercizio 2009.

Il margine operativo risulta in lieve incremento a 15,8 milioni di euro rispetto ai 14,5 milioni di euro dell'esercizio precedente

		2010 Consuntivo	2009 Consuntivo	Δ %
Ricavi	€/mil.	104,4	101,6	2,4%
Margine operativo lordo	€/mil.	15,8	14,5	9,0%
<i>Ebitda Margin</i>		15,1%	14,2%	
Risultato Operativo	€/mil.	10,1	9,3	8,7%
Investimenti	€/mil.	32,2	40,7	-21,0%

## SITUAZIONE PATRIMONIALE

STATO PATRIMONIALE RICLASSIFICATO PRO-FORMA GRUPPO IREN AL 31 DICEMBRE 2010

	migliaia di euro		
	31.12.2010	31.12.2009 pro-forma	Var. %
Attivo immobilizzato	4.566.148	4.295.911	6,3
Altre attività (Passività) non correnti	(118.920)	(127.776)	(6,9)
Capitale circolante netto	137.040	113.829	20,4
Attività (Passività) per imposte differite	27.241	9.185	(*)
Fondi e Benefici ai dipendenti	(325.267)	(324.121)	0,4
Attività (Passività) destinate a essere cedute	55.528	8.980	(*)
<b>Capitale investito netto</b>	<b>4.341.770</b>	<b>3.976.008</b>	<b>9,2</b>
Patrimonio netto	2.081.620	1.920.312	8,4
Attività finanziarie a lungo termine	(88.388)	(279.153)	(68,3)
Indebitamento finanziario a medio e lungo termine	1.829.263	1.870.294	(2,2)
Indebitamento finanziario netto a medio lungo termine	1.740.875	1.591.141	9,4
Attività finanziarie a breve termine	(521.828)	(249.645)	(*)
Indebitamento finanziario a breve termine	1.041.103	714.200	45,8
Indebitamento finanziario netto a breve termine	519.275	464.555	11,8
Indebitamento finanziario netto	2.260.150	2.055.696	9,9
<b>Mezzi propri ed indebitamento finanziario netto</b>	<b>4.341.770</b>	<b>3.976.008</b>	<b>9,2</b>

(\*) Variazione superiore al 100%

Nel seguito sono commentate le principali dinamiche patrimoniali del periodo chiuso al 31 dicembre 2010.

L'incremento dell'**attivo immobilizzato** riflette l'avanzamento degli investimenti con particolare riferimento: alla *generazione elettrica* con il progetto Torino nord per 135 milioni di euro, alle *infrastrutture energetiche* (reti gas per 52 milioni di euro, reti di teleriscaldamento per 48 milioni di euro, reti elettriche per 27 milioni di euro), al *ciclo idrico* per 105 milioni di euro, al *mercato* con il progetto OLT per 44 milioni di euro ed *all'ambiente* per 47 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 le perdite sull'energia elettrica in seguito alla sentenza del Consiglio di Stato n. 02943/2010 e della Corte di Cassazione n. 335/08 relativa al ciclo idrico integrato.

L'incremento delle **attività destinate ad essere cedute** risente della riclassifica delle attività nette della controllata Aquamet, la cui vendita sarà perfezionata nei primi mesi del 2011, e della partecipazione nella collegata Astea.

L'incremento del **Patrimonio netto** deriva principalmente dall'utile del periodo e dalla distribuzione di dividendi. 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 2010.

## SITUAZIONE FINANZIARIA

### RENDICONTO FINANZIARIO PRO-FORMA DEL GRUPPO IREN

migliaia di euro

	Esercizio 2010 pro-forma	Esercizio 2009 pro-forma	Var. %
<b>A. Disponibilità liquide iniziali</b>	<b>56.905</b>	<b>121.833</b>	<b>(53,3)</b>
<b>Flusso finanziario generato dall'attività operativa</b>			
Risultato del periodo	186.029	51.260	(*)
Rettifiche per:			
Ammortamenti attività materiali e immateriali	204.177	191.877	6,4
Variazione netta TFR e altri benefici ai dipendenti	(2.804)	(1.836)	52,7
Variazione netta fondo rischi e altri oneri	3.950	31.409	(87,4)
Utili dalla vendita di attività operative cessate al netto degli effetti fiscali	(1.740)	(6.077)	(71,4)
Variazione imposte anticipate e differite	(18.056)	(20.020)	(9,8)
Variazione altre attività/passività non correnti	(8.856)	6.972	(*)
Dividendi ricevuti	(6.787)	(6.220)	9,1
Quota del risultato di collegate	(13.114)	(11.662)	12,5
Svalutazioni (Rivalutazioni) nette di partecipazioni	440	4.642	(90,5)
<b>B. Cash flow operativo prima delle variazioni di CCN</b>	<b>343.239</b>	<b>240.345</b>	<b>42,8</b>
Variazione rimanenze	6.048	285	(*)
Variazione crediti commerciali	(83.805)	217.682	(*)
Variazione crediti tributari e altre attività correnti	22.464	(54.240)	(*)
Variazione debiti commerciali	44.167	(34.151)	(*)
Variazione debiti tributari e altre passività correnti	(12.085)	(5.550)	(*)
<b>C. Flusso finanziario derivante da variazioni di CCN</b>	<b>(23.211)</b>	<b>124.026</b>	<b>(*)</b>
<b>D. Cash flow operativo (B+C)</b>	<b>320.028</b>	<b>364.371</b>	<b>(12,2)</b>
<b>Flusso finanziario da (per) attività di investimento</b>			
Investimenti in attività materiali e immateriali	(557.957)	(483.661)	15,4
Investimenti in attività finanziarie	(7.707)	(7.595)	1,5
Realizzo investimenti, variazione area di consolidamento e attività destinate ad essere cedute	50.565	12.208	(*)
Cessione di attività operative cessate al netto della liquidità ceduta	-	11.445	(100,0)
Dividendi ricevuti	6.787	6.220	9,1
Altri movimenti di attività finanziarie	(3.245)	(128)	(*)
<b>E. Totale flusso finanziario da attività di investimento</b>	<b>(511.557)</b>	<b>(461.511)</b>	<b>10,8</b>
<b>F. Free cash flow (D+E)</b>	<b>(191.529)</b>	<b>(97.140)</b>	<b>97,2</b>
<b>Flusso finanziario da attività di finanziamento</b>			
Erogazione di dividendi	(110.589)	(112.387)	(1,6)
Altre variazioni di Patrimonio netto	97.664	(4.732)	(*)
Variazione crediti finanziari	10.073	(94.603)	(*)
Variazione debiti finanziari	281.588	243.934	15,4
<b>G. Totale flusso finanziario da attività di finanziamento</b>	<b>278.736</b>	<b>32.212</b>	<b>(*)</b>
<b>H. Flusso monetario del periodo (F+G)</b>	<b>87.207</b>	<b>(64.928)</b>	<b>(*)</b>
<b>I. Disponibilità liquide finali (A+H)</b>	<b>144.112</b>	<b>56.905</b>	<b>(*)</b>

(\*) Variazione superiore al 100%

L'indebitamento finanziario netto al 31 dicembre 2010 è pari a 2.260 milioni, in aumento del 10% rispetto al 31 dicembre 2009, per effetto di un free cash flow negativo per 191 milioni a cui si aggiunge la variazione del Patrimonio Netto, comprensiva dei dividendi erogati, negativa per 13 milioni. In particolare il free cash flow, negativo per 191 milioni, deriva dall'effetto congiunto dei seguenti flussi monetari:

- il cash flow operativo è positivo per 320 milioni e si compone per 343 milioni da cash flow operativo prima delle variazioni di capitale circolante netto e per -23 milioni dal flusso finanziario derivante da variazioni di capitale circolante netto;

- il flusso monetario da attività di investimento, negativo per 511 milioni, è generato da investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali per 558 milioni (comprensivi degli investimenti effettuati per la costruzione delle infrastrutture in regime di concessione secondo quanto stabilito dall'IFRIC 12), da investimenti in immobilizzazioni finanziarie per 8 milioni e da realizzo di investimenti e variazione di attività nette destinate ad essere cedute relative alla controllata Aquamet e alla collegata Astea.

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

	migliaia di euro		
	Esercizio 2010 pro-forma	Esercizio 2009 pro-forma	Variazione %
Free cash flow	(191.529)	(97.140)	97,2
Erogazione di dividendi	(110.589)	(112.387)	(1,6)
Aumento di capitale	-	-	-
Altre variazioni di Patrimonio netto	97.664	(4.732)	(*)
<b>Variazione posizione finanziaria netta</b>	<b>(204.454)</b>	<b>(214.259)</b>	<b>(4,6)</b>

(\*) 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 Enìa 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 15 milioni, che derivano prevalentemente dalle attività di servizio prestate a favore di società del Gruppo.

### COSTI OPERATIVI

I costi operativi sono pari a 32 milioni e includono prestazioni di servizi e godimento beni di terzi (16 milioni), oneri diversi di gestione (3 milioni), costo del lavoro (13 milioni).

### AMMORTAMENTI E ACCANTONAMENTI

Gli ammortamenti e accantonamenti ammontano a circa 1 milione.

### ONERI E PROVENTI FINANZIARI

Il saldo oneri e proventi finanziari è positivo per 110 milioni. I proventi finanziari, pari a 178 milioni, includono tra l'altro dividendi da società controllate e collegate (143 milioni) e interessi attivi verso società controllate (33 milioni). I proventi da partecipazioni includono la distribuzione straordinaria effettuata dalle società di primo livello Iren Acqua Gas, Iren Energia, Iren Mercato, Iren Ambiente ed Iren Emilia, attingendo dalle riserve distribuibili, per complessivi 99 milioni. Gli oneri finanziari sono pari a 67 milioni.

### RISULTATO PRIMA DELLE IMPOSTE

Il risultato prima delle imposte è positivo per 93 milioni.

### IMPOSTE SUL REDDITO

Le imposte sul reddito sono positive per 10 milioni 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 pari a 103 milioni.

## CONTO ECONOMICO RICLASSIFICATO DI IREN S.P.A.

	migliaia di euro		
	Esercizio 2010	Esercizio 2009	Variazione %
<b>RICAVI</b>			
Ricavi per beni e servizi	10.359	4.760	(*)
Altri ricavi e proventi	4.510	967	(*)
<b>TOTALE RICAVI</b>	<b>14.869</b>	<b>5.727</b>	<b>(*)</b>
<b>COSTI OPERATIVI</b>			
Acquisto materie prime sussidiarie di consumo e merci	(9)	(15)	(40,0)
Prestazioni di servizi e godimento beni di terzi	(15.685)	(15.016)	4,5
Oneri diversi di gestione	(2.607)	(1.355)	92,4
Costo del personale	(13.524)	(6.486)	(*)
<b>Totale costi operativi</b>	<b>(31.825)</b>	<b>(22.872)</b>	<b>39,1</b>
<b>MARGINE OPERATIVO LORDO</b>	<b>(16.956)</b>	<b>(17.145)</b>	<b>(1,1)</b>
<b>AMMORTAMENTI E ACCANTONAMENTI</b>			
Ammortamenti	(531)	(396)	34,1
Accantonamenti	(244)	1.826	(*)
<b>Totale ammortamenti e accantonamenti</b>	<b>(775)</b>	<b>1.430</b>	<b>(*)</b>
<b>RISULTATO OPERATIVO</b>	<b>(17.731)</b>	<b>(15.715)</b>	<b>12,8</b>
<b>GESTIONE FINANZIARIA</b>			
Proventi finanziari	177.651	238.580	(25,5)
Oneri finanziari	(67.247)	(119.292)	(43,6)
<b>Totale gestione finanziaria</b>	<b>110.404</b>	<b>119.288</b>	<b>(7,4)</b>
<b>RISULTATO PRIMA DELLE IMPOSTE</b>	<b>92.673</b>	<b>103.573</b>	<b>(10,5)</b>
Imposte sul reddito	10.016	(31.504)	(*)
<b>RISULTATO DA ATTIVITA' OPERATIVE IN ESERCIZIO</b>	<b>102.689</b>	<b>72.069</b>	<b>42,5</b>
Risultato da attività operative cessate	-	-	-
<b>RISULTATO NETTO DEL PERIODO</b>	<b>102.689</b>	<b>72.069</b>	<b>42,5</b>

(\*) Variazione superiore al 100%

## SITUAZIONE PATRIMONIALE

### ATTIVO IMMOBILIZZATO

Le immobilizzazioni immateriali, materiali e finanziarie sono pari a 2.445 milioni.

### CAPITALE CIRCOLANTE NETTO

Il capitale circolante netto è negativo per 11 milioni. Le attività per imposte anticipate ammontano a 15 milioni, i Fondi Rischi sono pari a 29 milioni.

### PATRIMONIO NETTO

L'esercizio 2010 si è chiuso con un Patrimonio netto pari a 1.633 milioni.

### INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO

L'indebitamento finanziario netto a fine 2010 ammonta a 787 milioni. In particolare l'indebitamento a medio-lungo termine, pari a 886 milioni, è composto da passività finanziarie a medio-lungo termine per 1.771 milioni e da attività finanziarie a medio-lungo termine per 885 milioni. Queste ultime sono rappresentate in gran parte da finanziamenti verso controllate. L'indebitamento finanziario a breve termine è pari a 99 milioni e si compone di debiti a breve termine prevalentemente verso istituti bancari per 907 milioni, crediti finanziari a breve termine prevalentemente verso società del Gruppo per 963 milioni e disponibilità liquide per 44 milioni.



STATO PATRIMONIALE RICLASSIFICATO DI IREN S.p.A.

	migliaia di euro		
	31.12.2010	31.12.2009	Variazione %
Attivo immobilizzato	2.444.522	1.600.402	52,7
Altre attività/passività non correnti	414	325	27,4
Capitale circolante netto	(11.301)	16.739	(*)
Attività (Passività) per imposte differite	15.521	11.220	38,3
Fondi rischi e benefici ai dipendenti	(28.999)	(12.857)	(*)
<b>Capitale investito netto</b>	<b>2.420.157</b>	<b>1.615.829</b>	<b>49,8</b>
Patrimonio netto	1.632.760	1.110.997	47,0
<i>Attività finanziarie a medio e lungo termine</i>	<i>(885.163)</i>	<i>(510.211)</i>	73,5
<i>Indebitamento finanziario a medio e lungo termine</i>	<i>1.771.438</i>	<i>1.259.334</i>	40,7
Indebitamento finanziario netto a medio lungo termine	886.275	749.123	18,3
<i>Attività finanziarie a breve termine</i>	<i>(1.006.214)</i>	<i>(722.879)</i>	39,2
<i>Indebitamento finanziario a breve termine</i>	<i>907.336</i>	<i>478.588</i>	89,6
Indebitamento finanziario netto a breve termine	(98.878)	(244.291)	(59,5)
Indebitamento finanziario netto	787.397	504.832	56,0
<b>Mezzi propri ed indebitamento finanziario netto</b>	<b>2.420.157</b>	<b>1.615.829</b>	<b>49,8</b>

(\*) Variazione superiore al 100%

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

	migliaia di euro		
	Esercizio 2010	Esercizio 2009	Variazione %
Free cash flow	114.408	42.378	(*)
Erogazione di dividendi	(70.724)	(70.724)	-
Aumento di capitale	-	-	-
Altre variazioni di Patrimonio netto	(509)	(4.658)	(89,1)
Indebitamento finanziario netto acquisito con la fusione Iride-Enia e le operazioni straordinarie conseguenti	(325.740)	-	-
<b>Variazione posizione finanziaria netta</b>	<b>(282.565)</b>	<b>(33.004)</b>	<b>(*)</b>

(\*) Variazione superiore al 100%



## SITUAZIONE FINANZIARIA

RENDICONTO FINANZIARIO DI IREN S.P.A.

	migliaia di euro		
	Esercizio 2010	Esercizio 2009	Var. %
<b>A. Disponibilità liquide iniziali e saldo gestione tesoreria accentrata</b>	<b>624.616</b>	<b>557.212</b>	<b>12,1</b>
<b>Flusso finanziario generato dall'attività operativa</b>			
Risultato del periodo	102.689	72.070	42,5
Rettifiche per:			
Ammortamenti attività materiali e immateriali	531	396	34,1
Variazione netta TFR e altri benefici ai dipendenti	2.130	94	(*)
Variazione netta fondo rischi e altri oneri	1.662	(1.632)	(*)
Variazione imposte anticipate e differite	(283)	(5.281)	(94,6)
Variazione altre attività/passività non correnti	(89)	(71)	25,4
Dividendi ricevuti	(113.650)	(134.554)	(15,5)
<b>B. Cash flow operativo prima delle variazioni di CCN</b>	<b>(7.010)</b>	<b>(68.978)</b>	<b>(89,8)</b>
Variazione crediti commerciali	(9.171)	2.477	(*)
Variazione crediti tributari e altre attività correnti	(8.351)	(11.177)	(25,3)
Variazione debiti commerciali	21.103	3.760	(*)
Variazione debiti tributari e altre passività correnti	4.209	(18.258)	(*)
<b>C. Flusso finanziario derivante da variazioni di CCN</b>	<b>7.790</b>	<b>(23.198)</b>	<b>(*)</b>
<b>D. Cash flow operativo (B+C)</b>	<b>780</b>	<b>(92.176)</b>	<b>(*)</b>
<b>Flusso finanziario da (per) attività di investimento</b>			
Investimenti in attività materiali e immateriali	(22)	-	-
Dividendi ricevuti	113.650	134.554	(15,5)
<b>E. Totale flusso finanziario da attività di investimento</b>	<b>113.628</b>	<b>134.554</b>	<b>(15,6)</b>
<b>F. Free cash flow (D+E)</b>	<b>114.408</b>	<b>42.378</b>	<b>(*)</b>
<b>Flusso finanziario da attività di finanziamento</b>			
Erogazione di dividendi	(70.724)	(70.724)	-
Altre variazioni di Patrimonio netto	(509)	(4.658)	(89,1)
Nuovi finanziamenti	200.000	545.000	(63,3)
Rimborsi finanziamenti	(279.523)	(253.565)	10,2
Variazione crediti finanziari	(362.233)	(59.741)	(*)
Variazione debiti finanziari	146.178	(131.286)	(*)
Disponibilità liquide acquisite con la fusione Iride-Enia	32.965	-	-
<b>G. Totale flusso finanziario da attività di finanziamento</b>	<b>(333.846)</b>	<b>25.026</b>	<b>(*)</b>
<b>H. Flusso monetario del periodo (F+G)</b>	<b>(219.438)</b>	<b>67.404</b>	<b>(*)</b>
<b>I. Disponibilità liquide e saldo gestione tesoreria accentrata finali (A+H)</b>	<b>405.178</b>	<b>624.616</b>	<b>(35,1)</b>
<b>L. Saldo gestione tesoreria accentrata verso società controllate</b>	<b>(361.607)</b>	<b>(604.145)</b>	<b>(40,1)</b>
<b>M. Disponibilità liquide finali (I+L)</b>	<b>43.571</b>	<b>20.471</b>	<b>(*)</b>

(\*) Variazione superiore al 100%





Di seguito viene riportato il prospetto di raccordo tra il patrimonio netto e l'utile della Capogruppo IREN S.p.A. risultanti al 31 dicembre 2010 e quelli risultanti dal bilancio consolidato.

	migliaia di euro	
	Patrimonio Netto	Utile Netto
<b>Patrimonio netto e utile del bilancio d'esercizio della Capogruppo</b>	<b>1.632.760</b>	<b>102.690</b>
Differenza fra valore di carico e valore delle società collegate valutate con il metodo del patrimonio netto	21.562	9.993
Maggior valore risultante dal consolidamento rispetto al valore di carico delle partecipazioni consolidate	278.938	233.379
Storno dividendi da società controllate/collegate		(144.257)
Eliminazione Margini Infragruppo	(80.966)	(58.602)
Altre	(264)	(99)
<b>Patrimonio netto e utile del Gruppo</b>	<b>1.852.030</b>	<b>143.104</b>

Si sottolinea che la riga "eliminazione di margini infragruppo" si riferisca allo storno delle plusvalenze relative a cessione di rami d'azienda o di società all'interno del Gruppo. In particolare si evidenziano:

- 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 73 milioni di euro sul Patrimonio netto);
- la cessione contestuale all'operazione San Giacomo del 2010 (effetto negativo per 60 milioni di euro sul conto economico e negativo per 11 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

TRASFORMAZIONE DI SAN GIACOMO S.R.L. IN SOCIETÀ PER AZIONI E RIDENOMINAZIONE IN MEDITERRANEA DELLE ACQUE S.p.A.

In virtù della delibera di Assemblea di San Giacomo S.r.l., assunta il 28 dicembre 2010, ha avuto efficacia, dal 5 gennaio 2011, la trasformazione di San Giacomo da società a responsabilità limitata a società per azioni. Contestualmente la società ha assunto la denominazione di Mediterranea delle Acque S.p.A., adottando così il nome della società dalla stessa incorporata.

### EVOLUZIONE PREVEDIBILE DELLA GESTIONE

Sulla base delle informazioni ad oggi disponibili e delle previsioni per l'esercizio in corso, si prevede anche per il 2011 uno scenario macroeconomico ancora sostanzialmente caratterizzato dal perdurare della debolezza registrata nel corso del 2010 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 e degli utili in aumento.

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 2011 proseguiranno gli investimenti previsti dal piano industriale del Gruppo Iren tra i quali si segnalano: la nuova centrale di cogenerazione da 390 MW nella zona Nord Ovest di Torino, il terminale di rigassificazione di Livorno ed il termovalorizzatore di Parma.



## QUADRO NORMATIVO

Nel seguito sono presentate le principali novità normative, emerse nel corso del 2010, che influenzano i settori nei quali il Gruppo opera. Una più completa trattazione giuridica attinente Iren è presentata negli allegati.

### NOVITA' NORMATIVE

In attuazione di quanto previsto dalla legge n. 99/09 (art. 30) il Decreto Legislativo n. 130 del 13 agosto 2010 ha provveduto ad una revisione dei c.d. tetti antitrust e correlativamente ha introdotto, attraverso un complesso disegno, misure volte ad incentivare la realizzazione di nuova capacità di stoccaggio gas anche in funzione commerciale, ossia per poter stoccare il gas quando costa meno e diminuire così il costo di approvvigionamento del sistema, con particolare riferimento ai consumatori industriali energivori.

Il DL 8 luglio 2010 n. 105 convertito in legge n. 129/10 prevede l'istituzione presso l'Acquirente Unico (AU) di un sistema informatico integrato per la gestione dei flussi informativi relativi ai mercati dell'energia elettrica e del gas, basato su una banca dati identificativa dei clienti finali comprendenti anche informazioni riguardanti eventuali inadempimenti contrattuali dei clienti medesimi (morosità). Il sistema, previsto per facilitare le operazioni di switching, standardizzare e regolare i rapporti in materia tra distributori e venditori, dovrebbe essere implementato, con precedenza al settore elettrico, nel corso del 2011.

Con delibera ARG/Gas n. 89/10 AEEG è intervenuta sui prezzi di riferimento del gas riducendo, con efficacia dal 1 ottobre 2010 e per l'anno termico 2010-2011, la QE e quindi la CCI di circa 2 cEuro/mc cifra che si amplia in caso di aumento dell'indice di riferimento It (ossia di aumento dei prezzi dei combustibili di riferimento) o si riduce in caso contrario. La congiuntura 2010 caratterizzata da un'accresciuta competitività nel mercato upstream dovuta ai nuovi rapporti offerta/domanda e dalla disponibilità di partite di gas infrannuale a prezzi bassi, ha permesso, almeno ad una parte di operatori (contrariamente a quanto è generalmente avvenuto in passato, la congiuntura ha favorito l'operatore non integrato rispetto a chi possiede contratti a lungo termine), costi di approvvigionamento più favorevoli rispetto ai precedenti anni termici e conseguentemente spazi di competizione più ampi. Ciò ha cominciato a riflettersi sul mercato finale con offerte a sconto rispetto ai prezzi di riferimento fissati dall'AEEG. E' stato il primo anno termico in cui ciò è avvenuto. AEEG ha però ritenuto tali offerte insufficienti a riflettere automaticamente le nuove condizioni di approvvigionamento ed è intervenuta nei termini indicati. La riduzione può avere significative conseguenze sui margini delle società di vendita, in correlazione con le specifiche modalità di approvvigionamento nonché agli spazi e agli esiti delle ricontrattazioni upstream dei contratti a lungo termine.

Dopo l'avvio in dicembre della Borsa Gas e a seguito di un lungo procedimento di consultazione (ultimi documenti pubblicati a dicembre 2010), AEEG ha previsto l'introduzione ad inizio 2011 del nuovo disegno del bilanciamento gas basato su meccanismi di mercato; il primo intervento prevede l'introduzione di un sistema graduale semplificato. Il processo, finalizzato a fornire più liquidità e trasparenza al mercato all'ingrosso del gas e quindi a favorire efficienza e concorrenza, sarà accompagnato da una revisione dei processi di allocazione delle quantità e di profilazione dei consumi.



# GESTIONE FINANZIARIA

## SCENARIO DI RIFERIMENTO

Nel corso dell'anno 2010 il trend di riduzione dei tassi di interesse, avviato a partire da ottobre 2008, si è esaurito e si è registrata una inversione di tendenza più marcata nel segmento della curva tassi a medio lungo termine. La Banca Centrale Europea, con ripetuti provvedimenti, ha portato alla diminuzione del tasso di riferimento dal 4,25% di ottobre 2008 all'attuale 1%, mantenuto costante da maggio 2009.

Esaminando l'andamento del tasso euribor a sei mesi, si rileva una pesante riduzione dello stesso dal 5,4% di ottobre 2008 al livello di minimo dello 0,94% di fine marzo 2010, con una recente ripresa fino all'attuale livello dell'1,5%. Anche le quotazioni dei tassi fissi, riflessi nei valori dell'IRS a 5 e 10 anni, hanno registrato una forte diminuzione a partire da settembre 2008 fino al mese di agosto 2010, quando si sono registrati i livelli di minimo storico e quando è poi iniziato un trend rialzista ancora in corso.

## ATTIVITÀ SVOLTA

Nel corso del 2010 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 2010, si evidenzia che nel mese di dicembre è stata utilizzata, con il supporto di garanzie bancarie, la linea di 100 milioni di euro, con durata a 15 anni, deliberata dalla Banca Europea per gli Investimenti a fine anno 2008 per complessivi 200 milioni di euro e di cui 100 milioni di euro erano già stati utilizzati a fine anno 2009. Sempre a dicembre 2010 è stato perfezionato ed utilizzato un nuovo finanziamento a medio termine per 100 milioni di euro con Cassa Depositi e Prestiti, tale finanziamento è sostitutivo di un finanziamento di pari importo stipulato nel 2009 con Cassa Depositi e Prestiti per il quale non è stata esercitata l'opzione di proroga.

I nuovi finanziamenti sono stati concessi 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 2010 sul totale indebitamento finanziario netto di Gruppo il debito per mutui rappresenta una quota pari all'87% e l'indebitamento finanziario netto a medio lungo termine rappresenta una quota pari al 77%. Tale percentuale tiene conto della classificazione nelle Attività finanziarie a lungo dei crediti verso il Comune di Torino.

Nell'ambito del Gruppo, la società OLT Offshore LNG Toscana (consolidata al 41,71%) ha ottenuto nel corso del 2010 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 470 milioni di euro, utilizzati per il rimborso del finanziamento bancario di 171 milioni di dollari ottenuto a copertura dell'acquisto della nave gasiera per il rigassificatore di Livorno e a supporto degli ulteriori investimenti. La società AES Torino (consolidata al 51%) ha ottenuto un finanziamento bancario di 25 milioni di euro a medio termine e la società Nichelino Energia ha ottenuto un finanziamento di 5 milioni di euro a medio termine.

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. Al fine di limitare tali rischi, seguendo un'ottica non speculativa, il Gruppo utilizza contratti di copertura nell'ambito dell'attività di gestione dei rischi finanziari, mentre non vengono utilizzati né detenuti strumenti derivati per puro scopo di negoziazione. Per maggiori dettagli si rinvia al paragrafo "Risk Management" delle Note Esplicative.

Nel 2010 sono stati perfezionati due nuovi contratti di Interest Rate Swap a copertura di complessivi

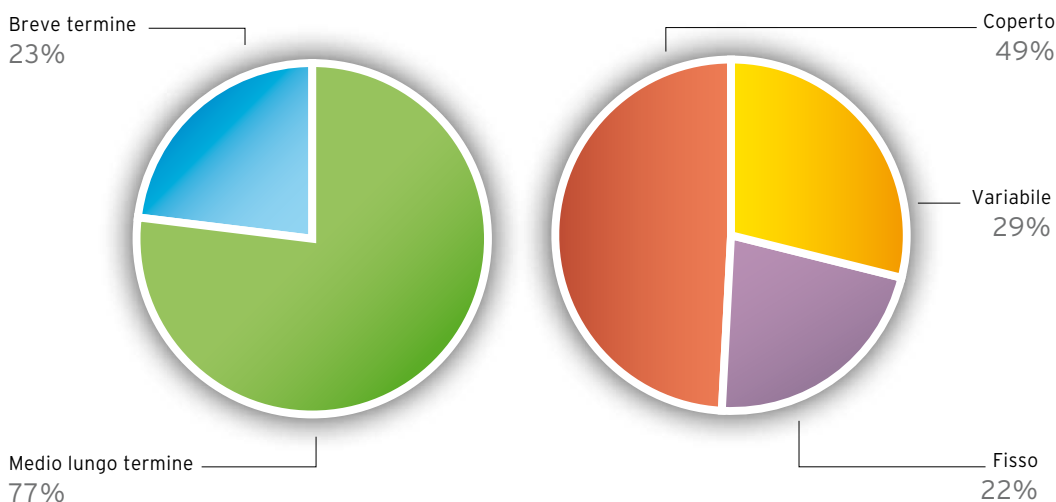
100 milioni di debito, con scadenze al 2019-2020 e con effetti a partire dal 2011. Nell'anno sono stati inoltre stipulati due nuovi contratti di Basis Swap per complessivi 130 milioni di euro con validità per l'anno 2011. La finalità di questi contratti è quella di consentire uno scambio tra due tassi 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 2010 la quota di debito a tasso variabile non coperta con strumenti di derivato tasso è pari al 25% delle posizioni di mutuo e al 35% 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.

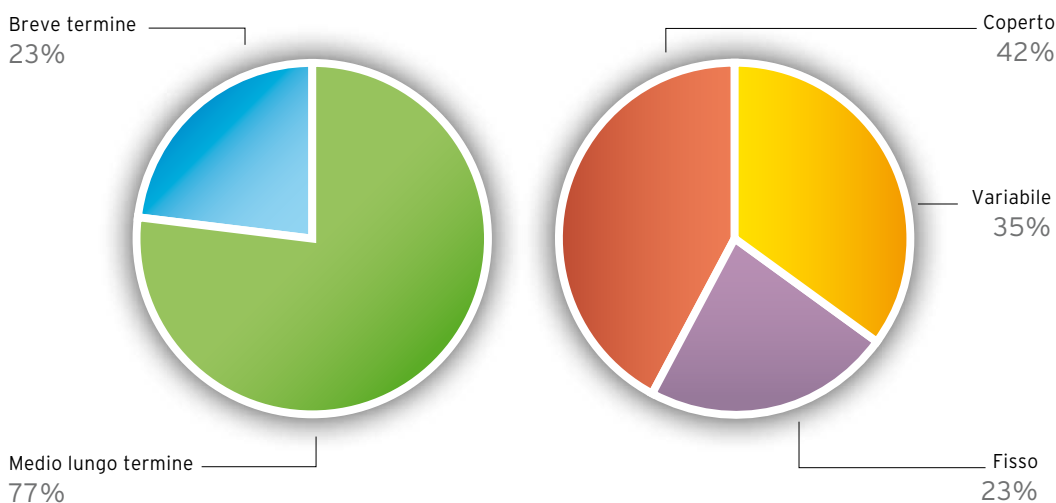
### Indebitamento finanziario netto per scadenze

### Indebitamento finanziario netto per tipologia tasso

#### Situazione al 31/12/2009



#### Situazione al 31/12/2010





## 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.

## 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. 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 2007 la società Iride S.p.A., ora 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 2010, tutti i rapporti, economici e giuridici, tra le parti sono stati disciplinati da apposito contratto interaziendale tra le società coinvolte e la consolidante Iride S.p.A., ora Iren S.p.A..

Anche la società incorporata Enia S.p.A. aveva in precedenza aderito, in qualità di consolidante, alla tassazione consolidata insieme alle altre società appartenenti al suo gruppo.

A seguito dell'esito positivo dell'interpello posto all'Agenzia delle Entrate, volto a richiedere la continuazione del consolidato in capo alla nuova controllante Iren al suddetto contratto, hanno potuto aderire a far tempo dal 1° luglio 2010 anche le società che partecipavano al Consolidato di gruppo ex Enia S.p.A. (estinta per incorporazione in Iride S.p.A. che ha assunto la nuova denominazione di 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 e Iren Emilia.

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.

*Opzione per l'IVA di Gruppo* - Sia il gruppo Iride sia il gruppo Enìa hanno optato nell'anno 2010 per la Liquidazione IVA di Gruppo. Poiché la fusione è avvenuta in corso d'anno, le due liquidazioni sono proseguite in capo alla nuova Iren S.p.A. ma sono state tenute distinte fino al termine del periodo di imposta 2010. Nel 2011 le due posizioni sono state riunite e si è provveduto all'invio della nuova opzione entro i termini di legge. Da un punto di vista procedurale, per l'esercizio 2010, 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 ex Iride S.p.A. 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 S.c.r.l., Genova Reti Gas. Le società incluse a seguito dell'operazione straordinaria nella liquidazione IVA di gruppo sono: 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..

Si segnala inoltre che nel 2010 è proseguita l'operatività di Iren Mercato tramite il contratto di fornitura gas con la società collegata Plurigas che ha consentito di servire, oltre al bacino genovese, 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

I rapporti intrattenuti da parte di Iren S.p.A., direttamente oppure tramite proprie società controllate, con i Comuni soci identificati come parti correlate (principalmente i Comuni di Reggio Emilia, di Parma e di Piacenza) e con Finanziaria Sviluppo Utilities S.r.l. e i Comuni di Torino e Genova, controllanti della stessa, sono prevalentemente rapporti a carattere commerciale definiti sulla base di Convenzioni oppure di singoli rapporti contrattuali che regolano le condizioni per lo svolgimento dei diversi servizi da parte dell'azienda. Le informazioni relative ai rapporti patrimoniali, economici e finanziari con le parti correlate sono riportate nelle Note esplicative del bilancio consolidato.



## 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 a 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 volto alla identificazione, alla valutazione ed alla gestione integrata dei rischi del Gruppo.

Nel seguito sono presentati i principali elementi del sistema di gestione dei rischi, rimandando alle note esplicative del Gruppo Iren per la trattazione completa.

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. Al fine di limitare i rischi di cambio e di variazione dei tassi di interesse, seguendo un'ottica non speculativa, il Gruppo utilizza contratti di copertura nell'ambito dell'attività di Risk Management, mentre non vengono utilizzati né detenuti strumenti derivati per puro scopo di negoziazione.

#### a) *Rischio di liquidità*

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

La Funzione Finanza del Gruppo è centralizzata allo scopo di ottimizzare il reperimento e l'utilizzo delle risorse finanziarie. In particolare la gestione centralizzata dei flussi finanziari in



Iren, sia attraverso un sistema di cash pooling, sia con un sistema di accentramento sui conti correnti di Iren di tutti gli incassi e pagamenti, consente di allocare i fondi disponibili a livello di Gruppo secondo le necessità che di volta in volta si manifestano tra le singole Società. I movimenti di liquidità sono registrati su conti infragrupo sui quali vengono contabilizzati anche le spese e gli interessi attivi e passivi infragrupo.

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

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

Viene costantemente monitorata la situazione finanziaria attuale, prospettica e la disponibilità di adeguati affidamenti bancari.

Attraverso i rapporti che Iren intrattiene con i principali Istituti di Credito Italiani e Internazionali vengono ricercate le forme di finanziamento più adatte alle proprie esigenze e le migliori condizioni di mercato.

Nel mese di dicembre è stata utilizzata, con il supporto di garanzie bancarie, la linea di 100 milioni di euro, con durata a 15 anni, deliberata dalla Banca Europea per gli Investimenti a fine anno 2008 per complessivi 200 milioni di euro e di cui 100 milioni di euro erano già stati utilizzati a fine anno 2009. Sempre a dicembre 2010 è stato perfezionato ed utilizzato un nuovo finanziamento a medio termine per 100 milioni di euro con Cassa Depositi e Prestiti, tale finanziamento è sostitutivo di un finanziamento di pari importo stipulato nel 2009 con Cassa Depositi e Prestiti per il quale non è stata esercitata l'opzione di proroga. Nell'ambito del Gruppo, la società OLT Offshore LNG Toscana (consolidata al 41,71%) ha ottenuto nel corso del 2010 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 470 milioni di euro utilizzati per il rimborso del finanziamento bancario di 171 milioni di dollari ottenuto a copertura dell'acquisto della nave gasiera per il rigassificatore di Livorno e a supporto degli ulteriori investimenti. La società AES Torino (consolidata al 51%) ha ottenuto un finanziamento bancario di 25 milioni a medio termine e la società Nichelino Energia ha ottenuto un finanziamento di 5 milioni a medio termine.

Si evidenzia che al 31.12.2010 il debito residuo per mutui risulta contrattualizzato per il 27% a tasso fisso e per il 73% 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 non presentano elementi di criticità.

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), la verifica è annuale, i livelli sono stati definiti con adeguati criteri di prudenza e risultano soddisfatti. 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 2010, 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 2010 è negativo per 24.076 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 65% 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.

## 2. RISCHIO DI CREDITO

Il rischio di credito del Gruppo è essenzialmente attribuibile all'ammontare dei crediti commerciali che non presentano una particolare concentrazione, essendo l'esposizione creditizia suddivisa su un largo numero di controparti in quanto connessa alla vendita di energia elettrica, teleriscaldamento e gas alla clientela retail, business, enti pubblici e all'erogazione dei servizi idrico ed ambientale (T.I.A. ex D.Lgs. 22/97).

Al fine di controllare il rischio di credito, la cui gestione operativa è demandata alle singole funzioni territoriali, sono state definite metodologie per il monitoraggio e il controllo dei crediti oltre alla definizione di strategie atte a ridurre l'esposizione creditizia tra i quali la gestione del contenzioso legale riguardante la clientela e i servizi erogati.

La politica interna del credito commerciale, gli strumenti di valutazione ex ante del merito di credito e le attività di monitoraggio e recupero sono differenziate in relazione sia alle diverse categorie di clientela sia 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 per le attività di sollecito telefonico di alcuni segmenti di clientela e alla gestione dell'inbound telefonico derivante dai solleciti scritti.

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 alcuni clienti business, con elevati volumi di consumi di energia elettrica e gas, si è stipulata un'apposita polizza di assicurazione del credito a copertura del rischio di insoluto.

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 di mercato; 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. Infatti per una mirata quantificazione si procede con l'analisi dei singoli importi componenti i crediti da esigere presenti nella banca dati, prendendo in considerazione anche l'anzianità e procedendo con il relativo accantonamento.

In relazione all'anzianità dei crediti commerciali, si evidenzia come circa il 48% sia rappresentato da crediti non ancora scaduti, mentre un restante 21% è relativo a crediti scaduti entro i 60 giorni. Tale ripartizione deriva principalmente dalla concentrazione nella seconda metà dell'anno 2010 di fatturazioni massive relative al servizio energia elettrica, a quello idrico ed al servizio d'igiene ambientale. Il cluster dei crediti scaduti da più di 120 giorni risulta in linea con l'esperienza del Gruppo e risente, oltre che del consolidamento dei comportamenti aziendali successivi alla fusione, del perdurare degli effetti della crisi economica e finanziaria.

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 oscillazione 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 indicizzazione 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.

Con validità per i primi quattro mesi e gli ultimi tre mesi dell'anno 2010 sono state stipulate due operazioni di derivato su cambio (Average FX Option) a copertura del portafoglio energetico finalizzate al contenimento del rischio per un importo complessivo pari a 110.000 mila USD. 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.

Per l'anno 2010 il Gruppo Iren ha stipulato contratti relativi all'Energia Elettrica sul lato acquisto per 1.078 GWh (di cui 692 GWh con il GSE e 386 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. Per il 2010 sono inoltre stati stipulati contratti finanziari su Energy (ad esempio ITEC, Itmix, BINE) e Power (PUN), rispettivamente per complessivi 44 GWh (di durata annuale) e 223 GWh (di cui 175 GWh di durata annuale e 48 GWh negoziati su IDEX con durata mensile/trimestrale), prevalentemente a copertura di singole forniture in acquisto e in vendita e con l'obiettivo di rendere fisso il margine. Sono poi stati acquisiti contratti finanziari a seguito della fusione con Eni per complessivi 110 GWh.

Per l'anno 2011 sono stati stipulati nuovi contratti finanziari su IDEX per complessivi 55 GWh.

Il Fair Value dei contratti in essere al 31.12.2010 è complessivamente negativo e pari a 1.622 mila euro.

### 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 modello prevede che la parte operativa del processo venga gestita da parte di Risk Manager locali che operano sulle aree di competenza in coordinamento con una struttura centrale avente funzione di indirizzo e controllo.

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 ricompresi quelli relativi alla scadenza delle concessioni in essere per cui si rimanda all'allegato I della presente relazione.

*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 rinnovo del sistema degli impianti idroelettrici, al consolidamento della presenza nei settori della distribuzione di energia elettrica, del gas e 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 2010 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 2010.

### AREA TORINO

#### RISPARMIO ENERGETICO E FONTI RINNOVABILI

##### *Piano d'azione per l'energia sostenibile (TAPE) del Comune di Torino*

Iride Servizi ha collaborato alla stesura del piano, che rientra nell'iniziativa lanciata dalla Commissione Europea "Patto dei Sindaci" e per la quale gli aderenti s'impegnano a ridurre le emissioni di anidride carbonica di oltre il 20% entro il 2020.

##### *Piano per la Sostenibilità Energetica del Comune di Torino*

Iride Servizi ha proseguito la collaborazione con la Città per l'attuazione del Piano per la Sostenibilità Energetica del Comune di Torino. Il progetto prevede 4 filoni di intervento:

- risanamento energetico degli edifici pubblici;
- politiche attive a favore del risparmio energetico e dell'uso di fonti di energia rinnovabile;
- realizzazione di un polo di innovazione dedicato ai temi energetici ed ambientali;
- formazione tecnica sui temi dell'energia.

In particolare, nel corso del 2010 sono stati predisposti i progetti relativi ai primi 3 edifici (complessivamente saranno 6) che saranno oggetto di interventi nel periodo 2011/2012; i restanti progetti verranno predisposti nel corso del corrente anno.

##### *Progetto per la realizzazione di una rete di punti di alimentazione per veicoli elettrici*

Iride Servizi nell'ambito della collaborazione con la Città di Torino, ha predisposto un progetto per la realizzazione di una rete di colonnine per la ricarica dei veicoli a trazione elettrica.

L'iniziativa prevede, nella sua fase iniziale, l'installazione di 10 punti di ricarica, ubicati totalmente nell'area centrale: detta iniziativa rientra nell'ambito del programma europeo di cooperazione territoriale Alpine Space attraverso il progetto CO2 Neutral Transport for the Alpine Space "CO2-NeuTrAlp".

##### *Impianti fotovoltaici*

E' proseguita l'attività con la realizzazione di un impianto da 160 kWp sulla copertura dell'edificio adibito ad autorimessa presso il centro industriale del Martinetto a Torino ed inoltre sono stati analizzati altri siti di proprietà aziendale, tra cui l'immobile di strada Pianezza, che potrebbero essere oggetto di costruzione di nuovi impianti.

Per quanto attiene al rapporto con la Città di Torino si è fornito supporto nella progettazione di due piccoli impianti che verranno realizzati rispettivamente in "Spina 3" (Area Valdocco) e in "Spina 4" (Area Porqueddu).

##### *Impianti termici edifici comunali di Torino*

E' stata ultimata la realizzazione dell'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 proseguito l'impiego delle 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' stata avviata la sperimentazione di apparecchiature a "led" per l'illuminazione pubblica della Città di Torino, ed è stato predisposto un ulteriore piano, che sarà attuato nel corso del 2011, per l'elimina-

zione di circa 7.000 apparecchi ancora dotati di lampade a vapori di mercurio.

Nel corso dell'anno si è dato corso all'aggiornamento del PRIC (Piano Regolatore dell'Illuminazione Comunale), che sarà oggetto di approvazione da parte del Consiglio Comunale nel 1° quadrimestre 2011.

#### *Progetto innovazione Servizi al Comune di Torino*

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

- Business Intelligence: il sistema, già operativo, consente il monitoraggio dei consumi degli impianti termici comunali, fornendo reportistiche di dettaglio e di sintesi sulle misurazioni effettuate;
- 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 e nel corso dell'anno è stato sviluppato il sistema, che entrerà in produzione nel 2011, per gli impianti semaforici;
- Gestione Commerciale: nel corso del 2010 si è consolidato l'utilizzo della procedura "Preventivi" che permette agli uffici comunali di effettuare richieste di preventivo ed approvare le medesime tramite l'apposita applicazione via internet, eliminando, di conseguenza, una parte del carico di lavoro relativo alla gestione della corrispondenza;
- Documentazione Tecnica: il sistema è operativo e gestisce l'archivio documentale, cartaceo ed informatico relativo agli impianti elettrici, termici e speciali; nel corso dell'anno è proseguita l'attività di razionalizzazione della documentazione al fine di eliminare quella ormai superata;
- 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 e termici comunali. L'applicazione comunica con SAP, crea ed assegna automaticamente le attività e le inoltra al sistema MOB-I. Nel corso del 2011 l'utilizzo dell'applicativo sarà esteso a tutti gli edifici di proprietà comunale.

#### *Impianti mini-idro*

Nel periodo considerato sono state ultimate le attività di progettazione definitiva degli interventi di riqualificazione degli impianti idroelettrici di Chiomonte (TO) e di Susa (TO) per i quali si 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 40 GWh/anno. Nel mese di maggio 2010 è stata costituita la società Valle Dora Energia S.r.l. con i Comuni di Susa, Chiomonte, Exilles e Salbertrand la quale, nel corso del 2011, provvederà ad avviare l'iter autorizzativo per l'ottenimento delle nuove concessioni idroelettriche.

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 (si resta in attesa di ricevere il disciplinare di concessione da parte della Provincia di Torino).

È proseguito 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, per il quale è già stato ottenuto il pronunciamento degli Enti preposti di compatibilità ambientale.

È stata ultimata la progettazione ed è stato avviato l'iter autorizzativo 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.

È stata completata la realizzazione del nuovo impianto idroelettrico di Baiso (RE): due gruppi da 1,1 MW per una produzione attesa pari a circa 9 GWh/anno.



*Applicazioni di "mobile computing"*

Mob-I (Mobile Integration) è il sistema di workforce management del Gruppo Iren, che permette di integrare i sistemi di back office che gestiscono la manutenzione, i lavori per le utenze ed il pronto intervento con dispositivi elettronici utilizzati direttamente sul campo, come Tablet PC, PDA (Persona Digital Assistant), Smartphone, Digital Pen o attuatori remoti, come i contatori elettronici.

Mob-I è stato implementato per AEM Distribuzione dal 2004 e successivamente è stato adottato da Iride Servizi nel 2005, Iren Energia nel 2007, AES nel 2009, Mediterranea delle Acque nel 2009, Genova Reti Gas nel 2010.

Nel corso del 2010 è stata sviluppata un'applicazione client di Mob-I utilizzando le recenti funzionalità introdotte da HTML5, che permettono di memorizzare sul dispositivo le informazioni anche in assenza di connettività di rete in modo da garantire l'operatività anche in condizioni di scarsa copertura.

Il vantaggio dell'utilizzo di HTML5 risiede nella possibilità di installare la stessa versione del client su dispositivi molto diversi, sia dal punto di vista delle caratteristiche hardware, come ad esempio le dimensioni dello schermo, sia per quanto riguarda il sistema operativo adottato, in quanto l'applicazione gira all'interno di qualunque browser che supporti questo standard.

In questo modo è stato possibile installare il client di Mob-I sui PDA Honeywell dotati di sistema operativo Windows Mobile utilizzati da Genova Reti Gas e sui PDA Motorola utilizzati da AES.

Lo stesso client funziona anche sui tradizionali Tablet PC con sistema operativo Windows, su smartphone e tablet dotati di sistema operativo Android e sui dispositivi mobili dotati del sistema operativo Apple iOS, come l'iPhone o l'iPad.

Questa soluzione permette notevoli risparmi sia di tipo economico, perché basata su tecnologie standard prive di costi di licenza, sia di tipo organizzativo, perché evita la gestione e la manutenzione di diverse tipologie di client a seconda del dispositivo utilizzato.

Relativamente alle applicazioni di MOBI in AEM Distribuzione, il sistema di Work Force Management utilizzato da personale interno o personale esterno sia per le attività programmate che per la gestione delle attività di guasto sulla rete di distribuzione energia elettrica è stato ulteriormente ampliato prevedendo l'integrazione delle attività relative alla struttura di Trasformazione e Conversione. L'integrazione permetterà di ridurre ulteriormente le attività di caricamento dei lavori che in precedenza venivano effettuati singolarmente su ogni sistema.

Il modulo di pianificazione precedentemente realizzato è stato ulteriormente ampliato con nuove funzionalità atte a migliorare ancora di più le attività di pianificazione e assegnazione lavori svolte centralmente.

E' stata inoltre introdotta una nuova versione del sistema di WFM (MOBI lato client) che ne migliora le caratteristiche e le performance, che vedrà nell'arco del 2011 la diffusione a tutte le formazioni operative.

*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 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 5600 sottostazioni, sia la fornitura dei collegamenti di trasmissione dati, sia la fornitura dei server centrali e lo sviluppo dei software di elaborazione.

Tale piattaforma include la realizzazione di una rete telematica di raccolta dati basata sulle tecnologie GPRS, tramite la quale verranno trasmessi i dati dalle periferie verso i sistemi di elaborazione centrale. Mediante un'attività di sviluppo software dedicata, saranno implementati gli algoritmi per l'elaborazione dei protocolli di campo, in modo da poter monitorare le singole grandezze fisiche. Saranno quindi predisposte le interfacce utente mediante ambienti software, standard di mercato e OpenSource, in grado di visualizzare i dati di funzionamento e di inviare i comandi per l'impostazione dei regolatori climatici.

Tali interfacce saranno rese disponibili sia ad AES che alle imprese che eseguono le attività di manutenzione presso gli impianti di teleriscaldamento.

#### *Architettura orientata ai servizi SOA*

Nel corso del 2010 è proseguita l'evoluzione dell'architettura orientata ai servizi SOA (Service Oriented Architecture) adottata dai Sistemi Informativi aziendali.

Nel 2005 sono stati implementati i primi Web Services per mettere in comunicazione le varie applicazioni attraverso un sistema di integrazione EAI (Enterprise Application Integration).

Nel 2007 è stato introdotto un motore di regole BRE (Business Rules Engine) per gestire in modo ordinato e documentato le complesse logiche di business necessarie per l'integrazione tra il sistema di gestione clienti e fatturazione con il sistema di telegestione dei contatori elettronici.

Nel 2010 è stato introdotto un sistema per il monitoraggio in tempo reale delle attività aziendali BAM (Business Activity Monitoring), che permette di tracciare graficamente i flussi dei lavori attraverso i vari sistemi che nel tempo sono stati implementati per gestire le problematiche di unbundling e l'organizzazione delle attività svolte sul campo.

Il sistema BAM utilizza delle sonde installate sui sistemi oggetto del monitoraggio per recuperare gli eventi significativi dei lavori come la creazione ed il cambio di stato. Gli eventi vengono raccolti ciclicamente dal sistema attraverso una serie di web services e memorizzati all'interno del proprio database.

Il BAM è in grado di mettere in relazione gli eventi provenienti da vari sistemi relativi allo stesso lavoro fornendone sia un report aggregato con i vari dettagli, sia una rappresentazione grafica sintetica ed intuitiva sottoforma di Sequence Diagram UML; inoltre, una serie di regole definite nel BRE permette di inviare allarmi via mail e segnalare situazioni definite come anomale o da tenere sotto controllo.

## AREA GENOVA

Anche nel 2010 come negli anni precedenti, il Gruppo ha mostrato particolare attenzione all'innovazione tecnologica e all'aggiornamento delle conoscenze specifiche nel settore idrico e in particolare sulla qualità delle acque destinate al consumo umano. A tal fine tramite Fondazione AMGA, ha promosso e sostenuto specifici progetti di ricerca, condotti nel corso dell'anno in collaborazione con Università ed Enti di ricerca a livello nazionale e internazionale.

Iren Acqua Gas e Fondazione AMGA hanno mantenuto la propria partecipazione attiva nella Piattaforma Tecnologica comunitaria WssTP (Water supply and sanitation Technology Platform) varata nel 2004 dalla Commissione Europea, nell'ambito del VII Programma Quadro con la finalità di potenziare, attraverso la collaborazione di tutti gli stakeholders, la ricerca e il trasferimento di conoscenze e competenze per sostenere la crescita e la competitività nel settore idrico e di fornire suggerimenti utili per la definizione delle priorità di ricerca nel settore idrico europeo.

Il gruppo, oltre ad essere coinvolto in diversi working group e task force, collabora e coordina le attività dei Gruppi di lavoro che afferiscono al Pilot Programme on Urban Area, con particolare riferimento alle attività relative alla gestione delle infrastrutture, degli allagamenti in area urbana, dell'inquinamento ambientale, dell'impatto del cambiamento climatico, della qualità delle risorse idriche e dei fanghi da impianti di depurazione.

Oltre a ciò Iren Acqua Gas e Fondazione AMGA aderiscono alla Water Research Foundation (Water RF - Fondazione degli Acquedotti Americani), cui partecipano circa 1000 enti, nord-americani e internazionali, che contribuiscono alla realizzazione di programmi di ricerca di altissimo livello scientifico, con i quali da anni è stata stabilita una proficua collaborazione anche in termini di joint projects su tematiche di interesse comune.

Grazie all'attività di networking e alla collaborazione promossa a livello nazionale e internazionale, il gruppo Iren è in grado di integrare con finanziamenti esterni le risorse disponibili: sono stati infatti finanziati diversi progetti presentati nell'ambito di programmi europei e sono in corso di definizione proposte progettuali presentate nel quadro di partnership costituite ad hoc.

Le principali tematiche oggetto di ricerca sono: analisi e controllo della qualità delle acque, best practice nei trattamenti di potabilizzazione e depurazione, modelli e tecnologie innovative per la gestione delle infrastrutture nel settore idrico.

Iren Acqua Gas e Fondazione AMGA nel 2010 hanno inoltre aderito al Consorzio TICASS, acronimo di Tecnologie Innovative per il Controllo Ambientale e lo Sviluppo Sostenibile. In quest'ambito Fondazione AMGA ed Iren Acqua Gas si propongono di realizzare un polo di innovazione tecnologica per la promozione, lo sviluppo e il trasferimento di tecnologie innovative nel controllo e nella gestione dell'ambiente e nello sviluppo sostenibile, finalizzato al miglioramento della qualità della vita. In particolare Iren Acqua Gas presiede le attività programmate nel settore della gestione e valorizza-



zione delle risorse idriche ed ambientali, proponendosi per il coordinamento delle attività del settore specifico e per la definizione delle priorità di ricerca e sviluppo ritenute prioritarie dai portatori di interesse, priorità recepite in proposte di progetti di ricerca industriale da proporre. Fondazione AMGA in TICASS svolge un importante ruolo di collegamento con la citata Piattaforma Tecnologica Europea Water Supply and Sanitation Technology Platform.

In particolare, nel 2010, Iride Acqua Gas ha avviato e/o completato i 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.

Il progetto "Interferenti Endocrini nelle acque destinate al consumo umano", svolto in collaborazione con alcune Università italiane (Genova, Pisa, Trento), l'Istituto Superiore di Sanità (ISS), e altri acquedotti italiani (Genova, Como, Firenze, Bari, Torino, Bologna) ha come finalità la messa a punto di un metodo di valutazione da parte dei gestori di acquedotti della vulnerabilità delle proprie risorse per la presenza di ED, che prevede l'utilizzo di test diversi, in parte eseguibili direttamente dal gestore in parte da strutture di riferimento.

Nel corso del 2010 il progetto ha proseguito le campagne di monitoraggio nei sei casi studio individuati (presso gli acquedotti di Genova, Torino, Bari, Como, Bologna e Firenze), ottimizzando nel contempo sia le tecniche chimiche che biologiche messe specificatamente a punto per il progetto nel corso dell'anno precedente. Stati di avanzamento dell'attività del Gruppo di lavoro sono stati presentati in occasioni ufficiali e pubblicati in riviste nazionali e internazionali. E' prevista la conclusione delle attività del Gruppo nel 2011, e in particolare sarà organizzato un convegno sulla specifica tematica, che illustrerà i risultati ottenuti ed evidenzierà l'impegno dedicato alla tematica dal Gruppo e da Fondazione AMGA.

#### *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. Questa metodologia permette anche di affrontare il percorso indicato dai criteri elaborati nell'ambito dei Water Safety Plans, per la parte di rischio microbiologico.

In collaborazione con l'Istituto Superiore di Sanità sono state redatte schede per la maggior parte dei patogeni di interesse acquedottistico, relative alla identificazione delle condizioni di rischio in funzione delle caratteristiche territoriali e strutturali. Inoltre con il Dipartimento di Scienze dell'Ambiente e della Vita dell'Università del Piemonte Orientale sono stati messi a punto metodi microbiologici per la ricerca dei patogeni individuati come prioritari, attualmente trasferiti al Laboratorio Iride Acqua Gas e quindi impiegati per approfondire le conoscenze sulla contaminazione microbiologica delle acque in gestione al Gruppo Iren.





#### *Asset Management: modelli decisionali in presenza di incertezza o indisponibilità di dati*

Il progetto è nato dalla necessità dei gestori di programmare gli investimenti sulle infrastrutture di acquedotto e fognatura, tenendo conto del loro impatto sui livelli di servizio e affrontando in modo sistematico il problema delle incertezze sui dati disponibili.

Gli strumenti a supporto del decisore sono condizionati dall'incertezza di dati in ingresso, dai modelli utilizzati e dai parametri assunti; il progetto ha previsto l'identificazione delle tipologie di incertezza e la loro quantificazione, valutandone l'impatto sugli output dei modelli e sviluppando metodologie finalizzate a ottenere le migliori soluzioni possibili.

#### *Modello decisionale per la gestione delle risorse idriche*

La gestione dei sistemi idrici basati su fonti di approvvigionamento multiple implica processi decisionali complessi, che tengano in considerazione le richieste di consumo, le implicazioni energetiche, i requisiti di qualità dell'acqua fornita, le disponibilità contingenti e previste.

Il progetto ha previsto l'implementazione di un modello matematico, applicato al sistema idrico genovese, comprendendo tutti gli elementi del sistema di approvvigionamento e distribuzione e consentendo di applicare strategie di gestione delle risorse idriche in condizioni ordinarie e di emergenza.

#### *Definizione di linee guida per la realizzazione di un sistema di trattamento di acque reflue urbane e fanghi*

Il progetto ha compreso uno studio propedeutico alla progettazione di un nuovi sistemi depurativi che possano centralizzare il trattamento di parte delle acque e dei fanghi di alcune zone limitrofe in area urbana. Le tecnologie applicabili sono state analizzate con l'obiettivo di ottenere il miglior risultato possibile per ciò che attiene alla qualità dell'acqua depurata, la valorizzazione energetica, la gestione dei fanghi destinati allo smaltimento finale e alla eliminazione degli odori molesti.

#### *Modelli di analisi e stima dell'elasticità della domanda al prezzo*

Il progetto si è proposto di effettuare un'analisi econometrica della domanda di acqua, in particolare del parametro elasticità, per usi domestici (se possibile anche per usi industriali e/o agricoli), realizzando in via propedeutica un database sui volumi e sulla struttura tariffaria a livello comunale in Italia, integrati con altre informazioni di carattere socio-economico.

## AREA EMILIA

I temi della Ricerca e Sviluppo relativi alle SPL Iren Ambiente e Iren Emilia si sono focalizzati principalmente sui temi dell'utilizzo delle risorse energetiche rinnovabili, sulla razionalizzazione dei consumi energetici, sul trattamento dei rifiuti e dei residui di trattamento, sul controllo del benessere ambientale, sullo sviluppo di nuovi materiali e sulla conversione in energia elettrica.

Attenzione è dedicata agli sviluppi dei nuovi materiali da impiegare nelle celle fotovoltaiche per la generazione di energia elettrica. Attualmente sono poste sotto osservazione centraline basate sullo sfruttamento delle biomasse associate a turbine o a motori primari di piccole dimensioni per la generazione distribuita di energia. Sono costantemente proposte nuove soluzioni di generazione integrata con diversi metodi di produzione, tipicamente solare in abbinamento con l'eolico o la biomassa, in modo da poter sfruttare la fonte che in quel momento risulta più conveniente. Anche il risparmio energetico è oggetto di un'attività di ricerca approfondita. L'abbinamento di diversi impianti disposti in modo tale che ognuno sfrutti l'energia non utilizzata dall'altro (cogenerazione, cicli combinati) consente recuperare energia che altrimenti verrebbe persa.

Un'importante settore di ricerca è costituito dallo sviluppo di algoritmi di ottimizzazione e di controllo di gestione di impianto. La conversione in energia elettrica richiede infatti una costante attenzione verso lo sviluppo di generatori adatti allo scopo (generatori per impianti eolici) ed alle architetture dei convertitori statici e dei rispettivi sistemi di regolazione che consentono di allacciare impianti di produzione di fonti eterogenee alla rete di distribuzione nazionale in modo che le diverse fonti energetiche possano essere sfruttate al meglio.

L'attività di ricerca nel settore delle fonti rinnovabili e del risparmio energetico non manca di riguardare il settore idrico in tutte le sue componenti, da una corretta gestione delle risorse allo sfruttamento in tutte le sue varie componenti.

Lo studio del trattamento dei rifiuti e dei residui come fonte energetica alternativa è un'ulteriore linea di azione delle attività Ricerca e Sviluppo.

Ultimo, ma non in ordine di importanza, il settore della mobilità elettrica, dello studio e sviluppo di delle Smart Grid e della loro sostenibilità.

## ORGANIZZAZIONE

L'evento più significativo dell'anno 2010 è stato il completamento del percorso di fusione per incorporazione di Enia S.p.A. in Iride S.p.A. che ha dato origine, a partire dal 1° luglio 2010, al Gruppo Iren, le cui azioni sono quotate nei mercati regolamentati gestiti da Borsa Italiana.

L'architettura del nuovo Gruppo prevede:

- Una Holding industriale (Iren S.p.A.), che attraverso le Direzioni/Staff centrali:
  - esercita funzioni di indirizzo e coordinamento, mediante la definizione di linee guida strategiche, di indirizzi gestionali, l'allocazione delle risorse e il coordinamento dei diversi settori di business di Gruppo
  - svolge direttamente alcune attività operative per le diverse società del Gruppo
  - svolge le attività in service per le diverse società del Gruppo garantendo il presidio della reale integrazione del gruppo.
- Cinque Società di primo livello, controllate al 100% dalla Holding industriale, che gestiscono le filiere dei singoli business, attraverso strutture organizzative idonee alla gestione dell'operatività, e agiscono nei rispettivi settori di mercato sia direttamente sia tramite società da loro controllate o partecipate.

In particolare le Società di primo livello sono le seguenti:

- Iren Energia S.p.A. (con sede a Torino), capo filiera dei business "energia" e "servizi tecnologici", gestisce, direttamente e/o tramite partecipate, gli impianti di produzione di energia elettrica/cogenerazione energia-calore e di distribuzione di energia elettrica e calore e le attività relative ai servizi tecnologici (impianti termici ed elettrici, illuminazione pubblica e semafori, facility e fleet management, ecc. esclusi ICT) sia per clienti esterni che interni;
- Iren Acqua Gas S.p.A. (con sede a Genova), capo filiera del business "idrico", gestisce, direttamente e/o tramite partecipate, i servizi idrici integrati;
- Iren Mercato S.p.A. (con sede a Genova), capo filiera del business "mercato", gestisce, direttamente e/o tramite partecipate, le attività di approvvigionamento, trading e commercializzazione di energia elettrica, calore, gas e servizi energetici;
- Iren Emilia S.p.A. (con sede a Reggio Emilia), capo filiera del business "gas", gestisce, direttamente e/o tramite partecipate, le attività di distribuzione del gas, i servizi ICT/TLC e i servizi di igiene ambientale;
- Iren Ambiente S.p.A. (con sede a Piacenza), capo filiera del business "ambiente", gestisce, direttamente e/o tramite partecipate, gli impianti di trattamento e smaltimento rifiuti e quelli da fonti rinnovabili (biomasse, eolica, solare, geotermica, ecc. ad esclusione di quelli da fonte idroelettrica)

Il coordinamento delle società di primo livello e del relativo settore di business spetta agli Organi Delegati della Capogruppo così come definito dallo Statuto di Iren S.p.A..

Le società di primo livello hanno, invece, il "coordinamento funzionale" sulle filiere di business di competenza anche in società territorialmente diversificate, intervenendo principalmente su aspetti quali, ad esempio, il business development (sviluppo extra territori, gestione gare), il budget e i piani pluriennali, le politiche tariffarie e di investimento, la ricerca e l'innovazione, gli standard operativi e progettuali, ecc.

Tra i progetti importanti attivati all'interno del Gruppo oltre alle attività di riorganizzazione post fusione merita segnalare l'avvio del progetto di revisione delle valutazioni delle posizioni dirigenziali, dei quadri e dei professionals attraverso il metodo Hay.

## PERSONALE

Al 31 dicembre 2010 risultavano in forza al Gruppo Iren 4.752 dipendenti, in riduzione del 3,4% rispetto al 31/12/2009 proforma, quando erano 4.917. Nella tabella seguente si riporta la consistenza degli addetti al 31 dicembre 2010, suddivisa per Holding e Società di Primo Livello (con relative controllate).

Società	Organico al 31.12.2010
Iren S.p.A.	270
Iren Acqua Gas e controllate	1.049
Iren Ambiente e controllate	241
Iren Emilia e controllate	1.711
Iren Energia e controllate	1.045
Iren Mercato e controllate	436
<b>Totale</b>	<b>4.752</b>

La riduzione avvenuta nel 2010 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 64 unità;
- alla cessione di ramo di Tema srl per un organico pari a -80 e all'acquisizione di Undis Servizi Srl per un organico pari a +13, operazioni realizzate entrambi da Iren Ambiente e che hanno prodotto complessivamente un decremento di 67 unità;
- alla classificazione tra le attività detenute per la negoziazione di Aquamet per un organico pari a -34 unità.

Si evidenzia che dal 31/12/2009 l'organico si è ridotto complessivamente di 165 unità.

## FORMAZIONE

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

Nel tempo la formazione ha sempre più assunto il carattere di *life-long learning*, ovvero continua, flessibile e interattiva. Essa è intesa come un costante processo di apprendimento individuale e collettivo, attraverso il quale vengono sviluppati i comportamenti, le competenze ed i valori culturali del Gruppo e nel contempo vengono accresciuti il senso di appartenenza e la qualità del lavoro e delle relazioni.

Nel 2010 le ore/uomo legate a iniziative di formazione e addestramento realizzate a vario titolo dal Gruppo Iren sono risultate pari a circa 90.000. Tale valore non include le ore relative ad affiancamenti e autoformazione non strutturati e le ore dedicate alla formazione di imprese ed enti terzi.

Fra le iniziative si evidenziano:

- sul territorio emiliano, il progetto rivolto al gruppo del pronto intervento ed emergenze gas, realizzato in modalità *blended*, ovvero formazione tradizionale d'aula e formazione a distanza attraverso l'utilizzo di una piattaforma denominata "Accademia delle Energie", creata per integrare e trasformare i luoghi di formazione tradizionali in Ambienti Estesi di Apprendimento Permanente, implementata e popolata in corso d'anno;
- sul territorio genovese, il progetto "Formazione al ruolo degli Assistenti", finalizzato a favorire la crescita professionale, in una logica di sinergia e allineamento con la mission aziendale, e focalizzato sulle aree di competenza relazionali, interpersonali, manageriali ed organizzative;
- sul territorio torinese, il progetto rivolto agli Assistenti impegnati nella realizzazione del nuovo impianto di cogenerazione a Torino Nord, con la realizzazione di due moduli, uno orientato allo sviluppo delle capacità di collaborazione e di problem solving, attivato in modalità *outdoor*, ed uno con un "focus" sulla negoziazione.

A fine novembre è stata avviata la rilevazione dei fabbisogni formativi per l'anno 2011, utilizzando una metodologia comune a livello di Gruppo, con l'utilizzo di questionari e interviste strutturate, che hanno coinvolto Dirigenti e Responsabili.



## SISTEMI INFORMATIVI

Il 2010 è stato caratterizzato anche per i Sistemi Informativi dal processo di fusione e dalle conseguenti riorganizzazioni delle responsabilità che hanno visto la costituzione di una Direzione Sistemi Informativi e TLC di Holding con competenze operative sui sistemi a supporto dei processi trasversali e di supporto al gruppo.

Le attività realizzate dalla Direzione Sistemi Informativi in particolare sono state orientate soprattutto a dare la garanzia della continuità operativa alle diverse società del Gruppo attraverso la realizzazione di procedure automatiche di interfacciamento tra i sistemi contabili preesistenti. E' stato, inoltre, sviluppato il nuovo sistema per la gestione degli aspetti amministrativi, di controllo, logistici, di tesoreria e di consolidato civilistico della capogruppo Iren S.p.A. e adeguati ai nuovi assetti organizzativi gli ambienti applicativi di Iren Emilia S.p.A. e Iren Ambiente S.p.A..

In parallelo è stato raggiunto l'obiettivo di sistema unico per il calcolo del cedolino paga di tutto il personale del Gruppo, l'implementazione del nuovo processo di gestione della corrispondenza in ingresso ed in uscita per holding, l'integrazione dei sistemi di posta elettronica, oltre che la implementazione dei necessari sistemi infrastrutturali per Iren S.p.A.

Sul piano delle tecnologie si è proceduto alla interconnessione su rete privata delle principali sedi del Gruppo e la realizzazione di sistemi di videoconferenza, all'integrazione dei sistemi telefonici con possibilità di reindirizzamento delle chiamate da parte dei centralini a tutti gli utenti telefonici del gruppo nonché opzione di connessione tra utenti del Gruppo attraverso composizione di numero breve senza utilizzo della rete pubblica.

Per quanto riguarda i sistemi di fatturazione (bollettazione) ai clienti finali sono state effettuate le modifiche conseguenti alla riorganizzazione derivante dalla fusione; per quanto riguarda i progetti avviati da Iride e Eni relativi alla separazione fisica della banche dati delle Società di Distribuzione e Vendita dei settori elettrico e gas, si è avviato uno studio per integrare e razionalizzare le attività in corso in modo da favorire la convergenza su un'unica piattaforma applicativa ed evitare la duplicazione degli interventi.

E' stato impostato il disegno architettonico complessivo dei sistemi informativi di Gruppo con l'obiettivo di omogeneizzare e razionalizzare le soluzioni presenti nelle diverse Società e rendere l'architettura conforme alle disposizioni normative.

# QUALITÀ, AMBIENTE E SICUREZZA

## QUALITÀ

Tutte le società di primo livello 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.

Le SPL torinesi e genovesi, insieme con le loro controllate, hanno implementato nell'anno 2010 un sistema di gestione per tutelare la sicurezza delle informazioni aziendali, ai sensi dello standard internazionale ISO 27001, anche per garantire al Dirigente Preposto un efficace governo del flusso di dati contabili. Tale sistema consiste nel valutare i rischi a cui le attività di business e gli strumenti utilizzati sono esposti e nel pianificare e implementare le contromisure necessarie a prevenire e gestire i rischi medesimi. Nel corso dell'anno 2011 si intende proseguire nello sviluppare tale sistema di gestione del rischio integrandolo con l'attuale sistema di gestione del rischio operativo-economico-finanziario.

E' stata confermata la Registrazione EMAS (Il Regolamento Comunitario 761/2001 o EMAS Eco-Management and Audit Scheme) per gli impianti di produzione termoelettrica di Moncalieri per l'anno 2010 e convalidato l'aggiornamento della "Dichiarazione Ambientale" relativa all'anno 2009.

Le SPL torinesi insieme con AEM Torino Distribuzione hanno proseguito il percorso verso l'eccellenza EFQM (European Foundation for Quality Management), guidate dall'Agenzia dei Servizi Pubblici Locali, sviluppando progetti di benchmarking sui temi del risparmio energetico e reporting aziendale. Nel corso dell'anno 2011 verrà reiterato il processo di autovalutazione secondo i criteri rivisti dalla edizione 2010 del modello EFQM.

Iren Acqua Gas e Mediterranea delle Acque 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.

Genova Reti Gas è dotata da tempo di un sistema certificato su tutti e tre gli standard.

Inoltre la Società Laboratori Iride Acqua Gas ha realizzato, nel 2009, un Sistema Integrato ed ha ottenuto la certificazione agli standard UNI EN ISO 9001:2008, UNI EN ISO 14001:2004 BS OHSAS 18001:2007.

Le SPL Iren Emilia S.p.A., assieme alle tre società operative territoriali Enìa PR S.r.l., Enìa RE S.r.l. ed Enìa 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, mantenendo la certificazione ai sensi delle norme UNI EN ISO 9001 (Qualità) e UNI EN ISO 14001 (Ambiente).

Nel corso del 2010 sono stati sostenuti con esito positivo l'audit di sorveglianza del sistema di gestione per la qualità e per l'ambiente 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.

Nel corso del 2010 le SPL Iren Emilia e Iren Ambiente sono state impegnate, assieme alle società operative territoriali, nel consolidamento del sistema di gestione per la qualità sull'area di Parma, mediante organizzazione e coordinamento di Gruppi di lavoro specifici, sullo sviluppo della documentazione tecnica, nell'implementazione del sistema di gestione per la qualità per le attività di gestione impianti e reti gas di Piacenza per l'estensione della certificazione ai sensi della ISO 9001 alle stesse, nell'attuazione dell'analisi ambientale preliminare ai sensi della ISO 14001 sull'area di Reggio Emilia per il sito e depuratore di Mancasale, nella conclusione dell'analisi ambientale preliminare ai sensi della ISO 14001 sull'area di Reggio Emilia per il sito Discarica di Poiatica e sito complesso di Via Gonzaga ed, infine, nell'implementazione del sistema di gestione ambientale per le attività connesse al sito di Poiatica.

Il Gruppo Iren per l'anno 2011 opererà, rispetto ai sistemi certificati, nei seguenti ambiti:

- ampliamento dell'ambito di certificazione QAS alle Unità organizzative e asset acquisiti a seguito fusione con ex Enia, per le società in ambito Torino e Genova
- certificazione ai sensi dello Standard OHSAS BS 18001 (Sicurezza) per le Società CAE - Idrotigullio e Amter
- rinnovo e/o mantenimento Accreditemento dei Laboratori di Imperia e Reggio Emilia.

## 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 2010 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.

Sono stati aggiornati i Documenti di Valutazione del Rischi riguardanti le società/strutture interessate dalla fusione Iride - Enia.

E' stata attivata la valutazione del rischio in materia di radiazioni ottiche ionizzanti, mentre sono state predisposte procedure per le Valutazioni dello stress da lavoro correlato.

E' proseguita la verifica degli aspetti di sicurezza inerenti il progetto Torino Nord.

Le attività formative, proseguite in linea con il piano di formazione, hanno visto, tra gli altri, corsi inerenti il ruolo dei dirigenti e preposti, le nuove procedure AEMD relative alla prevenzione del rischio elettrico, le normative in materia di appalti e cantieri, i rischi specifici (alcol e tossicodipendenze).

Sono stati anche formati i nuovi Rappresentanti dei lavoratori per la sicurezza eletti per le società Iren Energia, Iride Servizi e AEM Torino Distribuzione. Per quanto riguarda gli RLS delle Società genovesi a questi, nel corso del 2010, è stato proposto ed erogato l'aggiornamento formativo annuale.

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 necessari 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 servizio 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 SPL, 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 impiego, 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;
- alla diffusione delle informazioni riguardanti l'impatto 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. In particolare, con la pubblicazione del nuovo Regolamento (CE) n. 1221/2009 del Parlamento Europeo e del Consiglio, sull'adesione volontaria delle organizzazioni a un sistema comunitario di ecogestione e audit (EMAS), è stata effettuata l'implementazione dei nuovi contenuti del disposto comunitario nella documentazione della Centrale termoelettrica di Moncalieri;
- al monitoraggio delle prestazioni ambientali delle attività attraverso l'uso di opportuni indicatori per ogni aspetto ambientale significativo;
- al controllo 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, odori e biodiversità;
- 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 specifici corsi di formazione pianificati con cadenza annuale, alle tematiche di carattere ambientale e alle migliori pratiche di gestione degli impianti per garantire il minor impatto ambientale;
- all'implementazione, nei vari siti del Gruppo Iren, del 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 nuovo Gruppo, che nasce proprio dalla visione dei soci di costruire una moderna impresa in grado di produrre ricchezza tutelando l'ambiente e rispettando le aspettative degli stakeholder, prosegue la strada intrapresa in merito alla sostenibilità in quanto la crescita è pianificata ed attuata nel rispetto dei principi della Corporate Social Responsibility (CSR).

Il rispetto e la tutela del territorio, 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 e il territorio.

Il rispetto e la valorizzazione delle persone costituiscono il principio fondamentale a cui si ispirano le politiche del personale del Gruppo. Accrescere le competenze professionali, favorire la creatività e la partecipazione attiva nel rispetto dei diritti fondamentali della persona sono considerati presupposti essenziali per la crescita e lo sviluppo aziendale. L'obiettivo generale è "fare squadra", integrando le competenze e le funzioni individuali all'interno di un sistema basato su regole condivise, mantenendo alta la competitività delle risorse attraverso politiche volte a farne crescere la qualità e la professionalità.

Il Gruppo Iren ha ereditato dai precedenti Gruppi Iride ed Enìa il forte legame con il territorio di riferimento, ponendo particolare attenzione al dialogo e al coinvolgimento dei cittadini e stakeholder come elemento fondamentale per la sostenibilità sociale ed economica.

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. Costituisce inoltre uno strumento di gestione delle performance aziendali, in grado di monitorare i risultati e di individuare gli obiettivi per il futuro in materia di responsabilità sociale d'impresa, in coerenza con il principio del miglioramento continuo.

Il Gruppo Iren predispose il Bilancio di Sostenibilità secondo i "Sustainability Reporting Guidelines & Electric Utility Sector Supplement" elaborati dal Global Reporting Initiative (GRI) nel 2009; 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.



## INFORMAZIONI SULLA CORPORATE GOVERNANCE DI IREN

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

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

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

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

L'attività di direzione e coordinamento svolta dalla Capogruppo Iren S.p.A. nei confronti delle società controllate è espressamente prevista e disciplinata nello statuto di Iren S.p.A. e negli statuti delle Società di Primo Livello. 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 agli articoli 9,10,12,19 e 20 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. 24/2/1999 n. 58 e s.m.i. (Testo Unico della Finanza - TUF).

Si rinvia alle "Relazioni sul governo societario e gli assetti proprietari" ai sensi dell'art. 123-bis del TUF redatte in conformità alla II Edizione del Format diffuso da Borsa Italiana S.p.A. a febbraio 2010 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.

Si segnala che per il 2010, in considerazione del fatto che la fusione per incorporazione di Enìa in Iride è avvenuta con efficacia 1° luglio 2010, sono state predisposte tre Relazioni sul governo societario e gli assetti proprietari: due riferite al primo semestre 2010 (Iride ed Enìa) ed una riferita al secondo semestre 2010 (Iren).

Tali relazioni ed inerenti allegati, ai sensi dell'art. 123-bis, comma 3, 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.grupporen.it](http://www.grupporen.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.

Inoltre, con riferimento alle previsioni introdotte dal Decreto Legislativo del 27 gennaio 2010 n. 27, Iren proporrà ai Soci l'adozione di proposte modificative dello statuto nel corso dell'assemblea dei soci chiamata ad approvare il progetto di bilancio dell'esercizio 2010.

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

- affidenti 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.

## 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](http://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, in occasione della presentazione del progetto di Bilancio





dell'esercizio 2010, hanno presentato al Comitato per il Controllo Interno una relazione di sintesi sulle attività svolte nel secondo semestre 2010, 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.

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.

#### 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 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](http://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" è pubblicato sul sito Iren ([www.gruppoiren.it](http://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 Amministrazione (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 è stato 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.



## ALTRE INFORMAZIONI

### CODICE IN MATERIA DI PROTEZIONE DEI DATI PERSONALI

Si segnala che sono stati assolti gli adempimenti relativi al documento programmatico sulla sicurezza (DPS), in ottemperanza a quanto previsto dall'allegato B del D.Lgs. 196/03 "Codice in materia di protezione dei dati personali", recante disposizioni sulle modalità tecniche da adottare in caso di trattamento di dati sensibili con strumenti elettronici.

### 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, approvata dall'organo di amministrazione e pubblicata congiuntamente alla relazione sulla gestione, comprende le informazioni non richiamate nel precedente capitolo "Corporate Governance", così come previste dai commi 1 e 2 dell'art. 123 del Decreto legislativo 24 febbraio 1998 n. 58 e successive modificazioni ed integrazioni.

# ALLEGATO 1 QUADRO NORMATIVO

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

1) L'art. 23 bis del D.L. 25 giugno 2008 n. 122, convertito in legge, con modificazioni, dall'art. 1, comma 1, L. 6 agosto 2008, n. 133 ha introdotto modifiche sostanziali all'ordinamento vigente in materia di Servizi Pubblici Locali di rilevanza economica, dalle quali traspare l'orientamento verso il superamento delle gestioni svolte direttamente dagli Enti Locali ed il favore per un maggiore coinvolgimento del mercato con apertura alla concorrenza.

Gli aspetti maggiormente rilevanti della disciplina si possono così sintetizzare:

- applicazione a tutti i settori, con prevalenza sulle discipline di settore;
- affidamento della gestione dei Servizi, in via ordinaria, mediante gara ad evidenza pubblica a favore di imprenditori privati;
- solo in via eccezionale, in situazioni che non consentono un utile ricorso al mercato, possibilità di utilizzare altre forme di gestione (società miste - società in house) a condizione di fornire adeguata motivazione della scelta "in deroga", e verifica da parte dell'Antitrust a mezzo di apposito parere;
- divieto, a carico dei gestori che hanno ottenuto l'affidamento senza gara, a sviluppare la loro attività e ad estenderla ad altri settori, neppure mediante la partecipazione a procedure competitive;
- rinvio ad un Regolamento, per la definizione del regime transitorio degli affidamenti che non risultano in linea con le nuove disposizioni.

2) Il D.L. 25 settembre 2009 n. 135 (convertito nella Legge 20 novembre 2009 n. 166), che ha sostanzialmente modificato la disciplina dell'art. 23 bis.

In estrema sintesi le modifiche più rilevanti concernono:

- l'esclusione dal perimetro di applicazione della normativa dei settori dell'energia elettrica, dei trasporti ferroviari regionali, delle farmacie e della distribuzione del gas;
- la possibilità di gestire i servizi pubblici locali mediante società a capitale misto pubblico/privato nelle quali al socio privato sia attribuito almeno il 40% del capitale e lo stesso sia scelto con procedure ad evidenza pubblica che prevedano l'attribuzione di specifici compiti operativi;
- la definizione delle norme per disciplinare il regime transitorio, che prevedono:
  - la scadenza anticipata delle gestioni svolte mediante società in house al 31 dicembre 2011, salvo che, entro tale data, acquisiscano la partecipazione di un socio privato con una quota di almeno il 40% e con le procedure ad evidenza pubblica previste dalle normative a regime;
  - la scadenza anticipata al 31 dicembre 2011 delle gestioni affidate a società miste al cui socio privato non siano attribuiti compiti operativi;
  - la scadenza anticipata al 31 dicembre 2010 delle gestioni diverse da quelle previste nelle suddette disposizioni;
  - la salvaguardia della durata convenzionale delle gestioni affidate, entro il 1° ottobre 2003, a società a tale data quotate in borsa (ed a quelle da queste controllate), a condizione che la partecipazione pubblica scenda ad una quota non superiore al 40% entro il 30 giugno 2013 e non superiore al 30% entro il 31 dicembre 2015.

Le disposizioni dell'art. 23 bis, hanno orientato la disciplina dei Servizi Pubblici Locali di rilevanza economica verso una loro più spinta privatizzazione. Infatti: (i) le gestioni in house cesseranno automaticamente al 31 dicembre 2011, e nuovi affidamenti diretti a tale tipo di società saranno subordinati al verificarsi di una serie di condizioni molto stringenti e di carattere del tutto eccezionale, tali da rendere lo strumento di difficile utilizzazione futura (e in ogni caso circoscritto a situazioni meramente marginali); (ii) le gestioni mediante società miste pubblico-private riconosceranno un ruolo di maggiore peso al socio privato, prevedendo che lo stesso acquisisca una partecipazione non inferiore al 40% del capitale sociale e che allo stesso siano conferiti compiti operativi. Alla luce delle indicazioni contenute nella Comunicazione Interpretativa della Commissione CE dal 5 febbraio 2008 in materia di partenariato pubblico - privato, il contributo richiesto al partner privato in seno all'entità a capitale misto può consistere nell'esecuzione di prestazioni operative e/o nel suo contributo amministrativo alla gestione della medesima entità. In definitiva, il partner privato deve apportare un contributo specifico e qualificato alla gestione dell'attività, che lo differenzi dalla posizione di un qualsiasi socio puramente "finanziario", contributo che può estrinsecarsi nella sua attiva partecipa-



zione alla governance della medesima, mediante l'esercizio di adeguati poteri gestionali in seno ai propri Organi amministrativi.

Con D.P.R. 7 settembre 2010, n. 168, è stato approvato il regolamento in materia di servizi pubblici locali di rilevanza economica, a norma dell'art. 23 - bis del decreto legge n. 112/2008. In detto regolamento si conferma che le disposizioni dell'art. 23 - bis non si applicano ai servizi già regolati da apposite discipline di settore, fra i quali la distribuzione di energia elettrica e del gas. L'art. 2 del regolamento stabilisce che gli enti locali, con delibera quadro da adottarsi entro dodici mesi dalla data di entrata in vigore, verifichino la realizzabilità di una gestione concorrenziale dei servizi pubblici locali, limitando l'attribuzione di diritti di esclusiva ai casi in cui la libera iniziativa economica privata non risulti idonea e liberalizzando in tutti gli altri casi le attività economiche compatibilmente con le caratteristiche di universalità ed accessibilità del servizio. Il predetto regolamento contiene altresì norme per lo svolgimento delle procedure competitive ad evidenza pubblica per l'assegnazione dei servizi pubblici; esso limita inoltre ai casi in cui il valore economico del servizio oggetto di affidamento supera i 200.000 euro l'obbligo di richiedere il parere dell'Autorità garante della concorrenza e del mercato per l'affidamento in house, disciplina l'affidamento di beni e servizi da parte delle società in house ed a partecipazione pubblica, obbliga le società a partecipazione pubblica (ad eccezione di quelle quotate in Borsa) ad adottare criteri e modalità per il reclutamento del personale e per il conferimento degli incarichi, disciplina la cause di incompatibilità fra le funzioni esercitate nell'Ente locale e la gestione dei servizi pubblici. Nel regolamento è anche stabilito che nei contratti di servizio e nelle carte dei servizi sia prevista la possibilità per l'utente o la categoria di utenti che lamenti la violazione di un diritto o di un interesse giuridico rilevante di promuovere la risoluzione non giurisdizionale delle controversie.

La sintetica analisi della disciplina della SPL, risultante a seguito degli ultimi interventi sopra richiamati, consente di esprimere un giudizio sostanzialmente positivo circa l'impatto della medesima sulle prospettive del Gruppo Iren.

In particolare:

- la salvaguardia degli affidamenti assentiti a favore di società quotate (e loro controllate) alla data del 1° ottobre 2003, consolida la gestione del Servizio Idrico Integrato svolta dalla SPL Iren Acqua Gas nell'ATO Genovese, la cui scadenza è fissata al 2032 a condizione che il capitale pubblico sia ridotto nelle percentuali indicate dalla normativa entro i termini fissati; risulta altresì salvaguardata la gestione del servizio di Teleriscaldamento nella Città di Torino, svolto dalla controllata AES Torino S.p.A. qualora tale attività venga assimilata ai Servizi Pubblici Locali di rilevanza economica e la gestione dei servizi idrici e ambientali negli ATO emiliani che di seguito vengono riassunti (settore idrico integrato nella prima tabella ed ambientale nella seconda tabella):

ATO	Regime per idrico	Data di stipula	Data di scadenza
Reggio Emilia	Convenzione ATO/gestore	10 giugno 2004	20 dicembre 2011
Parma	Convenzione ATO/gestore	27 dicembre 2004	30 giugno 2025
Piacenza	Convenzione ATO/gestore	18 maggio 2004	20 dicembre 2011
ATO	Regime per ambiente	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

- gli affidamenti in capo a società miste pubblico-private, partecipate dal Gruppo Iren con quote di minoranza, risultano essere in linea con le nuove disposizioni (e quindi sarebbero salvaguardati fino a scadenza della convenzione con l'Ente affidante), in quanto tali partecipazioni sono state acquisite a seguito di gara ad evidenza pubblica ed al partner privato (società del Gruppo Iren) sono stati attribuiti poteri di governance in linea con i principi stabiliti dalla Comunicazione Interpretativa CE sopra citata;
- l'anticipata scadenza degli affidamenti in capo alle società in house e la previsione che tali società possano conservare gli affidamenti a condizione che una quota del loro capitale (non inferiore al 40%) sia trasferita ad un partner privato (mediante procedura ad evidenza pubblica) può aprire nuove opportunità di sviluppo. Le società del Gruppo Iren (considerato che a carico delle stesse non sussistono vincoli all'acquisizione di nuovi servizi) potranno partecipare alle gare, sia per l'affidamento delle attività dismesse dalle società in house, sia per la scelta del socio privato di società miste risultanti dalla trasformazione delle società in house.



Si segnala che le Regioni: Toscana, Piemonte, Marche, Umbria, Emilia-Romagna, Liguria e Puglia avevano avanzato ricorso avanti la Corte Costituzionale avverso la normativa nazionale di cui all'art. 23 bis del D.L. n. 112/2008 modificato dal D.L. 133/2008 convertito con L. 166/09 per violazione delle autonomie regionale e degli enti locali e la violazione della competenza legislativa concorrente della Regione; tali ricorsi sono stati respinti per infondatezza dei motivi con sentenza n. 325/2010. Con tali ricorsi le Regioni avevano eccepito che la disciplina dell'articolo 23-bis perseguiva finalità poste al di fuori della competenza statale e risultava quindi in contrasto anche con la disciplina comunitaria. Inoltre, lamentavano lesa la potestà delle Regioni, intese come comunità istituzionali, ad intervenire sull'organizzazione dei servizi pubblici locali nei territori di riferimento e per la quale le Regioni sono dotate di specifiche competenze ai sensi dell'articolo 117, comma 4 della Costituzione. Poiché le censure non sono state accolte dalla Suprema Corte, nessun effetto si dovrebbe produrre sulle scadenze delle concessioni così come delineate dall'articolo 23-bis lettera. Inoltre, la Corte Costituzionale con decisione del 12 gennaio 2011 ha deliberato in ordine all'ammissibilità delle seguenti richieste di referendum abrogativo: art. 23 bis D. L. 25 giugno 2008 n. 112 "modalità di affidamento e gestione dei servizi pubblici locali di rilevanza economica" e 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". Il referendum dovrà essere indetto con decreto del Presidente della Repubblica in una data tra il 15 aprile e il 15 giugno 2011, fatto salvo che non vengano indette nel frattempo elezioni anticipate nel qual caso il referendum slitterebbe di un anno.

## DISTRIBUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA

Dal 2008 è in vigore il terzo periodo regolatorio (2008-2011), per il quale l'AEEG ha emanato la delibera 348/07 contenente:

- il Testo Integrato del Trasporto (TIT, Allegato A), che definisce le tariffe per l'erogazione di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica. Tra le novità, si rilevano la sostituzione del sistema delle opzioni tariffarie di distribuzione proposte dal distributore con tariffe definite dall'AEEG applicate obbligatoriamente da tutti i distributori e la previsione di specifici corrispettivi dovuti per prelievi consistenti di energia reattiva;
- il Testo Integrato delle Connessioni (TIC, Allegato B), che definisce le condizioni economiche per l'erogazione delle connessioni ai clienti. Per favorire la concorrenza sul mercato, esonera dal pagamento del diritto fisso per il primo cambio fornitore di energia elettrica nell'anno 2008, anche per tutti quelli successivi dal 2009 (aggiornamento di del. ARG/elt 188/08).

Per le connessioni di impianti di produzione, invece, dal 2009 valgono le nuove regole del Testo Integrato Connessioni Attive (TICA, allegato A alla del. ARG/elt 99/08) e le agevolazioni previste dalla delibera ARG/elt 179/08 a favore dei soli impianti da fonti rinnovabili o da cogenerazione ad alto rendimento.

Per il periodo 2008-2011 vigono anche le nuove regole del Testo Integrato della regolazione della Qualità dei servizi di distribuzione, misura e vendita dell'Energia elettrica (TIQE, Allegato A alla del. 333/07) sulla continuità del servizio elettrico (interruzioni nella fornitura) e la qualità commerciale



del servizio di distribuzione e misura dell'energia elettrica (tempestività nell'esecuzione delle prestazioni richieste, puntualità agli appuntamenti, frequenza delle letture dei consumi).

Per la continuità del servizio elettrico, si segnalano la progressiva introduzione di premi/penalità anche per ridurre il numero medio (in passato solo la durata) delle interruzioni per cliente, nonché, dal 1° luglio 2009, di rimborsi ai clienti BT e MT coinvolti dalle interruzioni "prolungate ed estese" (interruzioni originate a qualunque livello di tensione e per qualunque causa, che durino oltre precisi standard definiti dalla del. 172/07), oltre all'estensione dal 2008 agli utenti connessi in MT con potenza fino a 500 kW dell'obbligo di pagare il corrispettivo CTS, qualora non forniscano al distributore la dichiarazione di adeguatezza dei loro impianti a precisi requisiti tecnici.

Il CTS è sostituito dal 2009 dal CTSM (CTS maggiorato) per alcune tipologie di clienti MT che abbiano richiesto la connessione prima del 16 novembre 2006 e non abbiano inviato la dichiarazione di adeguatezza degli impianti (del. 33/08).

In tema di qualità commerciale, dal 2008 è estesa a tutte le tipologie di lavori e interventi sugli impianti la possibilità di ottenere dal distributore i risarcimenti automatici già previsti in caso di mancato rispetto degli appuntamenti.

Dal 2009 gli indennizzi automatici aumentano in relazione al ritardo di esecuzione della prestazione rispetto allo standard fissato.

Sempre in merito alla qualità commerciale, dall'1 luglio 2009 le nuove regole più stringenti sulla gestione dei reclami e sulla rettifica degli errori di fatturazione (del. ARG/com 164/08) sono state accompagnate da due nuovi livelli specifici che il distributore deve rispettare (tempi di risposta a richieste del venditore di dati tecnici), pena il pagamento di un indennizzo a favore del venditore, che dovrà poi trasferirlo al cliente.

In merito al trattamento orario dei consumi, se ne ricorda la progressiva estensione a tutti i clienti in relazione al piano di installazione di massa dei misuratori elettronici telegestiti per i punti di prelievo BT entro il 2011 (del. 292/06).

Per gestire i flussi sul mercato libero (completamente effettivo dal 1° luglio 2007 con la liberalizzazione anche dei clienti domestici):

- la deliberazione 157/07 ha previsto un modulo che i clienti domestici possono compilare per impedire ai distributori di fornire i loro "dati di base" a potenziali venditori del mercato libero che li richiedano e definito le procedure che i distributori devono seguire per passare i dati nel caso in cui i clienti non ne impediscano il flusso;
- la deliberazione ARG/elt 4/08 ha definito le regole di distacco dei clienti morosi e il rientro nei servizi di maggior tutela o salvaguardia dei clienti di venditori liberi inadempienti verso Terna o il distributore;
- la deliberazione ARG/elt 42/08 ha previsto le regole per la gestione del processo di "switching" del cliente (passaggio da un venditore a un altro).

A sostegno delle famiglie economicamente e/o fisicamente disagiate (presso la cui abitazione sono presenti persone che utilizzano apparecchiature elettro-medicali necessarie al sostenimento in vita), il D.M. 28 dicembre 2007 ha previsto il "bonus elettrico", vale a dire uno sconto sulla spesa annua di energia elettrica, il cui valore annuo viene aggiornato dall'AEEG (del. ARG/elt 191/08 per l'anno 2009 e del. ARG/elt 211/09 per il 2010). E' stato successivamente riconosciuto (del. ARG/elt 19/09) anche alle famiglie numerose il bonus, a fronte delle modifiche introdotte con il D.L. n. 185/08.

La deliberazione ARG/elt 117/08 dell'AEEG ha definito il funzionamento di tale sconto e posto in capo ai distributori la gestione del bonus, che arriva nella bolletta del venditore intestata ai clienti la cui richiesta presentata ai Comuni di residenza (oppure ad altri istituti da questi designati) è stata accettata.

Il bonus, riconosciuto retroattivamente per il 2008 ai clienti aventi i requisiti che ne hanno fatto richiesta entro il 30 giugno 2009, è pienamente in vigore dal 2009.

## VENDITA DI ENERGIA ELETTRICA

### *Decreto Ministero Sviluppo Economico 29 aprile 2009*

Il decreto stabilisce le linee guida della riforma del mercato elettrico introdotte dalla legge anti-crisi del 28 gennaio 2009 n. 2 affrontando tematiche riguardanti le nuove regole di dispacciamento e la procedura di selezione delle risorse nella fase di programmazione dell'MSD e nel mercato di bilanciamento (MB). Tale decreto fissa le condizioni per la determinazione del prezzo nel Mercato del Giorno Prima (MGP) e prevede che nel Mercato Infragiornaliero il prezzo dell'energia sia determinato in base a un meccanismo di negoziazione continua. Inoltre introduce alcune regole in merito alla

trasparenza dei mercati e richiede che siano attuate le misure necessarie per promuovere la concorrenza nelle zone dove si verificano anomalie dei mercati.

*Decreto Ministeriale del 16 aprile 2009*

Con il decreto 2009 si approvano le modifiche alla disciplina del mercato elettrico che introducono i Mercati Infragiornalieri (MI1 e MI2), in sostituzione del precedente Mercato di Aggiustamento (MA1). Inoltre si approvano alcuni cambiamenti al mercato a termine "MTE", a semplificazione dell'operatività e aumentando i prodotti negoziabili. Il 1° novembre 2009 è entrata in vigore la nuova Disciplina del Mercato Elettrico che introduce il mercato infragiornaliero ed il 1° gennaio 2010 sono entrate in vigore le nuove regole per il mercato MSD.

*Delibera ARG/elt/97/08*

L'AEEG con delibera 97/08 aveva imposto a far data dal 31 luglio 2008 l'inserimento nell'elenco delle unità essenziali per la sicurezza del sistema gli impianti produttivi connessi con le reti di trasmissione della Sardegna e della Sicilia. Contro tale provvedimento alcuni operatori avevano opposto ricorso. In data 23 ottobre 2008 il TAR Lombardia ha accolto nel merito tali ricorsi annullando la sopraccitata delibera. Riguardo al ricorso sulla 97/08 sono attese per marzo novità in merito al ricorso verso Enel, dopo il quale anche Edipower richiederà lo stesso trattamento.

*Delibera ARG/elt/52/09*

La delibera ARG/elt 52/09 introduce nuove regole in tema di regolazione degli impianti ritenuti essenziali. Definisce i criteri in base ai quali gli impianti debbano considerarsi essenziali per il fabbisogno energetico nazionale, le condizioni in base alle quali i soggetti che dispongono degli impianti sono tenuti a presentare le offerte e meccanismi puntuali volti ad assicurare contestualmente un'adeguata remunerazione del produttore e la minimizzazione dei costi al sistema.

L'AEEG ha imposto a Terna di comunicare agli operatori interessati gli elenchi degli impianti essenziali che, a partire dal 1° gennaio 2010, sono vincolati a formulare offerte con le modalità indicate. Terna ha comunicato (in data 15 ottobre 2009) quanto sopra ai vari operatori, tra cui Edipower per la centrale di San Filippo del Mela, la quale ha aderito alla richiesta, scegliendo le modalità alternative proposte nella delibera (prezzo di offerta in MSD per le quantità ritenute essenziali pari al prezzo di un turbogas a ciclo aperto). Edipower e altri operatori hanno presentato ricorso contro la delibera 52/09 sostenendo che sia dannosa per gli equilibri del mercato. A fronte di tale ricorso non è ancora stata emessa alcuna sentenza, pertanto a partire dal 1° gennaio 2010 le unità produttive di San Filippo sono state offerte con le nuove modalità. Con provvedimento dell'Autorità garante della concorrenza e del mercato in data 30 dicembre 2010 sono stati accolti gli impegni di Edipower, a conclusione del procedimento n. 1721 senza accertamento di infrazione, che prevedono, fra l'altro, l'adesione di Edipower al "regime ordinario" di cui all'art. 65 dell'Allegato A alla delibera AEEG n. 111/06, come modificata dalla delibera ARG/elt 52/09. Tale regime prevede vincoli alle offerte formulate dall'impianto sia sui mercati del giorno prima e infragiornaliero, sia sul mercato dei servizi di dispacciamento. L'impegno di Edipower si estende ad accettare effetti equivalenti a quelli di cui sopra nel caso in cui la citata disciplina sulle unità essenziali dovesse modificarsi anche a causa di eventuale accoglimento dei ricorsi pendenti relativi alla delibera ARG/elt 52/09.

*Delibera ARG/gas/151/08*

A partire dall'aprile 2009, per agevolare i consumatori nel confronto e nella valutazione delle diverse offerte di fornitura di energia elettrica, l'AEEG ha messo a disposizione il cosiddetto "Trova offerte", un sistema di ricerca via Internet, che consente di visualizzare le offerte dei venditori che operano nella zona ed individuare quelle più adatte alle proprie esigenze, ottenendo una stima della spesa annua in base alle diverse offerte. I venditori scelgono volontariamente di aderire al "Trova offerte". A tutela dei consumatori, l'AEEG ha però stabilito che, per poter partecipare, i venditori devono essere stati ammessi all'elenco delle imprese di vendita qualificate che soddisfano alcuni requisiti di affidabilità, stabiliti dalla stessa Autorità. Iren Mercato è stata ammessa all'elenco di cui sopra ed inoltre ha aderito al sistema del "Trova offerte".

*Delibera ARG/com/164/08*

Dal 1 luglio 2009 ha trovato completa applicazione il testo integrato sulla qualità dei servizi di vendita di energia elettrica e di gas naturale (TIQV) - ARG/com 164/08.

Le principali novità introdotte sono:

- due nuovi indicatori specifici di qualità, ossia il tempo massimo di risposta motivata ai reclami scritti ed il tempo massimo di rettifica di doppia fatturazione;
- un ulteriore indicatore generale di qualità, ossia la percentuale minima di risposte motivate a richieste di rettifica di fatturazione.

Si segnala che in caso di mancato rispetto degli standard specifici di qualità, il venditore è tenuto a corrispondere al cliente, nella prima fatturazione utile, un indennizzo automatico base pari ad Euro 20.

### *Delibera ARG/ee/35/09*

La delibera AEEG n. 35/09, nell'ambito dell'aggiornamento per il trimestre aprile - giugno delle condizioni economiche del servizio di vendita di maggior tutela ha introdotto alcune modifiche al TIV innalzando la componente di remunerazione dei costi commerciali.

L'AEEG con il documento di consultazione DCO 9/10 ha proseguito la consultazione (scadenza osservazioni entro 14 giugno 2010) sulla proposta di riforma del meccanismo di remunerazione della disponibilità di capacità di generazione elettrica, allo scopo di creare un mercato a termine della capacità.

## CONCESSIONI DI DERIVAZIONE DI ACQUA PER PRODUZIONE DI ENERGIA IDROELETTRICA

La legge 30 luglio 2010, n. 122, di conversione del decreto legge 31 maggio 2010, n. 78, ha disposto la proroga di cinque anni delle concessioni di grandi derivazioni di acqua pubblica per la produzione di energia elettrica, al fine di consentire il rispetto del termine per l'indizione delle gare per l'affidamento di tali concessioni e di garantire un equo indennizzo agli operatori economici per gli investimenti effettuati. La legge prevede una ulteriore proroga di sette anni in aggiunta ai cinque di cui sopra per le concessioni in vigore al 31 dicembre 2010 nel territorio di province da individuarsi con decreto del Ministro dell'economia e delle finanze. Sono stati fatti salvi i canoni aggiuntivi che erano stati versati dai concessionari negli anni 2006 e 2007 a norma della legge finanziaria per il 2006 le cui disposizioni erano state dichiarate incostituzionali con la sentenza della Corte Costituzionale n. 1 del 2008. Le relative somme sono quindi definitivamente trattenute dallo Stato e dai Comuni rivieraschi. La legge di cui trattasi ha infine modificato, a decorrere dal 10 gennaio 2010, le basi di calcolo dei sovracanonici di concessione di derivazione a favore dei Comuni e dei Bacini Imbriferi Montani, fissandole rispettivamente in 28 euro e 7 euro, restando per gli anni successivi l'aggiornamento biennale previsto dall'art. 3 della legge n. 925 del 1980.

## DISTRIBUZIONE GAS

Tra i fatti più significativi intervenuti nel quadro normativo del settore della distribuzione gas nel 2010, vanno ricordati soprattutto i provvedimenti dell'Autorità per l'Energia e il Gas in materia di:

- tariffe di distribuzione e misura
- servizio di distribuzione e misura

### TARIFFE DI DISTRIBUZIONE E MISURA GAS

1) Con la delibera ARG/gas n. 22/09 del 2 marzo, l'Autorità ha modificato e integrato il Testo Unico della regolazione delle tariffe dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo 2009-2012, approvato con la delibera ARG/gas n. 159/08.

Le principali modifiche apportate si riferiscono alle disposizioni che riguardano:

- l'aggiornamento delle componenti tariffarie a copertura dei costi di capitale centralizzati;
- la determinazione del costo storico dei cespiti acquisiti nell'ambito di processi di aggregazione societaria avvenuti successivamente al 31 dicembre 2003;





- le modalità di calcolo del coefficiente di conversione dei volumi misurati di gas;
  - i casi particolari di indisponibilità delle informazioni per la ricostruzione dei dati storici stratificati, ai fini della determinazione del valore delle immobilizzazioni materiali nette.
- 2) Con la delibera ARG/gas n. 79/09 del 30 giugno, l'Autorità ha approvato le tariffe dei servizi di distribuzione e misura del gas per l'anno 2009, in relazione all'avvio del nuovo periodo regolatorio 2009-2012 e al riassetto degli ambiti tariffari, dagli oltre 2000 precedenti ai soli sei già stabiliti con la delibera ARG/gas n. 159/08.

Le nuove tariffe tengono conto anche delle attività aggiuntive poste a carico dei distributori in conformità a quanto stabilito dalle delibere ARG/gas n. 159/08 e n. 69/09 e, in particolare, dell'attribuzione della responsabilità del servizio di misura, ovvero delle funzioni di raccolta, validazione e registrazione delle misure del consumo di gas, prima affidate ai venditori, a garanzia di una maggiore terzietà del servizio e di misure sempre più affidabili e verificabili.

- 3) Con la delibera ARG/gas n. 88/09 del 6 luglio, l'Autorità ha istituito il sistema di compensazione della spesa per la fornitura di gas naturale, a sostegno dei consumatori in condizioni di disagio economico (c.d. bonus gas), elaborato sul modello del bonus elettrico già in vigore e introdotto a seguito dell'emanazione del decreto-legge n. 185/08 (decreto anticrisi). Il sistema è operativo dal 1° novembre 2009, con effetto retroattivo al 1° gennaio, e ha una validità di 12 mesi, rinnovabile. Potranno beneficiarne i clienti domestici diretti e indiretti, presentando domanda al proprio Comune di residenza.
- 4) Con la delibera ARG/gas n. 109/09 del 5 agosto e il successivo comunicato del 26 agosto, l'Autorità ha pubblicato i valori della tariffa di riferimento per l'anno 2010 per i servizi di distribuzione e misura del gas, ossia la tariffa che consente al singolo distributore il raggiungimento del vincolo dei ricavi riconosciuto.

In particolare, con la delibera ARG/gas n. 109/09, l'Autorità ha proceduto alla determinazione:

- della tariffa di riferimento per l'anno 2009 per le 62 imprese distributrici, per le quali si è concluso positivamente il processo di analisi dei dati trasmessi dagli operatori;
  - del relativo ammontare di perequazione bimestrale d'acconto per l'anno 2009, previsto dal Testo Unico della regolazione tariffaria dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo 2009-2012, di cui alla delibera ARG/gas n. 159/08, per le stesse imprese di cui al punto precedente che distribuiscono gas naturale. Tali importi sono poi stati modificati per il quinto e sesto bimestre, dalla delibera Arg/gas 164/09.
- 5) Con la delibera ARG/gas n. 164/09 del 2 novembre, l'Autorità ha apportato alcune modifiche al Testo Unico della regolazione tariffaria dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo 2009-2012, di cui alle delibere ARG/gas n. 159/08, 197/08, 79/09 e 109/09; in particolare:
- è differito dal 30 settembre 2009 al 30 novembre 2010 il termine per il riconoscimento alle imprese di vendita della quota parte del vincolo ai ricavi per la copertura dei costi operativi relativi al servizio di raccolta, validazione e registrazione delle misure del gas nei punti di riconsegna, qualora, nel primo semestre 2009, le attività di lettura siano state svolte dalle imprese di vendita e non dalle imprese di distribuzione;
  - in deroga a quanto stabilito dal Testo Unico della regolazione tariffaria in merito alla determinazione del vincolo ai ricavi ammessi, si definisce una regola transitoria, per l'anno 2009 e per le località non in avviamento (cioè a regime), per il calcolo del numero di punti di riconsegna attivi effettivamente serviti da ciascuna impresa distributrice;



- si rettifica, infine, il valore della componente del vincolo ai ricavi a copertura dei costi operativi relativi alla funzione di raccolta, validazione e registrazione delle misure per l'impresa distributrice, che risulta ora pari a 2,85 Euro/PdR e non più a 2,95 Euro/PdR.
- 6) Con la delibera VIS n. 169/09 del 21 dicembre 2009, l'Autorità ha pubblicato i risultati dell'indagine conoscitiva avviata con la delibera ARG/gas n. 79/09 e finalizzata alla verifica delle informazioni trasmesse dalle imprese distributrici di gas naturale e di gas diversi dal naturale per la determinazione delle tariffe di riferimento per l'anno 2009.
- 7) Con la delibera ARG/gas n. 197/09 del 21 dicembre 2009, in esito all'indagine conoscitiva di cui alla citata delibera VIS n. 169/09, l'Autorità ha approvato i valori delle componenti di società e di località delle tariffe di riferimento per il servizio di distribuzione del gas, per l'anno 2009, di numerosi operatori. Con lo stesso provvedimento, l'Autorità ha accolto parzialmente alcune richieste delle Associazioni di categoria, tra cui l'ANIGAS, in merito all'introduzione di un meccanismo di recupero del mancato ricavo connesso al meccanismo di gradualità introdotto per il riconoscimento degli ammortamenti. In particolare, pur ritenendo che non sembrano sussistere i fondamenti logici e teorici per l'applicazione di differenti metodologie alla valorizzazione del capitale investito e alle relative quote di ammortamento, l'Autorità ha stabilito:
- l'applicazione della gradualità al valore dei cespiti della singola località e non più all'intero esercente;
  - un allungamento, ai fini tariffari, della vita utile dei cespiti, per compensare gli effetti dell'applicazione del meccanismo della gradualità anche alla quota di ammortamento e garantire comunque il ritorno degli investimenti.

Ai fini delle determinazioni tariffarie relative all'anno 2009, il meccanismo di gradualità sarà mantenuto fino alla determinazione definitiva, che dovrebbe intervenire entro il 31 luglio 2010. Tuttavia, in sede di tale determinazione definitiva e a seguito delle risultanze delle ulteriori verifiche da svolgere, l'Autorità dovrà verificare l'effettiva sussistenza delle condizioni per l'attivazione del medesimo meccanismo di gradualità, prevedendo che l'eventuale recupero dei mancati ricavi sia effettuato nell'ambito dei meccanismi di perequazione relativi all'anno 2010.

- 8) Con la delibera ARG/gas n. 206/09 del 29 dicembre, l'Autorità ha approvato, per l'anno 2010:
- i valori delle componenti di società e di località delle tariffe di riferimento;
  - le tariffe obbligatorie per i servizi di distribuzione e misura del gas naturale;
  - le opzioni tariffarie per i servizi di distribuzione e misura di gas diversi dal naturale;
  - l'ammontare di perequazione bimestrale d'acconto dei ricavi relativi al servizio di distribuzione.

In particolare, le tariffe di riferimento, le opzioni tariffarie e gli importi di perequazione bimestrale d'acconto per l'anno 2010 sono stati approvati in via definitiva per gli operatori, per i quali, con delibera n. 197/09, l'Autorità ha approvato le tariffe di riferimento per l'anno 2009.

Inoltre, l'Autorità ha aggiornato i valori delle componenti a copertura dei costi operativi relativi al servizio di misura e alla commercializzazione dei servizi di distribuzione e misura del gas e ha confermato il valore della componente tariffaria destinata alla copertura dell'incremento del numero di letture di *switch* rispetto all'anno 2006 a 0,1 Euro per punto di riconsegna per anno. L'Autorità prevede di rideterminare le relative tariffe di riferimento e le opzioni tariffarie per l'anno 2010, qualora in sede di rideterminazione delle tariffe di riferimento per l'anno 2009, da effettuarsi entro il 31 luglio 2010, non sia stata verificata la sussistenza delle condizioni per l'attivazione del sopra citato meccanismo di gradualità. La delibera prevede inoltre lo slittamento di un anno, cioè a partire dal 2011, dell'introduzione del metodo MEAV per la valorizzazione a costi standard degli investimenti ai fini tariffari, nelle more della definizione del relativo prezzario da parte dell'Autorità.

Pertanto, ai fini degli aggiornamenti annuali per la valutazione dei nuovi investimenti:

- gli investimenti relativi agli anni 2008 e 2009 sono valutati a piè di lista;
- gli investimenti relativi all'anno 2010 saranno anch'essi valutati a piè di lista. Qualora il costo effettivamente sostenuto dall'impresa sia superiore al costo standard fissato dall'Autorità, l'impresa distributrice è tenuta a giustificare lo scostamento;
- a partire dall'anno 2011, gli investimenti saranno valutati a costi standard, sulla base di un prezzario, che sarà definito dall'Autorità con il criterio del "MEAV"- *Modern Equivalent Asset Value*, basato sul concetto di costo di sostituzione a nuovo.



- 9) delibera ARG/gas 115/10 del 28 luglio 2010 - Aggiornamento delle tariffe dei servizi di distribuzione e misura del gas per l'anno 2010.  
Con questa deliberazione, prendendo a riferimento i valori tariffari 2009 approvati in via definitiva con la deliberazione ARG/gas 114/10, l'AEEG ha rideterminato per il 2010:
- le tariffe di riferimento di cui all'articolo 22 e all'articolo 85 della RTDG;
  - le opzioni tariffarie per i servizi di distribuzione e misura di gas diversi dal naturale di cui all'articolo 86 della RTDG;
- 10) delibera ARG/gas 195/10 del 5 novembre 2010 - Rideterminazione, per errori materiali, delle tariffe dei servizi di distribuzione e misura del gas per l'anno 2009.  
Con questa deliberazione l'AEEG ha:
- rideterminato le tariffe di riferimento per l'anno 2009 al fine di completare l'iter dei meccanismi perequativi per tale anno;
  - rettificato le opzioni tariffarie per il servizio di distribuzione e misura di gas diversi dal naturale di cui all'articolo 86 della RTDG per l'anno 2009;
  - rimandato a successivo provvedimento la definizione delle tariffe di riferimento per l'anno 2010, da adottarsi in tempo ai fini della determinazione degli importi di perequazione;
- 11) delibera ARG/gas 235/10 del 14 dicembre 2010 - Aggiornamento per l'anno 2011 delle tariffe obbligatorie per l'erogazione dei servizi di distribuzione e misura del gas naturale e delle opzioni tariffarie per il servizio di distribuzione e misura di gas diversi dal naturale a mezzo di reti canalizzate. Avvio di procedimento per il riesercizio del potere di regolazione tariffaria in conformità con le sentenze del TAR Lombardia, Sez. III, 11 ottobre 2010, nn. 6912, 6914, 6915 e 6916. Disposizioni in materia di opzioni tariffarie per il servizio di distribuzione e misura di gas diversi dal naturale a mezzo di reti canalizzate per l'anno 2010.  
Con questa deliberazione l'AEEG ha:
- avviato un procedimento finalizzato all'adozione di modifiche alla regolazione vigente in tema di determinazioni tariffarie per l'erogazione dei servizi di distribuzione e misura del gas naturale e di altri gas al fine di ottemperare alle sentenze del Tribunale Amministrativo Regionale per la Lombardia nn. 6912, 6914, 6915 e 6916 del 2010;
  - approvato le tariffe obbligatorie di cui al comma 35.1 della RTDG per l'anno 2011;
  - sospeso, in attesa dello svolgimento del procedimento di cui al punto precedente, la determinazione delle tariffe di riferimento per l'anno 2011;
  - pubblicato le opzioni tariffarie per il servizio di distribuzione e misura di gas diversi dal naturale di cui all'articolo 86 della RTDG per l'anno 2010 e per l'anno 2011, disponendo:
    - per alcune imprese e per alcuni ambiti l'applicazione provvisoria, per gli anni 2010 e 2011, delle opzioni tariffarie determinate per l'anno 2009 in attesa di necessari approfondimenti sui dati inviati;
    - per alcune imprese e per alcuni ambiti l'applicazione provvisoria, per l'anno 2011, delle opzioni tariffarie determinate per l'anno 2010 in attesa di necessari approfondimenti sui dati inviati.

#### ACCERTAMENTO SICUREZZA IMPIANTI DI UTENZA A GAS

Con la delibera ARG/gas n. 32/09 del 25 marzo 2009, l'Autorità ha differito ad un successivo provvedimento la data di avvio degli accertamenti sulla sicurezza degli impianti di utenza a gas riattivati e/o modificati, originariamente prevista per il 1° aprile 2009, di cui al Titolo III del relativo regolamento, approvato con la delibera n. 40/04. In questo modo, l'Autorità ha anche accolto l'istanza presentata dalle Associazioni di categoria, tra cui l'ANIGAS, in considerazione dell'incertezza del quadro normativo di riferimento, dovuta all'assenza dei decreti attuativi del D.M. del Ministero dello Sviluppo Economico n. 37/08, che ha introdotto una sostanziale revisione della Legge n. 46/90 e della legislazione in tema di sicurezza degli impianti di utenza a gas, e alla necessità di un'armonizzazione delle disposizioni della delibera n. 40/04 con quelle dello stesso D.M. n. 37/08. Dal differimento dei termini stabilito dalla delibera n. 32/09, resta comunque escluso il caso di riattivazione della fornitura di gas sospesa a seguito di dispersione di gas rilevata sull'impianto di utenza dal servizio di pronto intervento. Rimane, infatti, in vigore la norma della delibera n. 40/04 che consente al distributore di attivare la fornitura a fronte del ricevimento dell'apposito documento (c.d. modulo E), fornito dal cliente finale.

Valgono inoltre le norme del Testo Unico della continuità e sicurezza del servizio di distribuzione del Gas (del. 120/08) sulla continuità del servizio gas (interruzioni nella fornitura) e la qualità commerciale del servizio di distribuzione e misura del gas (tempestività nell'esecuzione delle prestazioni richieste, puntualità agli appuntamenti, frequenza delle letture dei consumi).

## SERVIZIO DI MISURA DEL GAS

- 1) Con la delibera ARG/gas n. 69/09 del 5 giugno, l'Autorità ha emanato disposizioni urgenti in merito al servizio di misura nei punti di riconsegna degli impianti di distribuzione del gas naturale. In previsione del passaggio in capo alle imprese di distribuzione della responsabilità relativa alle attività di raccolta, validazione e registrazione delle misure del consumo di gas, a partire dal 1° luglio 2009, l'Autorità ha introdotto una serie di modifiche al quadro regolatorio e fissato alcune scadenze che gli operatori sono tenuti a rispettare. Il provvedimento delinea nel dettaglio i criteri applicativi della delibera ARG/gas n. 159/08, che ha attribuito ai distributori la responsabilità delle attività di misura, precedentemente in capo alle società di vendita, e definisce le modalità essenziali per lo scambio delle informazioni relative al servizio di misura. Con lo stesso provvedimento, l'Autorità stabilisce:
  - di avviare le procedure per la formazione di provvedimenti in materia di completamento della disciplina del servizio di misura del gas naturale;
  - di avviare le procedure per la formazione di provvedimenti in materia di definizione di uno standard specifico di qualità, relativo alla mancata raccolta della misura da parte delle imprese di distribuzione, in caso di misuratore accessibile, e per ulteriori modifiche della delibera n. 229/01;
  - di adeguare il codice di rete tipo approvato con la delibera n. 108/06, con gli aggiornamenti che si rendono necessari a seguito delle disposizioni della delibera ARG/gas n. 69/09.
- 2) Con il documento di consultazione n. 33/09 del 29 ottobre 2009, l'Autorità presenta proposte per l'individuazione di una metodologia, unica a livello nazionale, da utilizzare nei casi di ricostruzione dei consumi di gas, in seguito alla sostituzione del gruppo di misura, dovuta ad accertamento di errori nella misura superiori ai valori ammissibili fissati dalla normativa metrologica legale, ai sensi dell'articolo 41 del Testo Unico della Regolazione della qualità dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo 2009-2012, approvato con la delibera ARG/gas n. 120/08. Tali proposte tengono conto di quanto riportato in un documento interassociativo a suo tempo inviato all'Autorità dalle principali Associazioni di distributori e venditori, tra cui l'ANIGAS, che affronta i tre punti salienti della metodologia, inerenti alla determinazione:
  - del volume totale di gas consumato;
  - delle percentuali di errore riconosciute;
  - dei volumi da assoggettare alle percentuali di errore riconosciute.Con la Delibera Arg/Gas n. 7/10 del 27 gennaio 2010 l'AEEG ha introdotto con decorrenza 1° aprile 2010 la metodologia da utilizzare in proposito.
- 3) Con la delibera ARG/gas n. 184/09 del 1° dicembre 2009 l'Autorità ha attribuito all'impresa di distribuzione le responsabilità dell'installazione e della manutenzione dei misuratori (*metering*) nei punti di consegna delle reti di distribuzione, di cui al Testo Unico allegato alla delibera n. 159/08, precedentemente assegnate all'impresa di trasporto, al fine di renderle coerenti con le disposizioni relative al nuovo assetto del servizio di misura. Pertanto, dopo la predetta modifica, le responsabilità del servizio di misura del gas naturale nei punti di consegna e riconsegna degli impianti di distribuzione, sono così determinate:
  - il soggetto responsabile dell'installazione e della manutenzione dei misuratori (*metering*) è:
    - con riferimento ai punti di consegna, l'impresa di distribuzione;
    - con riferimento ai punti di riconsegna, l'impresa distributrice per i clienti finali che prelevano gas da tali punti;
    - con riferimento ai punti di interconnessione, l'impresa distributrice sottendente;
  - il soggetto responsabile della raccolta e della validazione e registrazione delle misure del gas (*meter reading*) è:
    - con riferimento ai punti di consegna, l'impresa di trasporto;
    - con riferimento ai punti di riconsegna, l'impresa distributrice per i clienti finali che prelevano gas da tali punti, a decorrere dal 1° luglio 2009;
    - con riferimento ai punti di interconnessione, l'impresa distributrice sottendente.

### ALTRI PROVVEDIMENTI DA SEGNALARE E CHE HANNO IMPATTI SULL'ATTIVITÀ DI DISTRIBUZIONE DEL GAS:

Delibera Arg/gas 185/08 con cui AEEG ha emanato le istruzioni operative in tema di Standard di Comunicazione da utilizzare tra Distributori e Venditori per gli scambi informativi relativi alle prestazioni di qualità commerciale.

Delibera Arg/com 147/10 con cui AEEG ha definito in dettaglio il perimetro delle responsabilità tra Distributore e Venditore in tema di gestione degli appuntamenti con il cliente finale per l'esecuzione delle attività di qualità commerciale.

Delibera Arg/gas 155/08 recanti le direttive per la messa in servizio dei gruppi di misura gas caratterizzati da requisiti minimi e con funzioni di telegestione e tele lettura (*smart meter gas*).

## VENDITA GAS

### *Legge 99/2009*

La Legge n. del 23 luglio 2009 n.°99, cd. "Legge Sviluppo", all'art. 30 promuove delle misure per l'efficienza del mercato del gas naturale, con l'obiettivo di assicurare elevati livelli di tutela per i clienti finali e garantire la competitività dei clienti industriali finali caratterizzati da elevato e costante utilizzo di gas. Gli strumenti individuati dalla Legge Sviluppo sono tre: creazione della "Borsa del Gas", ridefinizione del ruolo dell'Acquirente Unico, revisione delle norme previste dal D. Lgs. n. 164/2000 (tetti antitrust imposti all'operatore dominante).

### *Delibera ARG/gas/64/09*

Questa delibera introduce il nuovo Testo Integrato della vendita che revisiona gli ambiti di applicazione delle tutele ai clienti finali e alcune componenti tariffarie a copertura dei costi di approvvigionamento, trasporto e stoccaggio.

Vengono distinte tre tipologie di clientela: clienti domestici, condomini con consumi inferiori a 200.000 smc/anno e altri clienti. Le prime due categorie possono accedere alle condizioni di regime tutelato, per la terza invece non vi è tale possibilità, venendo meno di fatto la tutela individuale.

Di conseguenza, tutte le imprese che non hanno fino ad ora aderito ad offerte in libero mercato dovranno stipulare un nuovo contratto di fornitura sul mercato libero, pena il passaggio automatico alle condizioni proposte dal fornitore. I maggiori impatti riguardano pertanto le PMI che risultano ancora servite a prezzi tutelati. Il TIV definisce un valore unico a livello nazionale del corrispettivo dell'attività di vendita, revisiona a partire dall'1 ottobre 2009 la CCI (Componente Costi Commercializzazione all'ingrosso) modificando e semplificandone la formula di determinazione, la Qs (Componente a remunerazione del servizio di Stoccaggio) introducendo un valore fisso soggetto a revisione annuale, rivisita le componenti relative al servizio di distribuzione e misura, aggiorna la componente Qt e introduce una componente a copertura degli oneri aggiuntivi.

### *Delibera ARG/gas/69/09*

Con questa delibera l'AEEG ha sancito il passaggio della responsabilità della rilevazione della misura dalla società di vendita alla società di distribuzione.

### *Delibera ARG/gas/88/09*

L' AEEG ha dettato le modalità operative per l'applicazione del "bonus gas" previsto dal decreto legge del 29/11/2008.

### *Delibera ARG/gas/170/09*

L' AEEG ha apportato alcune modifiche al Testo Integrato Qualità dei servizi di Vendita relativamente alla valutazione della qualità dei servizi telefonici prevedendo altresì la pubblicazione finale delle graduatorie.

L'AEEG ha pubblicato nel novembre 2009 la graduatoria sui call center dei venditori relativa al primo semestre 2009.

Il punteggio finale è frutto di punteggi parziali assegnati per l'accesso e la qualità (peso 70%) e per il grado di soddisfazione (peso 30%).

In particolare:

- l'accesso al servizio riguarda la disponibilità delle linee telefoniche, i periodi di accessibilità per le chiamate (ampiezza degli orari e numeri di giorni di apertura dei call center), la gratuità delle chiamate anche da rete mobile;
- per la qualità del servizio vengono valutati i tempi medi di attesa per riuscire a parlare con un operatore, la percentuale di chiamate con risposta di un operatore, la possibilità per un cliente di essere richiamato, la segnalazione del numero di chiamate che precedono in coda o del tempo stimato di attesa, la semplicità dell'albero di navigazione in fase di accesso, l'eventuale presenza di un portale internet, l'adozione di iniziative con le Associazioni dei consumatori;
- relativamente al grado di soddisfazione dei clienti, l'AEEG effettua semestralmente un'indagine mediante il "recall" di un campione di clienti per ciascun venditore, al fine di verificarne il livello di soddisfazione.

## 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.; si segnala altresì che la Legge n. 42 del 2010 ha disposto la soppressione delle Autorità d'Ambito Territoriali Ottimali decorso un anno dall'entrata in vigore di tale legge (termine prorogato al 31 marzo 2011 dal decreto mille proroghe (D.L. 29 dicembre 2010, n. 225).

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

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).

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 sono dovute dagli utenti anche nel caso in cui manchino impianti di depurazione o questi siano temporaneamente inattivi (decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152 - art. 155). Nel corso del 2008 tale disposizione è stata annullata dalla pronuncia della Corte Costituzionale n. 335 del 10 ottobre 2008.

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".

Tale effetto, tuttavia, non determina l'automatica decurtazione della tariffa del servizio idrico della quota relativa al servizio di depurazione ogni qual volta l'utente non è direttamente servito da un impianto di depurazione, in quanto l'esatta portata della decisione della Corte Costituzionale presuppone non solo la verifica della sussistenza di un impianto di depurazione funzionante servente la rete fognaria, ma anche l'adozione di specifici atti regolamentari ed amministrativi da parte delle Autorità competenti.

Tale obbligo di restituzione provocherebbe un'alterazione del piano economico-finanziario della gestione del SII.

In tale ipotesi, tuttavia, per effetto di quanto disposto dalle norme vigenti, devono essere comunque garantiti al gestore del SII sia l'equilibrio economico-finanziario della gestione, che la remunerazione degli investimenti.

Conseguentemente, qualora divenisse attuale, l'obbligo di restituzione da parte del gestore del SII, agli aventi diritto, della quota parte della tariffa del SII riferita al servizio di depurazione, il gestore avrebbe comunque diritto di introitare una tariffa sufficiente sia a coprire i costi di esercizio, che a remunerare gli investimenti effettuati o programmati, e quindi il volume complessivo della tariffa riscossa dal gestore nell'ATO di operatività rimarrebbe invariato.

Il Parlamento ha proseguito i lavori promulgando 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 individua-

ti 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 Ministero 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.

## NORME IN MATERIA DI GESTIONE RIFIUTI

La normativa di carattere generale applicabile al settore dei Servizi di Gestione Integrata Rifiuti, al pari di quella prevista per la regolamentazione del Servizio Idrico Integrato è contenuta a livello nazionale nel Codice dell'Ambiente (d.lgs. 152/2006, e s.m.i.) e a livello regionale dalle L. R. Emilia Romagna n. 25/99 e n. 10/2008.

Si evidenzia che il Codice dell'Ambiente è costantemente oggetto di rilevanti modifiche normative che hanno impatti importanti sull'attività delle aziende del settore, a seguito dell'entrata in vigore di disposizioni normative di rango primario ed attuative (da ultimo: D. lgs. 205/10). Si è in attesa di ulteriori provvedimenti modificativi, anche a seguito dell'obbligo di recepimento della normativa europea.

Si evidenzia inoltre l'articolo 2, comma 186-bis, l. n. 191/2009 (legge finanziaria 2010), nonché il D.L. 225/10. Dal coordinamento delle citate norme si evince che dal 31 marzo 2011 dovrebbe essere disposta la soppressione delle 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), e verrà 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 tuttavia che il predetto termine è stato ora prorogato al 31 marzo 2011 ed è stata attribuita al Governo la facoltà di rinviare al 31 dicembre 2011 la soppressione degli ATO.

Si evidenzia inoltre la normativa settoriale sul SISTRI - sistema informatico di tracciabilità dei rifiuti: si segnalano il DM 17.12.2009 e s.m.i. ed il Decreto 22.12.2010.

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 (art. 8 del Decreto Ambiente).

Il Decreto Ambiente, anche per il Servizio di Gestione Integrata Rifiuti, prevede che la gestione venga organizzata su base di ATO e gestita da un'Agenzia d'Ambito (in Emilia Romagna, ai sensi della L. R. 25/99, l'Agenzia d'Ambito), dotata di personalità giuridica, alla quale gli enti locali partecipano obbligatoriamente ed alla quale è trasferito l'esercizio delle loro competenze in materia di gestione integrata dei rifiuti.

Il Gruppo Iren presta i servizi ambientali sulla base di convenzioni stipulate con l'ATO competente. 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

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.

Il decreto legislativo 3 dicembre 2010, n. 205, ha introdotto modifiche a numerose disposizioni del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, apportando innovazioni, fra l'altro, nella materia del riciclaggio e recupero dei rifiuti, favorendo l'adozione dei principi di autosufficienza e prossimità per lo smaltimento e recupero dei rifiuti urbani non differenziati.

## SISTEMA TARIFFARIO RELATIVO AI SERVIZI AMBIENTALI

Ai sensi dell'art. 238 del Decreto Ambiente, chiunque posseda 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 Agenzia d'Ambito ed è applicata e riscossa dai soggetti affidatari del servizio di gestione integrata.

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

La tariffa è composta da:

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

Nel luglio 2009 con sentenza interpretativa di rigetto n. 38/2009 la Corte Costituzionale ha dichiarato la natura tributaria della tariffa di igiene ambientale ex art. 49 D. Lgs. 15/02/1997 n. 22, cd TIA 1, sostenendo di conseguenza la non assoggettabilità ad Iva di detta tariffa.

Successivamente è intervenuto il legislatore con il D.L. 78 del 31/05/2010, che al c. 33 dell'art. 14, che ha stabilito che *"Le disposizioni di cui all'articolo 238 del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, si interpretano nel senso che la natura della tariffa ivi prevista non è tributaria. Le controversie relative alla predetta tariffa, sorte successivamente alla data di entrata in vigore del presente decreto, rientrano nella giurisdizione dell'autorità giudiziaria ordinaria"*.

Allo stato attuale pertanto, si applica la TIA corrispettivo, comprensiva di Iva, mentre si è in attesa di un intervento del legislatore per l'eventuale tema dei rimborsi per il periodo di applicazione della cd. TIA1 e del conseguente riordino dell'intera materia e del relativo regime normativo.

## PROROGA DELL'ABOLIZIONE DEGLI ATO

Il decreto legge n. 225 del 22 dicembre 2010 (cosiddetto "decreto milleproroghe") ha disposto il rinvio al 31 marzo 2011 della soppressione degli Ambiti Territoriali Ottimali che era stata prevista dalla legge finanziaria per il 2010. Tale termine potrà essere ulteriormente prorogato dal Governo fino al 31 dicembre 2011.

## CERTIFICATI VERDI, TITOLI DI EFFICIENZA ENERGETICA E ETS

### CERTIFICATI VERDI

In base all'art. 11 del D. Lgs. 79/99, produttori ed importatori di energia elettrica generata da fonti non rinnovabili devono immettere in rete energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili in misura pari ad una quota dell'energia elettrica prodotta da fonti non rinnovabili e non cogenerative. La quota d'obbligo, inizialmente fissata al 2%, nel periodo 2004-2006 è stata incrementata annualmente di 0,35 punti percentuali (art. 4 comma 1 del D. Lgs. 387/2003), mentre l'incremento annuale della quota per il periodo 2007-2012 è stato portato allo 0,75% dalla Legge 24 dicembre 2007, n. 244 (Finanziaria 2008).

L'obbligo può anche essere assolto mediante acquisto sul mercato e successiva restituzione al GSE per l'annullamento di una quantità corrispondente di certificati verdi; tali certificati vengono attribuiti ai produttori di energia elettrica in base alla produzione di energia elettrica da impianti alimentati



da fonti rinnovabili entrati in esercizio o ripotenziati dopo il 1° aprile 1999 e qualificati IAFR (impianti alimentati da fonti rinnovabili) dal GSE secondo i criteri stabiliti dai decreti MAP 24 ottobre 2005.

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

La Legge n. 244 del 24 dicembre 2007 (Finanziaria 2008) ha modificato la normativa relativa ai C.V. estendendo a 15 anni la durata del periodo di riconoscimento per gli impianti entrati in servizio dopo il 31 dicembre 2007 e introducendo coefficienti differenziati a seconda delle fonti.

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

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

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

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

La legge n. 99/2009 ha stabilito che, a partire dall'anno 2011, l'obbligo relativo ai certificati verdi è trasferito dai produttori di energia elettrica ai grossisti, sulla base dell'energia elettrica prelevata nell'anno precedente (art. 27, commi 18 e 19). Il decreto attuativo della nuova norma, che avrebbe dovuto essere emanato dal Ministero dello Sviluppo Economico, non è ancora stato reso noto; nel frattempo, il Ddl. di conversione del decreto legge n. 135/2009 ha rimandato al 2012 l'attuazione del trasferimento dell'obbligo.

Con decreto Legge n. 91 del 30 aprile 2010 recante " Misure urgenti per il differimento di termini in materia ambientale e di autotrasporto, nonché per l'assegnazione di quote di emissione di CO<sub>2</sub>", si è disposto l'abrogazione dell'art. 27 commi 18 e 19 della Legge n. 99/2009, per cui non sussiste l'obbligo di trasferimento dei certificati verdi dai produttori ai grossisti.

In data 30 novembre 2010 il Consiglio dei Ministri ha approvato lo schema del decreto legislativo, recante attuazione della direttiva 2009/28/CE del Parlamento Europeo "Sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili" che ha introdotto elementi di novità sul meccanismo di incentivazione delle stesse.

Lo schema prevede che l'incentivazione dei nuovi impianti di fonti rinnovabili a partire dal 2013 sarà sostituito da un incentivo determinato attraverso un contratto privato con il GSE sulla base di criteri volti ad assicurare la certezza dell'incentivo fino alla fine della vita utile degli impianti. Lo schema prevede inoltre la differenziazione dell'incentivazione secondo criteri dimensionali e per fonte: per gli impianti di piccola taglia (fino a 5 MW) o alimentati a biogas, biomasse, bioliquidi sostenibili un meccanismo a tariffa fissa (feed-in) e per quelli non rientranti nella prima categoria un meccanismo di aste competitive abbinato ad un'incentivazione minima garantita dal GSE. Lo schema del decreto legislativo di cui sopra prevede l'emanazione di ulteriori decreti attuativi per l'entrata in vigore della riforma.

Nel periodo di transizione dal precedente sistema di incentivazione ai nuovi meccanismi (2012-2015), lo schema prevede che il GSE mantenga l'obbligo di ritiro fino al 2015, in particolare, i certificati verdi relativi all'energia del 2010 verranno ritirati al prezzo medio del triennio precedente, come stabilito dal D.M. 18 dicembre 2008 del Ministero dello Sviluppo Economico, mentre quelli relativi all'energia dal 2011 al 2015 verranno ritirati al prezzo pari al 70% della differenza tra 180 €/MWh e il PUN. Dal 2016, anche i certificati verdi attivi degli impianti entrati in esercizio prima del 2012 verranno sostituiti

tuiti da una tariffa feed-in, determinata sulla base dei criteri per gli impianti di piccola taglia. I decreti riguardanti i nuovi sistemi di incentivazione è previsto vengano adottati entro un anno dalla data di entrata in vigore dello stesso.

Sul lato della domanda di certificati verdi, a partire dal 2013, la quota d'obbligo di cui all'articolo 11 del D.Lgs. 79/99, è previsto si riduca linearmente in ciascuno degli anni successivi, a partire dal valore assunto per l'anno 2012 in base alla normativa vigente (7,55%), fino ad annullarsi nel 2015. È inoltre prevista per le importazioni non rinnovabili l'eliminazione dell'attuale esenzione dalla consegna dei certificati verdi.

#### TITOLI DI EFFICIENZA ENERGETICA

Il D. Lgs. 79/99 e il D. Lgs. n. 164/00 hanno introdotto l'obbligo rispettivamente per i distributori di energia elettrica e di gas (con almeno 100.000 clienti a fine 2001) di incrementare l'efficienza energetica degli usi finali di energia. Due decreti ministeriali del 20 luglio 2004 hanno fissato gli obiettivi di risparmio energetico annuale nazionale dei due settori (quantificati in tep) per gli anni 2005-2009 e un decreto ministeriale del 21 dicembre 2007 ha aggiornato gli obiettivi per il 2008-2009, fissato i nuovi obiettivi per il 2010-2012 ed esteso l'obbligo anche ai distributori con almeno 50.000 clienti alla data del 31 dicembre di due anni antecedenti a ciascun anno d'obbligo. Delibere annuali dell'AE-EG fissano gli obiettivi dei singoli distributori elettrici e gas (del. EEN 35/08 per gli obiettivi 2009 e del. EEN 25/09, come rettificata dalla EEN 1/10, per gli obiettivi 2010).

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

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

#### EMISSION TRADING SYSTEM

Il Protocollo di Kyoto impegna i Paesi industrializzati e con economie in transizione a ridurre globalmente le emissioni di gas ad effetto serra tra il 2008 e il 2012 del 5% rispetto ai livelli del 1990. Gli obiettivi di riduzione, diversi per ogni Paese membro, sono pari all'8% per l'Unione Europea e al 6,5% per l'Italia.

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

L'*Emission Trading System* prevede la fissazione di un limite massimo alle emissioni realizzate dagli

impianti industriali che producono gas ad effetto serra, allocando ad ognuno (tramite i Piani Nazionali di Assegnazione - PNA - da approvarsi da parte della Commissione Europea) un determinato numero di quote di emissioni, che danno diritto ad immettere un corrispondente quantitativo di tonnellate di biossido di carbonio equivalente in atmosfera nel corso dell'anno di riferimento delle quote. Ogni anno i gestori degli impianti regolati dalla direttiva 2003/87/CE sono tenuti a restituire un numero di quote corrispondenti alle emissioni reali prodotte.

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

Con riferimento al periodo 2008 - 2012, il 27 novembre 2008 il Comitato nazionale di gestione e attuazione della direttiva 2003/87/CE ha approvato la Deliberazione 20/2008 che dà esecuzione alla Decisione di Assegnazione delle quote di CO2 per il periodo 2008-2012 a seguito dell'approvazione del PNA da parte della Commissione Europea. Conseguentemente, le quote relative a ciascun impianto per l'anno 2008 sono state rilasciate dal Comitato e rese disponibili sui conti di proprietà dei diversi produttori, così come quelle relative al 2009.

Con riferimento alle quote relative al 2° GT Repowering (Moncalieri), definito dal PNA come impianto "nuovo entrante" tipologia "ex-novo di II periodo", le stesse, non assegnate dal piano perché al momento della sua predisposizione l'impianto non era ancora in esercizio, dovrebbero essere assegnate gratuitamente dal Governo Italiano (così come definito nel PNA - attingendo da un fondo di riserva) una volta che l'impianto entra a regime, differenziando tra una quota assegnata "a consuntivo" (primi sei mesi di esercizio) e una quota annuale per l'impianto a regime. Non sono ancora noti i criteri di ripartizione delle quote che saranno adottati dal Ministero.

In data 16 aprile 2010, delibera n. 07/2010 del Comitato nazionale per la gestione della Direttiva 2003/87/CE, è stata autorizzata la centrale di back up di Piacenza (teleriscaldamento) come "nuovo entrante". Le quote per i nuovi entranti anno 2010 non sono ancora state assegnate.

In data 28 aprile 2010, delibera 09/2010, il medesimo Comitato, con riferimento alle quote relative al 2009, ha approvato la delibera recante l'assegnazione delle quote gratuite per i "nuovi entranti" 2009. La centrale Pappagnocca di Reggio Emilia, entrata in funzione ad ottobre 2009, non ha ancora ricevuto le quote gratuite, in quanto, come riportato precedentemente, il fondo di riserva 2009 è stato esaurito precocemente. La Centrale di produzione calore della sede Enia Parma ha invece ricevuto nuove quote gratuite, che si sono andate a sommare a quelle già assegnate dal PNA.

## 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

Iren Acqua Gas tramite Genova Reti Gas S.r.l. (controllata al 100%)

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..

Le tabelle che seguono riportano, oltre ai riferimenti del citato affidamento, quelli relativi agli affidamenti rilasciati dagli altri comuni. La data di scadenza della durata del servizio indicata nelle tabelle deriva dall'applicazione della normativa vigente in ordine al regime delle proroghe, ossia del Decreto Letta (D. Lgs. 164/2000), della Legge Marzano (L. 239/2004) e del D.L. 273/05. Le relative pratiche di proroga sono in taluni casi ancora in corso.

Comune	data affidamento	scadenza
GENOVA	29 dicembre 1995	31 dicembre 2012
AVEGNO	10 luglio 1989	31 dicembre 2012
BARGAGLI	10 luglio 1989	31 dicembre 2012
BOGLIASCO	11 giugno 1966	31 dicembre 2012
CERANESI	10 giugno 1983	31 dicembre 2010
CICAGNA	10 luglio 1989	31 dicembre 2012
DAVAGNA	10 luglio 1989	31 dicembre 2012
FAVALE DI MALVARO	29 gennaio 1999	31 dicembre 2012
LORSICA	29 gennaio 1999	31 dicembre 2012
LUMARZO	10 luglio 1989	31 dicembre 2012
MELE	20 aprile 1984	31 dicembre 2010
MOCONESI	10 luglio 1989	31 dicembre 2012
NEIRONE	10 luglio 1989	31 dicembre 2012
PIEVE LIGURE	24 febbraio 1986	31 dicembre 2010
SANT'OLCESE	12 luglio 1985	31 dicembre 2012
SERRA RICCO'	06 ottobre 1982	31 dicembre 2010
TORRIGLIA	10 luglio 1989	31 dicembre 2012
TRIBOGNA	10 luglio 1989	31 dicembre 2012
USCIO	10 luglio 1989	31 dicembre 2010
MIGNANEGO	28 ottobre 1987	31 dicembre 2010

Si segnala che le concessioni scadenti al 31 dicembre 2010 sono attualmente in regime di prorogatio in attesa della definizione dei nuovi affidamenti da parte delle competenti Autorità.

### 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..

La concessione relativa alla distribuzione del gas nel comune di Torino ha termine di scadenza al 31



dicembre 2010. Con deliberazione del 21 dicembre 2010 la Giunta Comunale di Torino ha approvato la prosecuzione dell'affidamento del servizio di distribuzione del gas naturale ad AES Torino S.p.A. in attesa dell'individuazione degli ATEM nei limiti temporali di cui all'art. 23 - bis del D.L. 25 giugno 2008, n. 112, come modificati dal D.L. 25 settembre 2009, n. 135, e comunque fino al subentro del nuovo gestore, nei limiti di quanto disposto dall'art. 46 - bis del D.L. 1° ottobre 2007, n. 159.

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

La tabella che segue riporta i dati relativi agli Affidamenti e alle Concessioni in essere nel territorio in cui operava il Gruppo Enia (ora Iren). La data di scadenza della durata del servizio indicata nella tabella deriva dall'applicazione della normativa vigente in ordine al regime delle proroghe, ossia del Decreto Letta (D. Lgs. 164/2000), della Legge Marzano e del D.L. 273/05. Per effetto delle disposizioni contenute in tali provvedimenti, la scadenza del periodo transitorio è fissata al 31 dicembre 2007, con proroga automatica al 31 dicembre 2009, in caso di sussistenza in capo agli operatori di alcuni requisiti indicati specificamente all'art. 15, comma 7, Decreto Letta. In considerazione della sussistenza in capo al Gruppo delle condizioni previste dalla normativa sopra richiamata per usufruire della proroga (in particolare, art. 15, comma 7, lett., b): "utenza servita superiore a centomila clienti finali e gas distribuito superiore ai cento milioni di metri cubi all'anno") la scadenza degli affidamenti è fissata al 31 dicembre 2010 come evidenziato dalla tabella esposta di seguito:

Comune	Regime	Affidamento	Scadenza
Reggio Emilia	Affidamento	Ante 21.06.2000	31 dicembre 2010
Albinea	Affidamento	Ante 21.06.2000	31 dicembre 2010
Bagnolo in Piano	Affidamento	Ante 21.06.2000	31 dicembre 2010
Baiso	Affidamento	Ante 21.06.2000	31 dicembre 2010
Bibbiano	Affidamento	Ante 21.06.2000	31 dicembre 2010
Boretto	Affidamento	Ante 21.06.2000	31 dicembre 2010
Brescello	Affidamento	Ante 21.06.2000	31 dicembre 2010
Busana	Affidamento	Ante 21.06.2000	31 dicembre 2010
Cadelbosco di Sopra	Affidamento	Ante 21.06.2000	31 dicembre 2010
Campagnola Emilia	Affidamento	Ante 21.06.2000	31 dicembre 2010
Campegine	Affidamento	Ante 21.06.2000	31 dicembre 2010
Canossa	Affidamento	Ante 21.06.2000	31 dicembre 2010
Carpitetti	Affidamento	Ante 21.06.2000	31 dicembre 2010
Casina	Affidamento	Ante 21.06.2000	31 dicembre 2010
Casalgrande	Affidamento	Ante 21.06.2000	31 dicembre 2010
Castellarano	Affidamento	Ante 21.06.2000	31 dicembre 2010
Castelnovo di Sotto	Affidamento	Ante 21.06.2000	31 dicembre 2010
Castelnovo né Monti	Affidamento	Ante 21.06.2000	31 dicembre 2010
Cavriago	Affidamento	Ante 21.06.2000	31 dicembre 2010
Correggio	Affidamento	Ante 21.06.2000	31 dicembre 2010
Fabbrico	Affidamento	Ante 21.06.2000	31 dicembre 2010
Gattatico	Affidamento	Ante 21.06.2000	31 dicembre 2010
Gualtieri	Affidamento	Ante 21.06.2000	31 dicembre 2010
Guastalla	Affidamento	Ante 21.06.2000	31 dicembre 2010
Luzzara	Affidamento	Ante 21.06.2000	31 dicembre 2010
Montecchio Emilia	Affidamento	Ante 21.06.2000	31 dicembre 2010
Novellara	Affidamento	Ante 21.06.2000	31 dicembre 2010
Poviglio	Affidamento	Ante 21.06.2000	31 dicembre 2010
Quattro Castella	Affidamento	Ante 21.06.2000	31 dicembre 2010
Ramiseto	Affidamento	Ante 21.06.2000	31 dicembre 2010



Comune	Regime	Affidamento	Scadenza
Reggilo	Affidamento	Ante 21.06.2000	31 dicembre 2010
Rio Saliceto	Affidamento	Ante 21.06.2000	31 dicembre 2010
Rolo	Affidamento	Ante 21.06.2000	31 dicembre 2010
Rubiera	Affidamento	Ante 21.06.2000	31 dicembre 2010
San Martino in Rio	Affidamento	Ante 21.06.2000	31 dicembre 2010
San Polo d'Enza	Affidamento	Ante 21.06.2000	31 dicembre 2010
Sant'Ilario d'Enza	Affidamento	Ante 21.06.2000	31 dicembre 2010
Scandiano	Affidamento	Ante 21.06.2000	31 dicembre 2010
Toano	Affidamento	Ante 21.06.2000	31 dicembre 2010
Vetto	Affidamento	Ante 21.06.2000	31 dicembre 2010
Vezzano sul Crostoso	Affidamento	Ante 21.06.2000	31 dicembre 2010
Viano	Affidamento	Ante 21.06.2000	31 dicembre 2010
Villa Minozzo	Affidamento	Ante 21.06.2000	31 dicembre 2010
Parma	Affidamento	Ante 21.06.2000	31 dicembre 2010
Collecchio	Affidamento	Ante 21.06.2000	31 dicembre 2010
Colorno	Affidamento	01.01.2003	31 dicembre 2010
Corniglio	Affidamento	Ante 21.06.2000	31 dicembre 2010
Felino	Affidamento	Ante 21.06.2000	31 dicembre 2010
Fontevivo	Affidamento	Ante 21.06.2000	31 dicembre 2010
Fornovo val di Taro	Affidamento	Ante 21.06.2000	31 dicembre 2010
Langhirano	Affidamento	Ante 21.06.2000	31 dicembre 2010
Montechiarugolo	Affidamento	Ante 21.06.2000	31 dicembre 2010
Neviano degli Arduini	Affidamento	Ante 21.06.2000	31 dicembre 2010
Noceto	Affidamento	Ante 21.06.2000	31 dicembre 2010
Palanzano	Concessione	14.09.2004	12 anni dalla messa in esercizio degli impianti
Polesine	Affidamento	01.01.2003	31 dicembre 2010
Roccabianca	Affidamento	Ante 21.06.2000	31 dicembre 2010
Sala Baganza	Affidamento	Ante 21.06.2000	31 dicembre 2010
San Secondo	Affidamento	Ante 21.06.2000	31 dicembre 2010
Sissa	Affidamento	Ante 21.06.2000	31 dicembre 2010
Soragna	Affidamento	Ante 21.06.2000	31 dicembre 2010
Tizzano	Affidamento	Ante 21.06.2000	31 dicembre 2010
Torrile	Affidamento	01.01.2003	31 dicembre 2010
Trecasali	Affidamento	Ante 21.06.2000	31 dicembre 2010
Sorvolo e Mezzani	Affidamento	Ante 21.06.2000	31 dicembre 2010
Zibello	Affidamento	01.01.2003	31 dicembre 2010
San Giorgio Piacentino	Affidamento	01.06.2004	31 dicembre 2010
Besenzone	Concessione	01.11.2003	30 novembre 2015
San Pietro In Cerro	Concessione	01.11.2003	30 novembre 2015
Lugagnano	Affidamento	05.02.2004	31 dicembre 2010

Si segnala che le concessioni scadenti al 31 dicembre 2010 sono attualmente in regime di prorogatio in attesa della definizione dei nuovi affidamenti da parte delle competenti Autorità.



### 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. Le date di scadenza possono essere suscettibili di modifica essendo in taluni casi ancora in corso di istruttoria le relative pratiche di proroga da parte delle civiche amministrazioni.

- 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 Montecosiano (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
- Area centro sud Italia - Aquamet (controllata al 60% Iren Acqua Gas): comuni di Battipaglia (SA); Bellizzi (SA); Montecorvino Pugliano (SA); Montecorvino Rovella (SA); Carinola (CE); Moliterno (PZ); Sarconi (PZ); Corleto Perticara (PZ); Saracena (CS); Francavilla Marittima (CS); Trebisacce (CS); Cassino (FR). Si segnala che la cessione della partecipazione in Aquamet verrà perfezionata nel corso del 2011.

### 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 Eni 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.

Il Gruppo Iren 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.

## SETTORE TELERISCALDAMENTO

Iren Energia S.p.A. è subentrata a Enia S.p.A., in virtù di conferimento di ramo di azienda a partire dal 1° luglio 2010, nella gestione del servizio di teleriscaldamento di Parma, Piacenza e Reggio Emilia, disciplinato da convenzioni e accordi con gli Enti locali.

## 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.

Tale decisione è stata assunta sulla base della Legge Regionale della Liguria 39/2008 che ha attribuito all'ATO la competenza dell'affidamento del SII ad un soggetto gestore unitario, prevedendo che tale affidamento possa avvenire in modalità di affidamento diretto, e quindi senza ricorso a procedure competitive, nel rispetto delle disposizioni comunitarie ed alla normativa nazionale vigente in materia di affidamento dei servizi pubblici locali, e quindi anche alle previsioni di cui all'art. 113, comma 15-bis, del D. Lgs. 267/2000 che restano, pertanto, applicabili. In esecuzione di tale disposizione l'ATO determina la data di cessazione delle concessioni esistenti avuto riguardo alla durata media delle concessioni aggiudicate nello stesso settore a seguito di procedure ad evidenza pubblica, salva la possibilità di determinare caso per caso la cessazione in una data successiva, qualora la medesima risulti proporzionata ai tempi di recupero di particolari investimenti effettuati dal gestore, fermi restando l'aggiornamento e la rinegoziazione delle Convenzioni in essere.

Si segnala che la Presidenza del Consiglio dei Ministri, ha fatto ricorso alla Corte Costituzionale, richiedendo la dichiarazione di illegittimità costituzionale della normativa regionale della Liguria, L.R. n. 39/2008, art. 4. In particolare la Presidenza del Consiglio dei Ministri, ha affermato, tra l'altro, che tale norma regionale risultava in contrasto con l'art. 23-bis del Decreto Legge n. 112/2008, che disci-

plina i servizi pubblici locali di rilevanza economica il quale prevede come regola per l'affidamento dei servizi pubblici locali quella delle procedure competitive ad evidenza pubblica, ferma restando la possibilità di ricorrere all'affidamento diretto solo in presenza di circoscritte e motivate circostanze, contemplate al comma 3 del citato articolo. La norma regionale, invece, prevedeva l'affidamento del servizio a un soggetto unitario da individuare genericamente in conformità alle disposizioni comunitarie e alla normativa nazionale vigente in materia di affidamento, quindi, anche indifferentemente in una delle tre forme previste dall'art. 113, comma 5, del D.Lgs. n. 267/2000, anche senza che ricorrano le suddette peculiari circostanze.

La Corte Costituzionale, con sentenza n. 335/2010, ha accolto il ricorso del Governo contro la Legge Regionale della Liguria 39/2008, dichiarandone l'incostituzionalità nelle parti precedentemente indicate; l'Emittente ritiene che l'affidamento operato in favore del Gruppo Iren non subirà conseguenze atteso che, venuta meno la menzionata Legge Regionale, l'attuale affidamento sarebbe ugualmente conforme alla disciplina nazionale prevista dal Decreto Legge n. 112/2008 la cui applicabilità è stata richiesta dalla Presidenza del Consiglio dei Ministri alla Corte Costituzionale, e confermata dalla sentenza medesima.

Difatti la disciplina regionale si rifaceva a sua volta alla disciplina nazionale, e l'affidamento ad Iren Acqua Gas trova fondamento, trattandosi (secondo quanto previsto dal comma 8° lett. e) dell'art. 23-bis del D.L. n. 112/2008 modificato dal D.L. 133/2008 convertito con L. 166/09) di affidamento "assentito alla data del 1° ottobre 2003 a società a partecipazione pubblica già quotate in borsa a tale data e a quelle da esse controllate ai sensi dell'articolo 2359 del Codice Civile", per i quali si prevede che cessino alla scadenza prevista nel contratto di servizio.

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 San Giacomo) e AMTER S.p.A. (partecipata al 49% da San Giacomo).

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.

Di seguito l'elenco dei comuni dell'ATO Genovese serviti dalle società del Gruppo Iren con la specifica del segmento del servizio idrico integrato svolto:

## GESTIONI SERVIZIO IDRICO INTEGRATO - AFFIDATARIA Iren Acqua Gas scad. 31/12/2032

Comune	Acquedotto	Fognatura	Depurazione
Arenzano	AM.TER	AM.TER	AM.TER
Avegno	Mediterranea delle Acque	Mediterranea delle Acque	Mediterranea delle Acque
Bargagli	Mediterranea delle Acque	Mediterranea delle Acque	Mediterranea delle Acque
Bogliasco	Mediterranea delle Acque	Mediterranea delle Acque	Mediterranea delle Acque
Borzonasca	Mediterranea delle Acque	Mediterranea delle Acque	Mediterranea delle Acque
Busalla	Mediterranea delle Acque	Mediterranea delle Acque	Mediterranea delle Acque
Camogli	-----	Mediterranea delle Acque	Mediterranea delle Acque
Campo Ligure	AM.TER	AM.TER	AM.TER
Campomorone	Mediterranea delle Acque	Mediterranea delle Acque	Mediterranea delle Acque
Casarza Ligure	-----	Idro-Tigullio	Idro-Tigullio
Casella	Mediterranea delle Acque	Mediterranea delle Acque	Mediterranea delle Acque
Castiglione Chiavarese	Idro-Tigullio	Idro-Tigullio	Idro-Tigullio
Ceranesi	Mediterranea delle Acque	Mediterranea delle Acque	Mediterranea delle Acque
Chiavari	Idro-Tigullio	Idro-Tigullio	Idro-Tigullio
Cicagna	Idro-Tigullio	Idro-Tigullio	Idro-Tigullio
Cogoleto	AM.TER	AM.TER	AM.TER
Cogorno	-----	-----	Idro-Tigullio

Comune	Acquedotto	Fognatura	Depurazione
Coreglia Ligure	-----	Idro-Tigullio	Idro-Tigullio
Crocefieschi	Mediterranea delle Acque	Mediterranea delle Acque	Mediterranea delle Acque
Davagna	Mediterranea delle Acque	Mediterranea delle Acque	Mediterranea delle Acque
Fascia	Mediterranea delle Acque	Mediterranea delle Acque	Mediterranea delle Acque
Favale di Malvaro	Idro-Tigullio	Idro-Tigullio	Idro-Tigullio
Fontanigorda	Mediterranea delle Acque	Mediterranea delle Acque	Mediterranea delle Acque
Gorreto	Mediterranea delle Acque	Mediterranea delle Acque	Mediterranea delle Acque
Isola del Cantone	Mediterranea delle Acque	Mediterranea delle Acque	Mediterranea delle Acque
Lavagna	Idro-Tigullio	Idro-Tigullio	Idro-Tigullio
Leivi	Idro-Tigullio	Idro-Tigullio	Idro-Tigullio
Lorsica	Idro-Tigullio	Idro-Tigullio	Idro-Tigullio
Lumarzo	Mediterranea delle Acque	Mediterranea delle Acque	Mediterranea delle Acque
Masone	AM.TER	AM.TER	AM.TER
Mele	AM.TER	AM.TER	AM.TER
Mezzanego	Mediterranea delle Acque	Mediterranea delle Acque	Mediterranea delle Acque
Mignanego	Mediterranea delle Acque	Mediterranea delle Acque	Mediterranea delle Acque
Moconesi	Mediterranea delle Acque	Mediterranea delle Acque	Mediterranea delle Acque
Moneglia	-----	Idro-Tigullio	Idro-Tigullio
Montebruno	Mediterranea delle Acque	Mediterranea delle Acque	Mediterranea delle Acque
Montoggio	Mediterranea delle Acque	Mediterranea delle Acque	Mediterranea delle Acque
Né	-----	Società dell'Acqua Potabile	Società dell'Acqua Potabile
Neirone	Mediterranea delle Acque	Mediterranea delle Acque	Mediterranea delle Acque
Orero	Idro-Tigullio	Idro-Tigullio	Idro-Tigullio
Pieve Ligure	Mediterranea delle Acque	Mediterranea delle Acque	Mediterranea delle Acque
Portofino	Idro-Tigullio	Idro-Tigullio	Idro-Tigullio
Propata	Mediterranea delle Acque	Mediterranea delle Acque	Mediterranea delle Acque
Rapallo	-----	Idro-Tigullio	Idro-Tigullio
Recco	Mediterranea delle Acque	Mediterranea delle Acque	Mediterranea delle Acque
Rezzoaglio	Mediterranea delle Acque	Mediterranea delle Acque	Mediterranea delle Acque
Ronco Scrivia	Mediterranea delle Acque	Mediterranea delle Acque	Mediterranea delle Acque
Rondanina	Mediterranea delle Acque	Mediterranea delle Acque	Mediterranea delle Acque
Rossiglione	AM.TER	AM.TER	AM.TER
Rovegno	Mediterranea delle Acque	Mediterranea delle Acque	Mediterranea delle Acque
S. Colombano Certenoli	Idro-Tigullio	Idro-Tigullio	Idro-Tigullio
S. Margherita Ligure	Idro-Tigullio	Idro-Tigullio	Idro-Tigullio
S. Olcese	Mediterranea delle Acque	Mediterranea delle Acque	Mediterranea delle Acque
Santo Stefano d'Aveto	Mediterranea delle Acque	Mediterranea delle Acque	Mediterranea delle Acque
Savignone	Mediterranea delle Acque	Mediterranea delle Acque	Mediterranea delle Acque
Serra Riccò	Mediterranea delle Acque	Mediterranea delle Acque	Mediterranea delle Acque
Sestri Levante	-----	Idro-Tigullio	Idro-Tigullio
Sori	Mediterranea delle Acque	Mediterranea delle Acque	Mediterranea delle Acque
Tiglieto	AM.TER	AM.TER	AM.TER
Torriglia	Mediterranea delle Acque	Mediterranea delle Acque	Mediterranea delle Acque
Tribogna	Mediterranea delle Acque	Mediterranea delle Acque	Mediterranea delle Acque
Uscio	Mediterranea delle Acque	Mediterranea delle Acque	Mediterranea delle Acque
Valbrevenna	Mediterranea delle Acque	Mediterranea delle Acque	Mediterranea delle Acque
Vobbia	Mediterranea delle Acque	Mediterranea delle Acque	Mediterranea delle Acque
Zoagli	Acque Potabili	Idro-Tigullio	Idro-Tigullio



## AREA EMILIANA

Il Gruppo Iren presta i servizi idrici 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

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 prevedono una durata decennale degli affidamenti, fatta eccezione per la convenzione relativa al servizio idrico 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.

### PROVINCIA DI REGGIO EMILIA

Agac Infrastrutture S.p.A. mette a disposizione del Gruppo Iren gli impianti per la prestazione del Servizio Idrico Integrato, a fronte del pagamento del canone disposto dall'ATO di Reggio Emilia, sulla base di un *"contratto di regolazione della concessione d'uso mediante affitto del complesso organizzato di beni costituiti dalle reti, impianti e dotazioni afferenti il servizio idrico integrato"* stipulato tra le parti in data 1° marzo 2005 e relativo alla prestazione dei servizi idrici nei 44 Comuni della Provincia di Reggio Emilia escluso il Comune di Toano. Tale contratto ha decorrenza dalla data di sottoscrizione e termine alla scadenza degli affidamenti del gestore per la gestione del Servizio Idrico Integrato, fatte salve eventuali modificazioni derivanti dall'applicazione della normativa di settore vigente. Il contratto prevede inoltre che la durata dello stesso venga modificata di diritto nel caso la normativa futura di settore preveda una diversa durata.

A tale riguardo, la convenzione per la gestione del servizio idrico integrato sottoscritta in data 30 giugno 2003 tra AGAC e l'Agenzia d'Ambito per i Servizi Pubblici dell'ATO n. 3 di Reggio Emilia ha fissato la durata dell'affidamento in anni 10, come stabilito dalla L.R. 25/99, a decorrere dal 20 dicembre 2001. In considerazione di ciò, la scadenza dell'affidamento in essere dei servizi idrici per la Provincia di Reggio Emilia è fissata al 20 dicembre 2011.

A fronte della concessione d'uso dei beni, il Gruppo Iren versa ad Agac Infrastrutture S.p.A. un canone annuo nella misura di Euro 6.900.000. Tale canone è stato calcolato avendo riguardo delle quote annuali di interesse e di rimborso della parte capitale dei debiti attribuibili alle opere conferite in uso al gestore ed è comprensivo di quanto dovuto per la subconcessione dei beni acquedottistici demaniali di proprietà dei Comuni.





## PROVINCIA DI PARMA

Parma Infrastrutture S.p.A. mette a disposizione del Gruppo Iren gli impianti per la prestazione del Servizio Idrico Integrato, a fronte del pagamento del canone disposto dall'ATO di Parma, sulla base un *"contratto di regolazione della concessione d'uso mediante affitto del complesso organizzato di beni costituiti dalle reti, impianti e dotazioni afferenti il servizio idrico integrato"* stipulato tra le parti in data 18 marzo 2005 e relativo alla prestazione dei servizi idrici nel Comune di Parma. Tale contratto ha decorrenza 1° marzo 2001 e termine alla scadenza degli affidamenti del gestore per la gestione dei servizi idrici, fatte salve eventuali modificazioni derivanti dall'applicazione della normativa di settore vigente. Il contratto prevede inoltre che la durata dello stesso venga modificata di diritto nel caso la normativa futura di settore preveda una diversa durata.

A tale riguardo, la convenzione per la gestione dei servizi idrici sottoscritta in data 27 dicembre 2004 tra AMPS e l'Agenzia d'Ambito per i Servizi Pubblici dell'ATO n. 2 di Parma ha fissato al 30 giugno 2025 la scadenza dell'affidamento in essere.

A fronte della concessione d'uso dei beni, il Gruppo Iren versa a Parma Infrastrutture S.p.A. un canone annuo nella misura di Euro 2.205.000. Tale canone è stato calcolato avendo riguardo delle quote annuali di interesse e di rimborso della parte capitale dei debiti attribuibili alle opere conferite in uso al gestore ed è comprensivo di quanto dovuto per la subconcessione dei beni acquedottistici demaniali del Comune di Parma e connessi al servizio di fognatura e depurazione.

## PROVINCIA DI PIACENZA

Piacenza Infrastrutture S.p.A. mette a disposizione del Gruppo Iren gli impianti per la prestazione dei servizi idrici, a fronte del pagamento del canone disposto dall'ATO di Piacenza, sulla base un *"contratto di regolazione della concessione d'uso mediante affitto del complesso organizzato di beni costituiti dalle reti, impianti e dotazioni afferenti il servizio idrico integrato"* stipulato tra le parti in data 18 febbraio 2005 e relativo alla prestazione del Servizio Idrico Integrato in tutti i 48 Comuni della Provincia di Piacenza. Tale contratto ha decorrenza dalla data di sottoscrizione e termine alla scadenza degli affidamenti del gestore per la gestione dei servizi idrici, fatte salve eventuali modificazioni derivanti dall'applicazione della normativa di settore vigente. Il contratto prevede inoltre che la durata dello stesso venga modificata di diritto nel caso la normativa futura di settore preveda una diversa durata. A tale riguardo, la convenzione per la gestione dei servizi idrici sottoscritta in data 20 dicembre 2004 tra TESA e l'Agenzia d'Ambito per i Servizi Pubblici dell'ATO n. 1 di Piacenza aveva fissato la durata dell'affidamento in anni 10, come stabilito dalla L.R. 25/99, a decorrere dal 20 dicembre 2001. In considerazione di ciò, la scadenza dell'affidamento in essere del servizio idrico integrato per la Provincia di Piacenza è fissata al 20 dicembre 2011.

A fronte della concessione d'uso dei beni, il Gruppo Iren versa a Piacenza Infrastrutture S.p.A. un canone annuo nella misura di Euro 1.142.000.

## GESTIONE RETI FOGNARIE

Nella Provincia di Reggio Emilia, la convenzione relativa alla gestione del reticolo fognario è stata assegnata al Gruppo Iren a far data dal 1° luglio 2003 e ha una durata complessiva di 10 anni. La convenzione prevede la prestazione dei seguenti servizi: (i) pronto intervento (raccolta e registrazione delle segnalazioni riguardanti anomalie, messa in sicurezza e realizzazione dei lavori per il ripristino delle fognature e del manto stradale o di stabilità dei manufatti); (ii) manutenzione ordinaria (lavaggio ed espurgo dei condotti di fognatura, pulizia delle caditoie e griglie stradali, pulizia degli scol-





matori di piena, controllo e manutenzione degli impianti di sollevamento, controllo e manutenzione delle vasche di pioggia); (iii) manutenzione straordinaria (riparazione e/o sostituzione di piccoli tratti di tubazioni, riparazione dei pozzetti di ispezione e dei pozzetti di raccolta delle acque meteoriche (caditoie e griglie), sostituzione delle apparecchiature elettromeccaniche e carpenterie metalliche negli impianti di sollevamento e nelle vasche di pioggia); e (iv) rilascio delle autorizzazioni all'allacciamento (competenza di autorizzare tutti i nuovi allacciamenti alla fognatura pubblica).

Nella Provincia di Parma la convenzione relativa alla gestione del reticolo fognario è stata assegnata al Gruppo Iren a partire dal 2000 e ha una durata complessiva pari a 25 anni. La convenzione prevede la prestazione dei seguenti servizi: (i) servizi di pronto intervento (raccolta e registrazione delle segnalazioni riguardanti anomalie, messa in sicurezza e realizzazione dei lavori per il ripristino delle fognature e del manto stradale o di stabilità dei manufatti); (ii) manutenzione ordinaria (lavaggio ed espurgo dei condotti di fognatura, pulizia delle caditoie e griglie stradali, pulizia degli scolmatori di piena di fogne nere e miste, controllo e manutenzione degli impianti di sollevamento); (iii) manutenzione straordinaria (riparazione e/o sostituzione di piccoli tratti di tubazioni), sostituzione delle apparecchiature elettromeccaniche e carpenterie metalliche negli impianti di sollevamento); (iv) pareri tecnici agli Enti preposti al rilascio delle autorizzazioni allo scarico.

Nella Provincia di Piacenza, la convenzione relativa alla gestione del reticolo fognario è stata assegnata al Gruppo Iren a far data dal 20 Dicembre 2004 per una durata pari a 7 anni. La convenzione prevede la prestazione dei seguenti servizi: (i) esercizio e la manutenzione ordinaria dei condotti fognari di acque nere e miste, al fine di garantirne la funzionalità e continuità idraulica; (ii) riparazione delle tubazioni e relativi manufatti e la sostituzione in emergenza di piccoli tratti, la pulizia delle caditoie e griglie stradali, collegate a reti di fognatura mista, e degli scolmatori di piena; (iii) esercizio e la manutenzione degli impianti di sollevamento acque reflue, con riparazione e sostituzione in emergenza di apparecchiature elettromeccaniche ecc.; (iv) emissione di pareri tecnici di conformità agli Enti preposti per il rilascio delle autorizzazioni allo scarico nelle pubbliche fognature; (v) esecuzione degli allacciamenti alla fognatura, previa redazione di apposito preventivo di spesa e relativo pagamento da parte dei richiedenti; (vi) servizio di pronto intervento e reperibilità fuori orario di lavoro. In esito alle operazioni di riorganizzazione previste dal processo di fusione di Enia S.p.A. in Iride S.p.A., e poste in essere alla data del 31 dicembre 2010, la gestione dei SII negli ATO di Parma e Reggio Emilia è 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 invece in capo a Iren Emilia che si avvale, sul piano operativo, della Società Operativa Territoriale di Piacenza.



#### 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 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	31 dicembre 2011
Parma	Convenzione ATO/gestore	27 dicembre 2004	31 dicembre 2014
Piacenza	Convenzione ATO/gestore	18 maggio 2004	31 dicembre 2011

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 dalla L.166/09. Per quanto attiene alla fase dello smaltimento, la L.R. 25/99, nell'ambito del servizio pubblico di gestione del servizio di rifiuti urbani e assimilati, ricomprende: (i) lo spazzamento, (ii) la raccolta, (iii) il trasporto, e (iv) l'avvio al recupero e allo smaltimento, ivi compreso il trattamento preliminare dei rifiuti. Il Decreto Ambiente introduce, inoltre, la fase dello smaltimento nell'ambito del servizio di gestione integrata dei rifiuti. In adempimento alle disposizioni di cui alla vigente L.R. 25/9, lo smaltimento attualmente non è ricompreso tra le attività regolate dalle convenzioni ATO/gestore in essere.

## RIASSETTO DEL SETTORE IDRICO ED AMBIENTALE

L'assetto organizzativo-istituzionale dei servizi idrici integrati e del servizio di gestione integrata dei rifiuti, definito dal TU dell'Ambiente (D. Lgs. 152 /2006) è stato modificato dalla Legge 26 marzo 2010 n. 42, che ha disposto la soppressione delle Autorità d'Ambito Territoriale previste dagli art. li 148 e 201 del richiamato TU, con effetto dal 1° gennaio 2011. Le Regioni devono provvedere ad attribuire le funzioni già esercitate dalle suddette Autorità, nel rispetto dei principi di sussidiarietà, differenziazione ed adeguatezza.

Si segnala tuttavia che con D.L. n. 225 del 20 dicembre 2010 il termine del 1° gennaio 2011 è stato prorogato al 31 marzo 2011, con delega al Governo di procedere eventualmente ad ulteriore proroga fino al 31 dicembre 2011.

Si segnala che la Regione Emilia-Romagna con legge 23 dicembre 2010 n. 14 (Legge Finanziaria) ha stabilito, nelle more del riordino dei servizi pubblici locali (SII e rifiuti) da compiersi entro il 31 luglio 2011, la proroga delle competenze degli ATO fino a tale data.

## 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.

## PROPOSTE DEL CONSIGLIO DI AMMINISTRAZIONE ALL'ASSEMBLEA DEGLI AZIONISTI

PROPOSTE RELATIVE AL PUNTO ALL'ORDINE DEL GIORNO "Bilancio di esercizio al 31 dicembre 2010, Relazione sulla gestione e proposta di distribuzione dividendi: deliberazioni inerenti e conseguenti."

Signori Azionisti,

in relazione a quanto precedentemente esposto, Vi proponiamo di:

- approvare il bilancio dell'esercizio al 31 dicembre 2010 che chiude con un risultato netto di Euro 102.689.656,80;
- approvare la seguente proposta di destinazione dell'utile:

Utile dell'esercizio di Iren S.p.A.	Euro	102.689.656,80
-------------------------------------	------	----------------

Alla "Riserva legale" il 5% dell'utile d'esercizio	Euro	5.134.482,84
--	------	--------------

Agli Azionisti un dividendo unitario pari a Euro 0,0764 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 26 maggio 2011, per un totale di	Euro	97.503.641,72
---	------	---------------

Alla "Riserva Straordinaria"	Euro	51.532,24
------------------------------	------	-----------

- approvare la distribuzione di un dividendo straordinario unitario pari a Euro 0,0086, attingendo dalla Riserva Straordinaria, da assegnare alle 1.181.725.677 azioni ordinarie e alle 94.500.000 azioni di risparmio del valore nominale di 1 euro in pagamento a partire dal giorno 26 maggio 2011, per un totale di Euro 10.975.540,82.

Pertanto, se approvate le suddette proposte, il dividendo unitario complessivo da assegnare a ciascuna delle 1.181.725.677 azioni ordinarie e delle 94.500.000 azioni di risparmio del valore nominale di 1 euro in pagamento a partire dal giorno 26 maggio 2011, contro stacco della cedola il 23 maggio 2011, sarà pari a Euro 0,085, per un totale di Euro 108.479.182,54.

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 Torino n. 07129470014  
Codice Fiscale e partita IVA n. 07129470014



# **Bilancio Consolidato e Note esplicative**

al 31 dicembre 2010

## PROSPETTO DELLA SITUAZIONE PATRIMONIALE - FINANZIARIA

Attivo	Note	migliaia di euro			
		31.12.2010	di cui parti correlate	31.12.2009 (1)	di cui parti correlate
<b>ATTIVITÀ</b>					
Attività materiali	(1)	2.642.531		1.692.447	
Investimenti immobiliari	(2)	2.687		2.212	
Attività immateriali a vita definita	(3)	1.168.458		715.963	
Avviamento	(4)	132.117		104.745	
Partecipazioni valutate con il metodo del Patrimonio Netto	(5)	324.106		308.219	
Altre partecipazioni	(6)	296.249		34.339	
Attività finanziarie non correnti	(7)	88.388	82.361	279.333	264.980
Altre attività non correnti	(8)	29.463		23.762	
Attività per imposte anticipate	(9)	134.046		88.212	
<b>Totale attività non correnti</b>		<b>4.818.045</b>		<b>3.249.232</b>	
Rimanenze	(10)	45.227		39.017	
Crediti commerciali	(11)	1.115.235	246.345	672.554	153.262
Crediti per imposte correnti	(12)	5.755		3.712	
Crediti vari e altre attività correnti	(13)	209.504	2.081	199.092	26.702
Attività finanziarie correnti	(14)	377.281	367.728	184.578	180.786
Cassa e altre disponibilità liquide equivalenti	(15)	144.548		40.373	
<b>Totale attività correnti</b>		<b>1.897.550</b>		<b>1.139.326</b>	
<b>Attività destinate ad essere cedute</b>	(16)	<b>77.857</b>	<b>569</b>	<b>5.837</b>	
<b>TOTALE ATTIVITÀ</b>		<b>6.793.452</b>		<b>4.394.395</b>	

(1) I valori sono riesposti per riflettere l'adozione dell'IFRIC 12.

PASSIVO	Note	migliaia di euro			
		31.12.2010	di cui parti correlate	31.12.2009	di cui parti correlate
<b>Patrimonio netto attribuibile ai soci della capogruppo</b>					
Capitale sociale		1.276.226		832.042	
Riserve e Utili (Perdite) a nuovo		432.700		412.945	
Risultato netto del periodo		143.104		6.397	
<b>Totale patrimonio netto di pertinenza della Capogruppo</b>		<b>1.852.030</b>		<b>1.251.384</b>	
<b>Patrimonio netto di pertinenza dei Terzi</b>		<b>229.590</b>		<b>135.219</b>	
<b>TOTALE PATRIMONIO NETTO</b>	(17)	<b>2.081.620</b>		<b>1.386.603</b>	
<b>PASSIVITÀ</b>					
Passività finanziarie non correnti	(18)	1.829.263		1.338.039	
Benefici ai dipendenti	(19)	94.327		63.827	
Fondi per rischi ed oneri	(20)	195.133		58.368	
Passività per imposte differite	(21)	106.806		102.337	
Debiti vari e altre passività non correnti	(22)	148.383		11.940	
<b>Totale passività non correnti</b>		<b>2.373.912</b>		<b>1.574.511</b>	
Passività finanziarie correnti	(23)	1.041.103	3.628	583.078	3.893
Debiti commerciali	(24)	955.677	301.675	588.097	84.699
Debiti vari e altre passività correnti	(25)	270.444	3.387	204.975	22.554
Debiti per imposte correnti	(26)	12.560		9.401	
Fondi per rischi ed oneri quota corrente	(27)	35.807		47.730	
<b>Totale passività correnti</b>		<b>2.315.591</b>		<b>1.433.281</b>	
<b>Passività correlate ad attività destinate ad essere cedute</b>	(28)	<b>22.329</b>		-	
<b>TOTALE PASSIVITÀ</b>		<b>4.711.832</b>		<b>3.007.792</b>	
<b>TOTALE PATRIMONIO NETTO E PASSIVITÀ</b>		<b>6.793.452</b>		<b>4.394.395</b>	

# PROSPETTO DI CONTO ECONOMICO

		migliaia di euro			
	Note	Esercizio 2010	di cui parti correlate	Esercizio 2009 (1) (2)	di cui parti correlate
<b>RICAVI</b>					
Ricavi per beni e servizi	(29)	2.600.075	262.382	2.087.634	252.077
Variazione dei lavori in corso	(30)	1.274		339	339
Altri proventi	(31)	228.128	6.580	171.530	13.521
<b>Totale ricavi</b>		<b>2.829.477</b>		<b>2.259.503</b>	
<b>COSTI OPERATIVI</b>					
Acquisto materie prime sussidiarie di consumo e merci	(32)	(1.370.811)	(401.961)	(1.170.015)	(345.569)
Prestazioni di servizi e godimento beni di terzi	(33)	(713.128)	(150.614)	(512.336)	(122.038)
Oneri diversi di gestione	(34)	(68.114)		(76.628)	
Costi per lavori interni capitalizzati	(35)	19.454		19.737	
Costo del personale	(36)	(200.470)		(142.683)	
<b>Totale costi operativi</b>		<b>(2.333.069)</b>		<b>(1.881.925)</b>	
<b>MARGINE OPERATIVO LORDO</b>		<b>496.408</b>		<b>377.578</b>	
<b>AMMORTAMENTI, ACCANTONAMENTI E SVALUTAZIONI</b>					
Ammortamenti	(37)	(165.095)		(119.811)	
Accantonamenti e svalutazioni	(38)	(44.617)		(29.443)	
<b>Totale ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni</b>		<b>(209.712)</b>		<b>(149.254)</b>	
<b>RISULTATO OPERATIVO</b>		<b>286.696</b>		<b>228.324</b>	
<b>GESTIONE FINANZIARIA (39)</b>					
Proventi finanziari		16.648	6.980	24.085	14.147
Oneri finanziari		(75.100)	(11)	(128.184)	(33)
- di cui non ricorrenti		-		(64.312)	
<b>Totale gestione finanziaria</b>		<b>(58.452)</b>		<b>(104.099)</b>	
Risultato di collegate contabilizzate con il metodo del patrimonio netto	(40)	11.052		10.664	
Rettifica di valore di partecipazioni	(41)	(440)		(4.642)	
<b>RISULTATO PRIMA DELLE IMPOSTE</b>		<b>238.856</b>		<b>130.247</b>	
Imposte sul reddito	(42)	(90.206)		(124.436)	
- di cui non ricorrenti		-		(38.749)	
<b>RISULTATO NETTO DELLE ATTIVITÀ IN CONTINUITÀ</b>		<b>148.650</b>		<b>5.811</b>	
Risultato netto da attività operative cessate	(43)	1.740	190	6.077	
<b>RISULTATO NETTO DEL PERIODO</b>		<b>150.390</b>		<b>11.888</b>	
attribuibile a:					
- Utile (perdita) di pertinenza del Gruppo		143.104		6.397	
- Utile (perdita) di pertinenza di terzi	(44)	7.286		5.491	
<b>Utile per azione ordinarie e di risparmio (45)</b>					
- base (euro)		0,14		0,01	
- diluito (euro)		0,14		0,01	

(1) I valori sono riesposti per riflettere la contabilizzazione della società Aquamet tra le attività destinate ad essere cedute. Per maggiori dettagli vedere la nota 43 Risultato netto da attività operative cessate.

(2) I valori sono riesposti per riflettere l'adozione dell'IFRIC 12.



## PROSPETTO DELLE ALTRE COMPONENTI DI CONTO ECONOMICO COMPLESSIVO

		migliaia di euro	
	Note	Esercizio 2010	Esercizio 2009
<b>Utile/(perdita) del periodo - Gruppo e Terzi (A)</b>		<b>150.390</b>	<b>11.888</b>
<b>Altre componenti di conto economico complessivo</b>			
- quota efficace delle variazioni di fair value della copertura di flussi finanziari	(46)	(433)	(11.592)
- variazioni di fair value delle attività finanziarie disponibili per la vendita	(46)	(13.409)	-
- quota degli altri utili/(perdite) delle imprese valutate con il metodo del patrimonio netto	(46)	2.516	193
Effetto fiscale delle altre componenti di conto economico complessivo	(46)	(551)	3.952
<b>Totale altre componenti di conto economico complessivo al netto dell'effetto fiscale (B)</b>		<b>(11.877)</b>	<b>(7.447)</b>
<b>Totale Utile/(perdita) complessiva (A)+(B)</b>		<b>138.513</b>	<b>4.441</b>
<b>Totale Utile/(perdita) complessiva attribuibile a:</b>			
Soci della controllante		131.302	(1.050)
Interessenze di pertinenza di terzi		7.211	5.491

## PROSPETTO DELLE VARIAZIONI DELLE VOCI DI PATRIMONIO NETTO

	Capitale sociale	Riserva sovrapp. Emissione azioni	Riserva legale	Riserva copertura flussi finanziari
<b>31/12/2008 Rideterminato (*)</b>	<b>832.042</b>	<b>105.102</b>	<b>17.936</b>	<b>(7.627)</b>
Riserva legale			2.322	
Dividendi agli azionisti				
Utili portati a nuovo				
Cambio interessenze				
Utile complessivo rilevato nel periodo di cui:				(7.447)
- Utile netto del periodo				
- Altre componenti del Conto Economico complessivo				(7.447)
<b>31/12/2009</b>	<b>832.042</b>	<b>105.102</b>	<b>20.258</b>	<b>(15.074)</b>
Riserva legale			3.604	
Dividendi agli azionisti				
Variazioni derivanti da aggregazione aziendali	444.184			(3.387)
Variazione area di consol. e Cambio interessenze				
Altri movimenti				
Utile complessivo rilevato nel periodo di cui:				1.432
- Utile netto del periodo				
- Altre componenti del Conto Economico complessivo				1.432
<b>31/12/2010</b>	<b>1.276.226</b>	<b>105.102</b>	<b>23.862</b>	<b>(17.029)</b>

(\*) Vedere il cambiamento al principio contabile descritto nelle note esplicative del bilancio consolidato 2009 del Gruppo Iride

La riga denominata "Variazioni derivanti da aggregazione aziendali" ricomprende le variazioni che derivano dalla fusione con Enìa, e quindi da rami appartenenti all'ex Enia che sono diventati parte di altre società del gruppo.

La riga denominata "Variazione area di consolidamento e cambio interessenze" presenta il contributo delle società che per effetto della fusione sono entrate a fare parte del gruppo Iren e il cambio di interessenza, principalmente nella società San Giacomo (Mediterranea delle Acque) e in via marginale nella società Laboratori Iride Acqua Gas.

Il contributo delle società che per effetto della fusione sono entrate a fare parte del gruppo Iren ha comportato un incremento del patrimonio netto di gruppo di 8.361 migliaia di euro e un incremento del patrimonio netto di terzi di 10.193 migliaia di euro.

Il cambio di interessenza nella società San Giacomo (Mediterranea delle Acque) ha comportato un incremento del patrimonio netto di gruppo di 14.926 migliaia di euro e un incremento del patrimonio netto di terzi di 83.459 migliaia di euro.

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
-	<b>264.383</b>	<b>379.794</b>	<b>111.252</b>	<b>1.323.088</b>	<b>134.268</b>	<b>1.457.356</b>
		2.322	(2.322)	-		-
			(70.724)	(70.724)	(1.937)	(72.661)
	38.206	38.206	(38.206)	-		-
	70	70		70	(2.603)	(2.533)
		(7.447)	6.397	(1.050)	5.491	4.441
			6.397	6.397	5.491	11.888
		(7.447)		(7.447)		(7.447)
-	<b>302.659</b>	<b>412.945</b>	<b>6.397</b>	<b>1.251.384</b>	<b>135.219</b>	<b>1.386.603</b>
		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)
<b>(8.119)</b>	<b>328.884</b>	<b>432.700</b>	<b>143.104</b>	<b>1.852.030</b>	<b>229.590</b>	<b>2.081.620</b>

# RENDICONTO FINANZIARIO

	migliaia di euro	
	Esercizio 2010	Esercizio 2009
<b>A. Disponibilità liquide iniziali</b>	<b>40.373</b>	<b>72.332</b>
<b>Flusso finanziario generato dall'attività operativa</b>		
Risultato del periodo	150.390	11.888
Rettifiche per:		
Ammortamenti attività materiali e immateriali	165.095	121.219
Variazione netta TFR e altri benefici ai dipendenti	(1.331)	(1.283)
Variazione netta fondo rischi e altri oneri	(2.479)	11.060
Utili dalla vendita di attività operative cessate al netto degli effetti fiscali	(1.740)	(5.056)
Variazione imposte anticipate e differite	(16.367)	(15.914)
Variazione altre attività/passività non correnti	(10.756)	2.024
Dividendi ricevuti	(185)	(5.070)
Quota del risultato di collegate	(11.052)	(10.664)
Svalutazioni (Rivalutazioni) nette di partecipazioni	440	4.642
<b>B. Cash flow operativo prima delle variazioni di CCN</b>	<b>272.015</b>	<b>112.846</b>
Variazione rimanenze	6.853	675
Variazione crediti commerciali	33.120	195.134
Variazione crediti tributari e altre attività correnti	12.681	(41.943)
Variazione debiti commerciali	62.222	(33.481)
Variazione debiti tributari e altre passività correnti	(52.477)	(544)
<b>C. Flusso finanziario derivante da variazioni di CCN</b>	<b>62.399</b>	<b>119.841</b>
<b>D. Cash flow operativo (B+C)</b>	<b>334.414</b>	<b>232.687</b>
<b>Flusso finanziario da (per) attività di investimento</b>		
Investimenti in attività materiali e immateriali	(490.139)	(289.749)
Investimenti in attività finanziarie	(7.707)	(7.595)
Realizzo investimenti, variazione area di consolidamento e attività destinate ad essere cedute	23.906	5.453
Cessione di attività operative cessate al netto della liquidità ceduta	-	11.445
Dividendi ricevuti	185	5.070
Dividendi ricevuti da società collegate	10.772	2.385
Altri movimenti di attività finanziarie	(3.230)	(128)
<b>E. Totale flusso finanziario da attività di investimento</b>	<b>(466.213)</b>	<b>(273.119)</b>
<b>F. Free cash flow (D+E)</b>	<b>(131.799)</b>	<b>(40.432)</b>
<b>Flusso finanziario da attività di finanziamento</b>		
Erogazione di dividendi	(74.273)	(72.661)
Aumento capitale	-	-
Altre variazioni di Patrimonio netto	98.585	(12.600)
Variazione crediti finanziari	8.076	(87.773)
Variazione debiti finanziari	165.322	181.507
Disponibilità liquide acquisite con la fusione Iride-Enia	37.828	-
<b>G. Totale flusso finanziario da attività di finanziamento</b>	<b>235.538</b>	<b>8.473</b>
<b>H. Flusso monetario del periodo (F+G)</b>	<b>103.739</b>	<b>(31.959)</b>
<b>I. Disponibilità liquide finali (A+H)</b>	<b>144.112</b>	<b>40.373</b>

# 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.

L'operazione di aggregazione dei Gruppi Iride ed Enia che ha comportato la fusione per incorporazione di Enia in Iride, è stata illustrata mediante il Documento Informativo predisposto a norma dell'art. 70 del Regolamento Emittenti messo a disposizione degli azionisti e del mercato in data 28 giugno 2010.

In particolare secondo quanto previsto dal progetto di fusione a far data dal 1° luglio 2010:

- la società incorporante Iride ha assunto la denominazione Iren S.p.A.;
- le azioni ordinarie di Iren S.p.A. (già Iride) sono state assegnate in concambio agli azionisti di Enia in ragione di 4,2 azioni ordinarie Iren S.p.A., ogni azione ordinaria Enia. Dal giorno 1° luglio sono quotate le azioni Iren, mentre il titolo Enia è stato revocato dalla quotazione;
- il capitale sociale deliberato di Iren S.p.A. è aumentato di euro 444.183.894,00 e al 31 dicembre 2010 è pari a euro 1.276.225.677,00, interamente sottoscritto e versato, suddiviso in 1.181.725.677 azioni ordinarie e 94.500.000 azioni di risparmio non quotate.

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, patrimoniali e finanziarie presentati negli schemi di Bilancio al 31 dicembre 2009 e 31 dicembre 2010 è necessario considerare che i primi si riferiscono solo al Gruppo Iride e non sono comprensivi dell'apporto del Gruppo Enia.

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

Al fine di rendere omogenei i bilanci dei due Gruppi sono state necessarie delle riclassifiche ai prospetti riportati al 31 dicembre 2009. Le riclassifiche principali sono descritte nelle note al bilancio.

In particolare si segnala che le modifiche riguardanti i criteri di contabilizzazione delle attività relative ai servizi effettuati in regime di concessione (IFRIC 12) hanno comportato la rideterminazione di alcune voci patrimoniali ed economiche incluse nel bilancio consolidato al 31 dicembre 2009 e presentate, ai soli fini comparativi, nel presente bilancio consolidato. In particolare, l'applicazione dell'interpretazione contenuta nell'IFRIC 12 ha prodotto coerenti riclassifiche nella Situazione Patrimoniale - Finanziaria al 31 dicembre 2009 e al 1° gennaio 2009 e nel Conto Economico dell'esercizio 2009.

Nella tabella seguente sono evidenziate le variazioni della Situazione Patrimoniale - Finanziaria e del prospetto di Conto Economico.

ATTIVO	31.12.2008	Applicazione IFRC 12			Applicazione IFRC 12	migliaia di euro
			01.01.2009 Rideterminato IFRIC12	31.12.2009		31.12.2009 Rideterminato IFRIC12
<b>ATTIVITÀ</b>						
Attività materiali	2.187.221	(618.675)	1.568.546	2.349.683	(657.236)	1.692.447
Investimenti immobiliari	2.105		2.105	2.212		2.212
Attività immateriali	57.730	618.675	676.405	58.727	657.236	715.963
Avviamento	104.452		104.452	104.745		104.745
Partecipazioni valutate con il metodo del Patrimonio Netto	303.810		303.810	308.219		308.219
Attività finanziarie non correnti inclusi strumenti derivati	262.194		262.194	313.672		313.672
Altre attività non correnti	26.649		26.649	23.762		23.762
Attività per imposte anticipate	71.517		71.517	88.212		88.212
<b>Totale attività non correnti</b>	<b>3.015.678</b>	<b>-</b>	<b>3.015.678</b>	<b>3.249.232</b>	<b>-</b>	<b>3.249.232</b>
Rimanenze	39.693		39.693	39.017		39.017
Crediti commerciali	870.921		870.921	675.787		675.787
Crediti tributari	7.584		7.584	7.842		7.842
Crediti vari e altre attività correnti	150.044		150.044	191.729		191.729
Attività finanziarie correnti inclusi strumenti derivati	146.656		146.656	184.578		184.578
Cassa e altre disponibilità liquide equivalenti	72.332		72.332	40.373		40.373
<b>Totale attività correnti</b>	<b>1.287.230</b>	<b>-</b>	<b>1.287.230</b>	<b>1.139.326</b>	<b>-</b>	<b>1.139.326</b>
<b>Attività destinate ad essere cedute</b>	<b>5.156</b>		<b>5.156</b>	<b>5.837</b>		<b>5.837</b>
<b>TOTALE ATTIVITÀ</b>	<b>4.308.064</b>	<b>-</b>	<b>4.308.064</b>	<b>4.394.395</b>	<b>-</b>	<b>4.394.395</b>

PASSIVO	31.12.2008	Applicazione IFRC 12			Applicazione IFRC 12	migliaia di euro
			01.01.2009 Rideterminato IFRIC12	31.12.2009		31.12.2009 Rideterminato IFRIC12
<b>Patrimonio netto attribuibile ai soci della Capogruppo</b>						
Capitale sociale	832.042		832.042	832.042		832.042
Riserve e Utili (Perdite) a nuovo	379.794		379.794	412.945		412.945
Risultato netto del periodo	111.252		111.252	6.397		6.397
<b>Totale patrimonio netto di pertinenza della Capogruppo</b>	<b>1.323.088</b>		<b>1.323.088</b>	<b>1.251.384</b>		<b>1.251.384</b>
<b>Patrimonio netto di pertinenza dei Terzi</b>	<b>134.268</b>		<b>134.268</b>	<b>135.219</b>		<b>135.219</b>
<b>TOTALE PATRIMONIO NETTO</b>	<b>1.457.356</b>		<b>1.457.356</b>	<b>1.386.603</b>		<b>1.386.603</b>
<b>PASSIVITÀ</b>						
Passività finanziarie non correnti	959.143		959.143	1.338.039		1.338.039
Benefici ai dipendenti	65.110		65.110	63.827		63.827
Fondi	74.493		74.493	58.368		58.368
Passività per imposte differite	101.556		101.556	102.337		102.337
Debiti vari e altre passività non correnti	12.801		12.801	11.940		11.940
<b>Totale passività non correnti</b>	<b>1.213.103</b>		<b>1.213.103</b>	<b>1.574.511</b>		<b>1.574.511</b>
Passività finanziarie correnti	780.467		780.467	583.078		583.078
Debiti commerciali	621.620		621.620	588.140		588.140
Debiti vari e altre passività correnti	164.892		164.892	186.050		186.050
Debiti tributari	49.985		49.985	28.283		28.283
Fondi quota corrente	20.546		20.546	47.730		47.730
<b>Totale passività correnti</b>	<b>1.637.510</b>	<b>-</b>	<b>1.637.510</b>	<b>1.433.281</b>	<b>-</b>	<b>1.433.281</b>
<b>Passività correlate ad attività destinate ad essere cedute</b>	<b>95</b>		<b>95</b>	<b>-</b>		<b>-</b>
<b>TOTALE PASSIVITÀ</b>	<b>2.850.708</b>	<b>-</b>	<b>2.850.708</b>	<b>3.007.792</b>	<b>-</b>	<b>3.007.792</b>
<b>TOTALE PATRIMONIO NETTO E PASSIVITÀ</b>	<b>4.308.064</b>	<b>-</b>	<b>4.308.064</b>	<b>4.394.395</b>	<b>-</b>	<b>4.394.395</b>



Considerando che gli effetti dell'applicazione hanno riguardato la riclassifica di un numero limitato di voci non è stato ritenuto necessario inserire nello schema della Situazione Patrimoniale - Finanziaria la colonna che espone i saldi all'inizio del primo periodo di confronto (1° gennaio 2009).

	migliaia di euro		
	Esercizio 2009	Applicazione IFRC 12	Esercizio 2009 Rideterminato IFRIC12
<b>RICAVI</b>			
Ricavi per beni e servizi	2.022.735	71.917	2.094.652
Variazione dei lavori in corso	339		339
Altri proventi	172.295		172.295
<b>Totale ricavi</b>	<b>2.195.369</b>	<b>71.917</b>	<b>2.267.286</b>
<b>COSTI OPERATIVI</b>			
Acquisto materie prime sussidiarie di consumo e merci	(1.168.247)	(729)	(1.168.976)
Variazione delle rimanenze	(1.107)		(1.107)
Prestazioni di servizi e godimento beni di terzi	(458.949)	(53.861)	(512.810)
Oneri diversi di gestione	(80.185)	(113)	(80.298)
Costi per lavori interni capitalizzati	37.604	(17.214)	20.390
Costo del personale	(143.273)	-	(143.273)
<b>Totale costi operativi</b>	<b>(1.814.157)</b>	<b>(71.917)</b>	<b>(1.886.074)</b>
<b>MARGINE OPERATIVO LORDO</b>	<b>381.212</b>	<b>-</b>	<b>381.212</b>
<b>AMMORTAMENTI E ACCANTONAMENTI</b>			
Ammortamenti	(121.220)		(121.220)
Accantonamenti e svalutazioni	(29.453)		(29.453)
<b>Totale ammortamenti e accantonamenti</b>	<b>(150.673)</b>		<b>(150.673)</b>
<b>RISULTATO OPERATIVO</b>	<b>230.539</b>		<b>230.539</b>
<b>GESTIONE FINANZIARIA</b>			
Proventi finanziari	24.106		24.106
Oneri finanziari	(128.723)		(128.723)
- di cui non ricorrenti	(64.312)		(64.312)
<b>Totale gestione finanziaria</b>	<b>(104.617)</b>		<b>(104.617)</b>
Risultato di collegate contabilizzate con il metodo del patrimonio netto	10.664		10.664
Rettifica di valore di partecipazioni	(4.642)		(4.642)
<b>RISULTATO PRIMA DELLE IMPOSTE</b>	<b>131.944</b>		<b>131.944</b>
Imposte sul reddito	(125.112)		(125.112)
- di cui non ricorrenti	(38.749)		(38.749)
<b>RISULTATO NETTO DELLE ATTIVITÀ IN CONTINUITÀ</b>	<b>6.832</b>		<b>6.832</b>
Risultato netto da attività operative cessate	5.056		5.056
<b>RISULTATO NETTO DEL PERIODO</b>	<b>11.888</b>		<b>11.888</b>
attribuibile a:			
- Utile (perdita) di pertinenza del Gruppo	6.397		6.397
- Utile (perdita) di pertinenza di terzi	5.491		5.491
<b>Utile per azione ordinarie e di risparmio</b>			
- base (euro)	0,01		0,01
- diluito (euro)	0,01		0,01

Relativamente al prospetto del rendiconto finanziario si segnala che l'unica variazione significativa riguarda la voce dividendi ricevuti che è stata portata a riduzione del cash flow operativo e in aumento del flusso finanziario da attività di investimento.

Il bilancio consolidato della società per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2010 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.

## FUSIONE IRIDE - ENIA: ASPETTI CONTABILI

Ai fini della rappresentazione contabile dell'operazione di aggregazione che ha dato luogo ad Iren non si sono riscontrati gli elementi caratterizzanti le "Business Combination" e dunque si è ritenuto non applicabile il principio contabile internazionale IFRS 3, che regola le operazioni di aggregazione aziendale, per le quali "una sola entità, l'acquirente, ottiene il controllo di una o più attività aziendali distinte, l'acquisito".

Nel caso di Iren, l'obbligo imposto dal principio contabile internazionale IFRS 3 di identificazione di un (solo) soggetto acquirente, pare in contrasto con la volontà espressa dai soggetti partecipanti all'operazione di unione che, in una situazione estremamente complessa, hanno adottato, nella realizzazione della stessa, logiche decisionali di tipo paritetico, in nessun modo associabili alla esistenza del controllo di uno di tali soggetti sugli altri.

Si ritiene quindi che l'operazione di aggregazione sia sostanzialmente riconducibile alla costituzione di una joint venture così come prevista dallo IAS 31.

Gli IFRS non dettano un criterio specifico per la contabilizzazione da parte di una joint venture delle attività e passività sulle quali i venturers acquisiscono congiuntamente il controllo. In relazione a tali operazioni la prassi internazionale ha principalmente sviluppato due approcci alternativi:

- Fair Value: in tal caso, le attività e le passività apportate dai soggetti partecipanti alla fusione sono rilevate in capo alla neo costituita entità al loro fair value calcolato alla data di fusione.
- Costo storico: in tale ipotesi, di contro, le attività e le passività apportate dai soggetti partecipanti alla fusione sono rilevate in capo alla neo costituita entità in continuità di valori rispetto ai valori di libro che avevano nelle contabilità delle società partecipanti alla fusione prima dell'operazione.

Nella fattispecie, gli amministratori, chiamati a definire una politica contabile al fine di rappresentare contabilmente l'operazione, ritengono che la metodologia di contabilizzazione più idonea a rappresentare gli effetti dell'operazione in oggetto sia quella della continuità dei valori, anche in continuità rispetto alle policy contabili adottate dal Gruppo Iride in precedenti operazioni similari effettuate.

Per ulteriori informazioni sull'argomento e per tutto quanto concerne la suddetta operazione di fusione, si rinvia alla documentazione predisposta ai sensi di legge e dei vigenti regolamenti Consob messa a disposizione del pubblico, nei termini previsti dalla stessa normativa.

## I. CONTENUTO E FORMA DEL BILANCIO CONSOLIDATO

Il bilancio consolidato al 31 dicembre 2010 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 2010 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 segnala che a decorrere dal primo gennaio 2009 il Gruppo ha applicato lo "IAS 1 revised" che introduce informazioni complementari con riferimento al c.d. "Prospetto delle altre componenti di conto economico complessivo". In tale prospetto supplementare al conto economico sono incluse le componenti dell'utile sospese a patrimonio netto, quali la variazione della riserva di Cash flow hedge, la quota delle altre componenti del risultato complessivo di partecipazioni collegate e il risultato di attività finanziarie disponibili per la vendita maturato nell'esercizio. In precedenza le variazioni di tali componenti risultavano esclusivamente dall'esame delle variazioni delle riserve di patrimonio netto che le comprendevano.

Si specifica che per lo 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.

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 infragrupo. 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
- 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
- Aquamet (classificata come attività destinata ad essere ceduta)
- Laboratori Iride Acqua Gas
- San Giacomo 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 le controllate:
  - Enìa 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 Siciliane (partecipata al 56,77% 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

L'operazione straordinaria di fusione per incorporazione di Enia in Iride ha determinato l'entrata nell'area di consolidamento, a partire dal 1° luglio 2010, delle seguenti società: Iren Emilia, Iren Ambiente, Enia Parma, Enia Piacenza, Enia Reggio Emilia, Enia Tel, Undis Servizi, Tema (classificata come attività destinata ad essere ceduta), Tecnoborgo, Iren Rinnovabili, Enia Solaris, Montequerce e Bonifica Autocisterne.

Si segnala inoltre:

- l'operazione straordinaria di integrazione del polo industriale dell'acqua tra il gruppo Iren e il fondo F2i che ha comportato la costituzione della società San Giacomo, alla quale sono state conferite le controllate Mediterranea delle Acque e Idrotigullio, e la successiva fusione di Mediterranea delle Acque in San Giacomo. Al termine di tale operazione il Gruppo Iren controlla la società San Giacomo al 60%. Per maggiori dettagli si rimanda a quanto riportato nei fatti di rilievo del periodo della relazione sulla gestione. Tale operazione ha comportato un incremento del patrimonio netto di gruppo di 14.926 migliaia di euro e un incremento del patrimonio netto di terzi di 83.459 migliaia di euro.
- la variazione della percentuale di possesso della società consolidata integralmente Laboratori Iride Acqua Gas che passa dal 77,93% al 73,13% a seguito della cessione parziale di quote alla società ASMT.

## IV. PRINCIPI CONTABILI E CRITERI DI VALUTAZIONE

Di seguito sono indicati i criteri adottati nella redazione del bilancio consolidato al 31 dicembre 2010 del Gruppo Iren; i principi contabili descritti di seguito sono stati applicati coerentemente da tutte le entità del Gruppo.

#### 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:

	<b>Aliquota Minima</b>	<b>Aliquota Massima</b>
<b>Fabbricati</b>	<b>0,9%</b>	<b>11,1%</b>
<b>Costruzioni leggere</b>	<b>3,5%</b>	<b>10,0%</b>
<b>Automezzi</b>	<b>10,0%</b>	<b>50,0%</b>
<b>Attrezzature varie</b>	<b>6,7%</b>	<b>100,0%</b>
<b>Mobili e macchine ufficio</b>	<b>5,8%</b>	<b>100,0%</b>
<b>Hardware</b>	<b>20,0%</b>	<b>100,0%</b>
<b>Impianti</b>	<b>0,8%</b>	<b>100,0%</b>

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	3	30
Altre attività immateriali a vita utile definita	1	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 acquisite. 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 controlla 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 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**

I materiali e gli apparecchi di scorta per la manutenzione e la costruzione di impianti e le rimanenze di materie prime, vale a dire l'olio combustibile e il gasolio, 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 valore netto di realizzo desumibile dall'andamento di mercato.

Il costo delle rimanenze viene determinato adottando il criterio del costo medio ponderato.

Il valore netto di realizzo per le materie prime, i semilavorati e i prodotti finiti acquisiti dall'esterno è rappresentato dal costo di sostituzione.

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) e il premio fedeltà erogato al personale dipendente.

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 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/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.

Circa le soluzioni di contabilizzazione degli Emissions Trading Scheme si segnala:

- il ritiro da parte dell'International Accounting Standards Board (IASB), su mancata approvazione dell'European Financial Reporting Advisory Group (EFRAG), dell'IFRIC 3, ovvero della "interpretazione" con la quale si erano fornite le indicazioni di contabilizzazione degli E.T.S. secondo i Principi contabili internazionali;
- la pubblicazione, nell'aprile 2007, di un approfondimento su questo tema da parte del Consiglio Nazionale dei Dottori Commercialisti (CNDC) attraverso il documento "Diritti di emissione dei gas serra (GHG), aspetti contabili e di bilancio".

In assenza di un'interpretazione univoca a livello internazionale il Gruppo, avvalendosi degli elementi indicati nel documento del CNDC dell'aprile 2007, contabilizza gli Emissions Trading secondo il "Metodo Netto", vale a dire iscrivendo come costo l'eventuale eccedenza di emissioni 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).

## TITOLI ENERGETICI

In stretta relazione con le attività svolte, al Gruppo sono stati assegnati alcuni titoli energetici strettamente connessi all'effettuazione di specifiche attività volte al risparmio energetico. In particolare al Gruppo sono stati assegnati:

- dal Gestore della rete elettrica nazionale (GRTN), titoli commerciabili che attestano la produzione, su base annua, di energia elettrica da fonti rinnovabili (cosiddetti "certificati verdi"). Il Gruppo risulta titolare di tali certificati a seguito della produzione di energia elettrica tramite impianti idroelettrici, l'impianto di termovalorizzazione di Tecnoborgo, impianti di biogas e per effetto dell'utilizzo di impianti di cogenerazione associati al teleriscaldamento;
- dall'Autorità per l'energia elettrica ed il gas (AEEG), titoli commerciabili (TEE) che attestano l'effettuazione di interventi di risparmio energetico (cosiddetti "certificati bianchi").

Contabilmente tali titoli energetici sono trattati nel seguente modo:

- i certificati verdi derivanti dalla produzione annua di energia da fonti rinnovabili, sono rilevati in accordo al principio della competenza economica;
- per quanto riguarda i certificati bianchi, il trattamento contabile si differenzia leggermente a seconda che la società sia tenuta o meno all'obbligo di restituzione dei TEE. I soggetti tenuti all'obbligo di restituzione dei TEE rilevano il contributo relativo all'obbligo dell'anno per i soli TEE (maturati e/o acquistati) di cui sono effettivamente in possesso alla data di bilancio ed il costo dei TEE acquistati per soddisfare l'obbligo. Se i titoli acquistati eccedono l'obbligo, il costo dei titoli acquistati in eccesso viene riscontato. I soggetti che non sono tenuti all'obbligo di restituzione dei TEE, devono, invece, rilevare ricavi e costi dei titoli ceduti e riscontare il costo d'acquisto dei titoli inventuti.

## UTILE PER AZIONE

### - *Utile base per azione*

L'impresa calcola l'utile base per azione sulla base dell'utile o della perdita attribuibile agli azionisti possessori di azioni ordinarie della capogruppo. L'utile base per azione è calcolato dividendo l'utile o la perdita d'esercizio attribuibile agli azionisti possessori di azioni ordinarie per la media ponderata delle azioni ordinarie in circolazione nell'esercizio.

### - *Utile diluito per azione*

L'impresa calcola l'utile diluito per azione sulla base dell'utile o della perdita attribuibile agli azionisti possessori di azioni della capogruppo.

Ai fini del calcolo dell'utile diluito per azione, il numero delle azioni ordinarie è la media ponderata delle azioni ordinarie più la media ponderata delle azioni ordinarie che potrebbero essere emesse al momento della conversione in azioni di tutte le potenziali azioni ordinarie con effetti di diluizione. Tale conversione deve avvenire all'inizio dell'esercizio oppure alla data di emissione delle potenziali azioni ordinarie.

## PRINCIPI CONTABILI EMENDATI ED INTERPRETAZIONI APPLICATI NEL 2010

I seguenti principi contabili, emendamenti ed interpretazioni sono stati applicati per la prima volta dal Gruppo a partire dal 1° gennaio 2010.

- IFRIC 12 "Accordi per servizi in concessione" 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 deve rilevare o il diritto all'utilizzo della stessa infrastruttura o un'attività finanziaria o entrambi, in funzione delle caratteristiche degli accordi. A seguito dell'emanazione di tale interpretazione, 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 considerazione degli accordi in essere nel Gruppo Iren, sulla base delle interpretazioni e delle norme ad oggi in vigore, l'applicazione dell'IFRIC 12 rileva per alcune concessioni del settore della gestione del servizio idrico integrato, del settore della distribuzione del gas naturale e in via marginale del settore del teleriscaldamento. Nello stato patrimoniale l'applicazione dell'IFRIC 12 ha comportato la classificazione delle infrastrutture in concessione da attività materiali ad attività immateriali. Tenuto conto della struttura della tariffa spettante sui servizi resi in concessione non è possibile enucleare in modo attendibile il margine dell'attività di costruzione dal margine per l'attività di esercizio; pertanto in considerazione del fatto che una parte significativa dei lavori è appaltata a terzi, gli investimenti sostenuti sono iscritti tra le immobilizzazioni immateriali in base al costo sostenuto.

Il processo di ammortamento delle attività relative agli accordi per servizi in concessione è rimasto invariato e continua ad essere operato considerando le modalità attese di ottenimento dei benefici economici futuri derivanti dall'utilizzo e dal valore residuo dell'infrastruttura, così come previsti dal quadro normativo di riferimento.

Essendo inoltre non praticabile un'applicazione retrospettiva sono state identificate le attività immateriali da riconoscere alla data del 1° gennaio 2009 sulla base dei valori precedentemente iscritti come attività materiali nel bilancio al 31 dicembre 2008.

## PRINCIPI CONTABILI, EMENDAMENTI ED INTERPRETAZIONI EFFICACI DAL 1° GENNAIO 2010

- lo IAS 27 revised che attiene alla valorizzazione delle partecipazioni in ipotesi di incremento o decremento di quota di possesso. In ipotesi di variazioni di possesso con mantenimento del controllo gli effetti vanno ora iscritti a patrimonio netto; viceversa nell'ipotesi di perdita di controllo la partecipazione residua è valutata a fair value. L'adozione di queste modifiche ha avuto impatto sulla posizione finanziaria e sul risultato economico del Gruppo in quanto già applicate a partire dal bilancio 2009.
- modifiche all'IFRS 2 in tema di contabilizzazione delle operazioni con pagamenti basati su azioni regolati per cassa all'interno di un Gruppo e abrogazione dell'IFRIC 8 e IFRIC 11. L'adozione di queste modifiche non ha impatto sulla posizione finanziaria e sul risultato economico del Gruppo.
- IFRS 3 revised che introduce modifiche nella modalità di rappresentazione delle aggregazioni aziendali, fra queste si segnala in particolare: nelle acquisizioni del controllo realizzate in più fasi è necessario rimisurare a fair value l'intera partecipazione posseduta; le transazioni effettuate con i terzi successive all'acquisizione del controllo e nell'ipotesi di mantenimento del controllo medesimo sono iscritte a patrimonio netto; i costi sostenuti per l'acquisizione devono essere spesi immediatamente a conto economico; le variazioni alle "contingent consideration" sono iscritte a conto economico. L'adozione di queste modifiche non ha impatto sulla posizione finanziaria e sul risultato economico del Gruppo.
- IFRS 5 "Attività non correnti possedute per la vendita e attività operative cessate": la modifica, applicabile dal 1° gennaio 2010 in maniera prospettica, ha chiarito che l'IFRS 5 e gli altri IFRS che fanno specifico riferimento ad attività non correnti (o gruppi di attività) classificate come dispo-

nibili per la vendita o come attività operative cessate, prevedano tutta l'informativa necessaria per questo genere di attività o di operazioni. L'adozione di queste modifiche non ha impatto sulla posizione finanziaria e sul risultato economico del Gruppo.

- IFRS 8 "Settori operativi": questa modifica, che deve essere applicata dal 1° gennaio 2010, richiede che le imprese forniscano il valore del totale delle attività per ciascun settore oggetto di informativa se tale importo è fornito periodicamente al più alto livello decisionale operativo. Tale informazione era in precedenza richiesta anche in mancanza di tale condizione. L'adozione di queste modifiche non ha impatto sulla posizione finanziaria e sul risultato economico del Gruppo.
- IFRIC 9 "Rideterminazione del valore dei derivati impliciti": la modifica esclude dall'ambito di applicabilità dell'IFRIC 9 i derivati impliciti in contratti acquisiti nel corso di aggregazioni aziendali al momento della formazione di imprese a controllo congiunto o di joint venture. L'adozione di queste modifiche non ha impatto sulla posizione finanziaria e sul risultato economico del Gruppo.
- IFRIC 15 "Accordi per la costruzione di immobili". Tale interpretazione precisa i criteri di rilevazione contabile dei ricavi e dei costi derivanti dalla sottoscrizione di un contratto di costruzione di un immobile, chiarendo quando applicare le disposizioni previste dallo IAS 11 "Lavori su ordinazione" e dallo IAS 18 "Ricavi". Regola, altresì, il trattamento contabile da applicare ai ricavi derivanti dalle prestazioni di servizi aggiuntivi per l'immobile in costruzione. L'adozione di queste modifiche non ha impatto sulla posizione finanziaria e sul risultato economico del Gruppo.
- IFRIC 16 "Coperture di un investimento netto in una gestione estera": l'interpretazione si applica nei casi in cui la società intenda coprire il rischio cambio derivante da un investimento in un'entità estera e si voglia qualificare questa operazione come un'operazione di copertura ai sensi dello IAS 39. L'adozione di queste modifiche non ha impatto sulla posizione finanziaria e sul risultato economico del Gruppo.
- IFRIC 17 "Distribuzione ai soci di attività non rappresentate da disponibilità liquide": l'interpretazione precisa in particolare quando va rilevato il dividendo e in quale modo lo stesso deve essere valutato e come, al momento del regolamento del dividendo, si procede all'iscrizione delle differenze tra valore contabile delle attività distribuite e il valore contabile del dividendo liquidabile. L'adozione di queste modifiche non ha impatto sulla posizione finanziaria e sul risultato economico del Gruppo.
- IFRIC 18 "Cessioni di attività da parte della clientela": l'interpretazione riguarda le modalità di iscrizione dei beni ricevuti dai propri clienti, ovvero della cassa, per l'allacciamento a una rete di distribuzione. L'IFRIC 18 deve essere applicato esclusivamente dai soggetti che non sono tenuti ad applicare l'IFRIC 12. L'adozione di queste modifiche non ha impatto sulla posizione finanziaria e sul risultato economico del Gruppo.
- IAS 1 - "Presentazione del bilancio": con questo emendamento si modifica la definizione di passività corrente contenuta nello IAS 1. La precedente definizione richiedeva la classificazione come correnti delle passività che potessero venire estinte in qualsiasi momento mediante l'emissione di strumenti di patrimonio netto. Ciò comportava l'iscrizione tra le passività correnti delle passività relative a prestiti obbligazionari convertibili che potessero essere convertite in qualsiasi momento in azioni dell'emittente. A seguito della modifica, ai fini della classificazione come corrente/non corrente di una passività diviene irrilevante la presenza di un'opzione di conversione correntemente esercitabile in strumenti di patrimonio netto. L'adozione di queste modifiche non ha impatto sulla posizione finanziaria del Gruppo.
- IAS 7 "Rendiconto finanziario": la modifica è applicabile dal 1° gennaio 2010 e richiede che solo i flussi di cassa derivanti da spese che risultino nel riconoscimento di un'attività nella Situazione patrimoniale - finanziaria possano essere classificati nel Rendiconto finanziario come derivanti da attività di investimento, altrimenti i flussi di cassa, quali ad esempio spese promozionali e di pubblicità o di training del personale, devono essere classificati come derivanti dall'attività operativa. L'adozione di queste modifiche non ha impatto sul rendiconto finanziario del Gruppo.

- IAS 17 "Leasing": la modifica richiede che al momento della valutazione di un contratto di leasing che includa sia terreni che fabbricati, la parte relativa ai terreni sia considerata normalmente come un leasing finanziario se il terreno in oggetto ha vita utile indefinita, in quanto in tal caso i rischi e benefici significativi associati al suo utilizzo per la durata del contratto si possono considerare trasferiti al locatario, sebbene non vi sia un titolo formalizzato di trasferimento degli stessi. La modifica è applicabile dal 1° gennaio 2010 e alla data di adozione tutti i terreni oggetto di contratti di leasing già in essere e non ancora scaduti dovranno essere valutati separatamente, con l'eventuale riconoscimento retrospettivo di un nuovo leasing contabilizzato come se il relativo contratto avesse natura finanziaria. L'adozione di queste modifiche non ha impatto sulla posizione finanziaria e sul risultato economico del Gruppo.
- IAS 36 "Riduzione di valore delle attività": la modifica, applicabile in modo prospettico dal 1° gennaio 2010, richiede che ogni unità operativa o gruppo di unità operative sulle quali il goodwill è allocato ai fini del test di impairment non abbia dimensioni maggiori di un segmento operativo, così come definito dal paragrafo 5 dell'IFRS 8 prima dell'aggregazione consentita dal paragrafo 12 del medesimo IFRS sulla base di caratteristiche economiche simili o di altri elementi di similitudine. L'adozione di queste modifiche non ha impatto sulla posizione finanziaria e sul risultato economico del Gruppo.
- IAS 38 "Immobilizzazioni immateriali": la revisione dell'IFRS 3 operata nel 2008 ha stabilito che esistono sufficienti informazioni per valutare il fair value di un'immobilizzazione immateriale acquisita nel corso di un'aggregazione d'impresa se essa è separabile o è originata da diritti contrattuali o legali. Lo IAS 38 è stato conseguentemente rettificato per riflettere questa modifica apportata all'IFRS 3. Sono state inoltre chiarite le tecniche di valutazione da utilizzarsi per valutare il fair value delle immobilizzazioni immateriali per le quali non esiste un mercato attivo di riferimento; in particolare tali tecniche includono, alternativamente, la stima dei flussi di cassa netti attualizzati originati dalle attività, la stima dei costi che l'impresa ha evitato di sostenere possedendo l'attività e non dovendo utilizzarla con un contratto di licenza di un terzo, o dei costi necessari a ricrearla o rimpiazzarla (come nel c.d. metodo del costo). La modifica è applicabile in modo prospettico a partire dal 1° gennaio 2010. L'adozione di queste modifiche non ha impatto sulla posizione finanziaria e sul risultato economico del Gruppo.
- IAS 39 "Strumenti finanziari: rilevazione e valutazione": la modifica restringe l'eccezione di non applicabilità contenuta nel paragrafo 2g dello IAS 39 ai contratti forward tra un acquirente e un azionista venditore ai fini della vendita di un'impresa ceduta in un'aggregazione aziendale a una futura data di acquisizione, qualora il completamento dell'aggregazione aziendale non dipenda da ulteriori azioni di una delle due parti, ma solo dal trascorrere di un congruo periodo di tempo. La modifica chiarisce invece che ricadono nell'ambito di applicabilità dello IAS 39 i contratti di opzione (siano o meno essi attualmente esercitabili) che consentono a una delle due parti di avere il controllo sul realizzarsi o meno di eventi futuri e il cui esercizio comporterebbe il controllo di un'impresa. La modifica prevede inoltre che le penali implicite per l'estinzione anticipata di prestiti, il prezzo delle quali compensa il soggetto prestatore della perdita degli ulteriori interessi, devono essere considerate strettamente correlate al contratto di finanziamento che le prevede, e pertanto non devono essere contabilizzate separatamente. Infine, viene stabilito che gli utili o perdite su di uno strumento finanziario coperto devono essere riclassificati da patrimonio netto a conto economico nel periodo in cui il flusso di cassa atteso coperto ha effetto sul conto economico. La modifica in oggetto è applicabile in modo prospettico dal 1° gennaio 2010. L'adozione di queste modifiche 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

- IAS 32 Strumenti finanziari: esposizione nel bilancio: l'emendamento deve essere applicato dal 1° gennaio 2011 in 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. Il principio deve essere applicato dal 1° gennaio 2011.
- IFRS 9 Strumenti finanziari: pubblicato dallo IASB in data 12 novembre 2009 e poi emendato in data 28 ottobre 2010. Il principio, applicabile dal 1° gennaio 2013, 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 e per l'eliminazione (derecognition) dal bilancio delle attività finanziarie.  
Alla data del presente bilancio gli organi competenti dell'Unione Europea non hanno ancora concluso il processo di omologazione necessario per l'applicazione del nuovo principio.
- 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. L'emendamento deve essere applicato dal 1° gennaio 2011.
- 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'interpretazione deve essere applicata dal 1° gennaio 2011.

#### 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 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 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. Al fine di limitare i rischi di cambio e di variazione dei tassi di interesse, seguendo un'ottica non speculativa, il Gruppo utilizza contratti di copertura nell'ambito dell'attività di Risk Management, mentre non vengono utilizzati né detenuti strumenti derivati per puro scopo di negoziazione.

### A) RISCHIO DI LIQUIDITÀ

Il rischio di liquidità rappresenta il rischio che le risorse finanziarie disponibili all'azienda non siano sufficienti per far fronte alle obbligazioni finanziarie e commerciali nei termini e scadenze prestabiliti. La Funzione Finanza del Gruppo è centralizzata allo scopo di ottimizzare il reperimento e l'utilizzo delle risorse finanziarie. In particolare la gestione centralizzata dei flussi finanziari in Iren, sia attraverso un sistema di cash pooling, sia con un sistema di accentramento sui conti correnti di Iren di tutti gli incassi e pagamenti, consente di allocare i fondi disponibili a livello di Gruppo secondo le necessità che di volta in volta si manifestano tra le singole Società. I movimenti di liquidità sono registrati su conti infragrupo sui quali vengono contabilizzati anche le spese e gli interessi attivi e passivi infragrupo.

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

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

Viene costantemente monitorata la situazione finanziaria attuale, prospettica e la disponibilità di adeguati affidamenti bancari. Al 31 dicembre gli affidamenti bancari a breve termine utilizzati dalla Capogruppo sono pari a 692 milioni di euro di cui 65 milioni di euro *committed*.

La tabella sottostante fornisce l'indicazione dei flussi di cassa nominali previsti per l'estinzione delle passività finanziarie verso istituti di credito:

Dati al 31/12/2010	migliaia di euro				
	Valore contabile	Flussi finanziari contrattuali	entro i 12 mesi	1-5 anni	Oltre 5 anni
Debiti per mutui e bond (*)	1.958.867	(2.323.649)	(175.732)	(1.329.232)	(818.685)
Coperture rischio tasso	24.076	(20.110)	(14.308)	(12.090)	6.288

(\*) 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.

Nel mese di dicembre è stata utilizzata, con il supporto di garanzie bancarie, la linea di 100 milioni di euro, con durata a 15 anni, deliberata dalla Banca Europea per gli Investimenti a fine anno 2008 per complessivi 200 milioni di euro e di cui 100 milioni di euro erano già stati utilizzati a fine anno 2009. Sempre a dicembre 2010 è stato perfezionato ed utilizzato un nuovo finanziamento a medio termine per 100 milioni di euro con Cassa Depositi e Prestiti, tale finanziamento è sostitutivo di un finanziamento di pari importo stipulato nel 2009 con Cassa Depositi e Prestiti per il quale non è stata eser-

citata l'opzione di proroga. Nell'ambito del Gruppo, la società OLT Offshore LNG Toscana (consolidata al 41,71%) ha ottenuto nel corso del 2010 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 470 milioni di euro utilizzati per il rimborso del finanziamento bancario di 171 milioni di dollari ottenuto a copertura dell'acquisto della nave gasiera per il rigassificatore di Livorno e a supporto degli ulteriori investimenti. La società AES Torino (consolidata al 51%) ha ottenuto un finanziamento bancario di 25 milioni a medio termine, la società Nichelino Energia ha ottenuto un finanziamento di 5 milioni a medio termine.

Si evidenzia che al 31.12.2010 il debito residuo per mutui risulta contrattualizzato per il 27% a tasso fisso e per l'73% 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 non presentano elementi di criticità.

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), la verifica è annuale, i livelli sono stati definiti con adeguati criteri di prudenza e risultano soddisfatti. 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 2010, 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 2010 è negativo per 24.076 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 65% 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. 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 2010.

	migliaia di euro			
	Oneri finanziari		Riserva Cash Flow Hedge	
	aumento di 100 bps	diminuzione di 100 bps	aumento di 100 bps	diminuzione di 100 bps
<b>Sensitività dei flussi finanziari (netta)</b>				
Indebitamento finanziario netto (comprensivo dei contratti di copertura)	4.184	(4.183)	-	-
<b>Variazione del fair value</b>				
Contratti di copertura (solo componenti valutative)	(193)	113	22.030	(29.392)
<b>Totale impatto da analisi di sensitività</b>	<b>3.991</b>	<b>(4.070)</b>	<b>22.030</b>	<b>(29.392)</b>

## 2. RISCHIO DI CREDITO

Il rischio di credito del Gruppo è essenzialmente attribuibile all'ammontare dei crediti commerciali che non presentano una particolare concentrazione, essendo l'esposizione creditizia suddivisa su un largo numero di controparti in quanto connessa alla vendita di energia elettrica, teleriscaldamento e gas alla clientela retail, business, enti pubblici e all'erogazione dei servizi idrico ed ambientale (T.I.A. ex D.Lgs. 22/97).

Al fine di controllare il rischio di credito, la cui gestione operativa è demandata alle singole funzioni territoriali, sono state definite metodologie per il monitoraggio e il controllo dei crediti oltre alla definizione di strategie atte a ridurre l'esposizione creditizia tra i quali la gestione del contenzioso legale riguardante la clientela e i servizi erogati.

La politica interna del credito commerciale e gli strumenti di valutazione ex ante del merito di credito e le attività di monitoraggio e recupero sono differenziate in relazione sia alle diverse categorie di clientela sia 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 per le attività di sollecito telefonico di alcuni segmenti di clientela e alla gestione dell'inbound telefonico derivante dai solleciti scritti.

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 alcuni clienti business, con elevati volumi di consumi di energia elettrica e gas, si è stipulato un'apposita polizza di assicurazione del credito a copertura del rischio di insoluto.

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 di mercato; 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. Infatti per una mirata quantificazione si procede con l'analisi dei singoli importi componenti i crediti da esigere presenti nella banca dati prendendo in considerazione anche l'anzianità e procedendo con il relativo accantonamento.

In relazione all'anzianità dei crediti commerciali, si evidenzia come circa il 48% sia rappresentato da crediti non ancora scaduti, mentre un restante 21% è relativo a crediti scaduti entro i 60 giorni. Tale ripartizione deriva principalmente dalla concentrazione nella seconda metà dell'anno 2010 di fatturazioni massive relative al servizio energia elettrica, a quello Idrico ed al servizio d'igiene ambientale. Il cluster dei crediti scaduti da più di 120 giorni risulta in linea con l'esperienza del Gruppo e risente, oltre che del consolidamento dei comportamenti aziendali successivi alla fusione, del perdurare degli effetti della crisi economica e finanziaria.

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.

Con validità per i primi quattro mesi e gli ultimi tre mesi dell'anno 2010 sono state stipulate due operazioni di derivato su cambio (Average FX Option) a copertura del portafoglio energetico finalizzate al contenimento del rischio per un importo complessivo pari a 110.000 mila USD. 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.

Per l'anno 2010 il Gruppo Iren ha stipulato contratti relativi all'Energia Elettrica sul lato acquisto per 1.078 GWh (di cui 692 GWh con il GSE e 386 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. Per il 2010 sono inoltre stati stipulati contratti finanziari su Energy (ad esempio ITEC, Itmix, BINE) e Power (PUN), rispettivamente per complessivi 44 GWh (di durata annuale) e 223 GWh (di cui 175 GWh di durata annuale e 48 GWh negoziati su IDEX con durata mensile/trimestrale), prevalentemente a copertura di singole forniture in acquisto e in vendita e con l'obiettivo di rendere fisso il margine. Sono poi stati acquisiti contratti finanziari a seguito della fusione con Eni per complessivi 110 GWh. Per l'anno 2011 sono stati stipulati nuovi contratti finanziari su IDEX per complessivi 55 GWh.

Il Fair Value dei contratti in essere al 31.12.2010 è complessivamente negativo e pari a 1.622 mila euro.

#### 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 includono:

- altre 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.

	migliaia di euro			
	31-dic-10		31-dic-09	
	Valore contabile	Fair Value	Valore contabile	Fair Value
Crediti fin. vs joint venture quota non corrente	-	-	63.700	64.095
Attività per contratti derivati di copertura	1.989	1.989	887	887
Mutui quota non corrente e bond	(1.799.801)	(1.829.229)	(1.317.822)	(1.333.909)
Mutui quota corrente	(159.145)	(213.987)	(183.025)	(217.037)
Passività per contratti derivati di copertura	(26.065)	(26.065)	(16.341)	(16.341)
<b>Totale</b>	<b>(1.983.022)</b>	<b>(2.067.292)</b>	<b>(1.452.601)</b>	<b>(1.502.305)</b>
<b>(Perdita) / Utile non rilevato</b>		<b>(84.270)</b>		<b>(49.704)</b>

Si segnala che la voce "crediti finanziari verso joint venture quota non corrente" al 31 dicembre 2009 era costituita da crediti per un finanziamento verso la società AES Torino, consolidata proporzionalmente, in scadenza nel 2011; tale credito al 31 dicembre 2010 è stato riclassificato tra i crediti finanziari correnti.

#### *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			
<b>31 dicembre 2010</b>	<b>Livello 1</b>	<b>Livello 2</b>	<b>Livello 3</b>	<b>Totale</b>
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
<b>Totale attività</b>	<b>-</b>	<b>2.560</b>	<b>268.424</b>	<b>270.984</b>
Passività finanziarie derivate		(29.349)		(29.349)
<b>Totale complessivo</b>	<b>-</b>	<b>(26.789)</b>	<b>268.424</b>	<b>241.635</b>

	migliaia di euro			
<b>31 dicembre 2009</b>	<b>Livello 1</b>	<b>Livello 2</b>	<b>Livello 3</b>	<b>Totale</b>
Attività finanziarie disponibili per la vendita	-	2.141	-	2.141
Attività finanziarie designate al fair value rilevato a conto economico	-	-	-	-
Investimenti finanziari detenuti per finalità di trading	-	-	-	-
Attività finanziarie derivate	-	1.037	-	1.037
<b>Totale attività</b>	<b>-</b>	<b>3.178</b>	<b>-</b>	<b>3.178</b>
Passività finanziarie derivate	-	(18.260)	-	(18.260)
<b>Totale complessivo</b>	<b>-</b>	<b>(15.082)</b>	<b>-</b>	<b>(15.082)</b>

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 della *fair value*.

Nel livello 3, oltre alla Società CESI per un importo pari a 590 migliaia di euro, è ricompresa la partecipazione in Delmi, per un importo pari a 267.834 migliaia di euro il cui valore pur essendo essenzialmente basato sul Business Plan del Gruppo Edison (si veda la nota numero 6 ed i relativi commenti), riflette anche le trattative per la trasformazione della partecipazione in oggetto in asset industriali. 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 Enia, 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 modello prevede che la parte operativa del processo venga gestita da parte di Risk Manager locali che operano sulle aree di competenza in coordinamento con una struttura centrale avente funzione di indirizzo e controllo.

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 ricompresi quelli relativi alla scadenza delle concessioni in essere per cui si rimanda all'allegato I 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 rinnovo del sistema degli impianti idroelettrici, al consolidamento della presenza nei settori della distribuzione di energia elettrica, del gas e 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

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 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 2007 la società Iride S.p.A., ora 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 2010, tutti i rapporti, economici e giuridici, tra le parti sono stati disciplinati da apposito contratto interaziendale tra le società coinvolte e la consolidante Iride S.p.A., ora Iren S.p.A..

Anche la società incorporata Enia S.p.A. aveva in precedenza aderito, in qualità di consolidante, alla tassazione consolidata insieme alle altre società appartenenti al suo gruppo.

A seguito dell'esito positivo dell'interpello posto all'Agenzia delle Entrate, volto a richiedere la continuazione del consolidato in capo alla nuova controllante Iren al suddetto contratto, hanno potuto aderire a far tempo dal 1° luglio 2010 anche le società che partecipavano al Consolidato di gruppo ex Enia S.p.A. (estinta per incorporazione in Iride S.p.A. che ha assunto la nuova denominazione di 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 e Iren Emilia.

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.

Opzione per l'IVA di Gruppo - Sia il gruppo Iride sia il gruppo Enia hanno optato nell'anno 2010 per la Liquidazione IVA di Gruppo. Poiché la fusione è avvenuta in corso d'anno, le due liquidazioni sono proseguite in capo alla nuova Iren S.p.A. ma sono state tenute distinte fino al termine del periodo di imposta 2010. Nel 2011 le due posizioni sono state riunite e si è provveduto all'invio della nuova opzione entro i termini di legge.

Da un punto di vista procedurale, per l'esercizio 2010, 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 ex Iride S.p.A. sono, oltre alla capogruppo Iren S.p.A., le seguenti: Iren Energia S.p.A., Iride Servizi S.p.A., Iren Acqua Gas S.p.A., Iren Mercato S.p.A., AEM Torino Distribuzione S.p.A., AEMNET S.p.A., CAE AMGA Energia S.p.A., AES Torino S.p.A., CELPI, Genova Reti Gas. Le società incluse a seguito dell'operazione straordinaria nella liquidazione IVA di gruppo sono: 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.

Si segnala inoltre che nel 2010 è proseguita l'operatività di IREN Mercato tramite il contratto di fornitura gas con la società collegata Plurigas che ha consentito di servire, oltre al bacino genovese, 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. (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 attraverso le Società controllate. Ciò con specifico riferimento ai Comuni di Torino e di Genova, in quanto indirettamente azionisti di Iren S.p.A. e ai Comuni di Reggio Emilia, Parma e Piacenza.

Iren S.p.A., 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 dei servizi di illuminazione pubblica e semaforici, della manutenzione 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.

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 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. Al comune di Parma vengono inoltre forniti servizi di gestione illuminazione pubblica e gestione verde pubblico, al comune di Reggio Emilia servizi di gestione verde pubblico e sgombrò neve e al Comune di Piacenza servizi cimiteriali, gestione verde pubblico e sgombrò neve .

Le informazioni relative ai rapporti patrimoniali, economici e finanziari con le parti correlate sono riportati nelle Note esplicative del Bilancio Consolidato.

#### RAPPORTI CON AMMINISTRATORI

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.

Si rinvia agli allegati per il dettaglio delle partite patrimoniali e economiche intrattenute tra parti correlate e per il dettaglio dei compensi percepiti dagli amministratori e sindaci.

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

### **Trasformazione di San Giacomo S.r.l. in Società per azioni e ridenominazione in Mediterranea delle Acque S.p.A.**

In virtù della delibera di Assemblea di San Giacomo S.r.l., assunta il 28 dicembre 2010, ha avuto efficacia, dal 5 gennaio 2011, la trasformazione di San Giacomo da società a responsabilità limitata a società per azioni. Contestualmente la società ha assunto la denominazione di Mediterranea delle Acque S.p.A., adottando così il nome della società dalla stessa incorporata.

## VIII. ALTRE INFORMAZIONI

*COMUNICAZIONE CONSOB N. DEM/6064293 del 28 luglio 2006*

#### EVENTI E OPERAZIONI SIGNIFICATIVE NON RICORRENTI

Nel corso dell'esercizio 2010 il Gruppo non ha posto in essere eventi e/o operazioni significative non ricorrenti, così come definite dalla Comunicazione stessa, vale a dire eventi od operazioni il cui accadimento risulta non ricorrente oppure operazioni o fatti che non si ripetono frequentemente nel consueto svolgimento dell'attività. Nel 2009 era presente l'operazione non ricorrente relativa al recupero dei presunti Aiuti di Stato nei confronti della ex AEM Torino S.p.A. e della ex AMGA S.p.A. che ha generato un onere non ricorrente, al lordo delle imposte, pari a 103.062 migliaia di euro. Più precisamente l'onere si riferiva per 38.749 migliaia di euro alla quota capitale e per 64.312 migliaia di euro agli interessi passivi.

#### POSIZIONI O TRANSAZIONI DERIVANTI DA OPERAZIONI ATIPICHE E/O INUSUALI

Si precisa che nel corso dell'esercizio 2010 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 24 marzo 2011. 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 consolidato.

## IX. INFORMAZIONI SULLA SITUAZIONE PATRIMONIALE - FINANZIARIA

Le tabelle che seguono, ove non diversamente indicato, riportano i dati in migliaia di euro. Nelle tabelle la colonna denominata "incrementi tramite aggregazioni aziendali" ricomprende le variazioni che derivano da scorpori dell'ex Enìa, e quindi da rami che sono diventati parte di altre società del gruppo, compresa Iren S.p.A. La colonna "variazione dell'area di consolidamento" presenta il contributo delle società che per effetto della fusione sono entrate a fare parte del gruppo Iren.

### 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 31/12/2009	F.do amm.to al 31/12/2009	Valore netto al 31/12/2009	Costo al 31/12/2010	F.do amm.to al 31/12/2010	Valore netto al 31/12/2010
Terreni	21.756	-	21.756	74.147	(1.510)	72.637
Fabbricati	180.832	(50.571)	130.261	329.690	(96.110)	233.580
Fabbricati in leasing	5.079	(1.060)	4.019	6.740	(1.625)	5.115
<b>Terreni e Fabbricati</b>	<b>207.667</b>	<b>(51.631)</b>	<b>156.036</b>	<b>410.577</b>	<b>(99.245)</b>	<b>311.332</b>
Impianti e macchinari	1.639.764	(419.982)	1.219.782	2.667.371	(1.017.747)	1.649.624
Impianti e macchinari in leasing	693	(189)	504	1.011	(476)	535
<b>Impianti e macchinari</b>	<b>1.640.457</b>	<b>(420.171)</b>	<b>1.220.286</b>	<b>2.668.382</b>	<b>(1.018.223)</b>	<b>1.650.159</b>
Attrezzature ind.li e comm.li	17.116	(11.574)	5.542	77.522	(45.217)	32.305
Attrezzature ind.li e comm.li in leasing	-	-	-	-	-	-
<b>Attrezzature industriali e commerciali</b>	<b>17.116</b>	<b>(11.574)</b>	<b>5.542</b>	<b>77.522</b>	<b>(45.217)</b>	<b>32.305</b>
Altri beni	40.879	(31.706)	9.173	115.318	(89.137)	26.181
Altri beni in leasing	1.606	(1.261)	345	1.606	(1.384)	222
<b>Altri beni</b>	<b>42.485</b>	<b>(32.967)</b>	<b>9.518</b>	<b>116.924</b>	<b>(90.521)</b>	<b>26.403</b>
<b>Attività materiali in corso ed acconti</b>	<b>301.065</b>	<b>-</b>	<b>301.065</b>	<b>622.332</b>	<b>-</b>	<b>622.332</b>
<b>Totale</b>	<b>2.208.790</b>	<b>(516.343)</b>	<b>1.692.447</b>	<b>3.895.737</b>	<b>(1.253.206)</b>	<b>2.642.531</b>

La parte più significativa della variazione dei saldi tra il 31 dicembre 2009 e il 31 dicembre 2010 si riferisce alla fusione per incorporazione di Enìa in Iride ed alla conseguente variazione, sia dell' area di consolidamento che degli asset direttamente conferiti da Enìa al ex Gruppo Iride, come esplicitato nella movimentazione del costo storico esposta nel seguito:



	migliaia di euro						
	Saldo iniziale	Incrementi	Decrementi	Riclassifiche	Incrementi tramite aggregazioni aziendali	Variazione area di consolidamento	Saldo Finale
Terreni	21.756	2.401	(792)	6.370	3.578	40.834	74.147
Fabbricati	180.832	4.830	(11.497)	(669)	23.569	132.625	329.690
Fabbricati in leasing	5.079	-	(60)	-	-	1.721	6.740
<b>Terreni e fabbricati</b>	<b>207.667</b>	<b>7.231</b>	<b>(12.349)</b>	<b>5.701</b>	<b>27.147</b>	<b>175.180</b>	<b>410.577</b>
Impianti e macchinari	1.639.764	41.442	(7.400)	27.454	411.560	554.551	2.667.371
Impianti e macchinari in leasing	693	-	-	-	-	318	1.011
<b>Impianti e macchinari</b>	<b>1.640.457</b>	<b>41.442</b>	<b>(7.400)</b>	<b>27.454</b>	<b>411.560</b>	<b>554.869</b>	<b>2.668.382</b>
Attrezzature industriali e commerciali	17.116	4.039	(1.400)	470	3.906	53.391	77.522
Attrezzature in leasing	-	-	-	-	-	-	-
<b>Attrezzature ind.li e commerciali</b>	<b>17.116</b>	<b>4.039</b>	<b>(1.400)</b>	<b>470</b>	<b>3.906</b>	<b>53.391</b>	<b>77.522</b>
Altri beni	40.879	8.615	(5.554)	1.721	1.522	68.135	115.318
Altri beni in leasing	1.606	-	-	-	-	-	1.606
<b>Altri beni</b>	<b>42.485</b>	<b>8.615</b>	<b>(5.554)</b>	<b>1.721</b>	<b>1.522</b>	<b>68.135</b>	<b>116.924</b>
<b>Attività mat. in corso ed acconti</b>	<b>301.065</b>	<b>293.359</b>	<b>(7.870)</b>	<b>(38.234)</b>	<b>12.127</b>	<b>61.885</b>	<b>622.332</b>
<b>Totale</b>	<b>2.208.790</b>	<b>354.686</b>	<b>(34.573)</b>	<b>(2.888)</b>	<b>456.262</b>	<b>913.460</b>	<b>3.895.737</b>

Il saldo della colonna riclassifiche, pari a 2.888 migliaia di euro, si riferisce al costo storico delle attività materiali all'1/1/2010 della società Aquament che sono state riclassificate nella voce Attività destinate ad essere cedute.

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

	migliaia di euro						
	Saldo iniziale	Amm.to del periodo	Decrementi	Riclassifiche	Incrementi tramite aggregazioni aziendali	Variazione area di consolidamento	Saldo Finale
F.do amm.to terreni	-	-	131	-	-	(1.641)	(1.510)
F.do amm.to fabbricati	(50.571)	(7.381)	3.360	477	(6.950)	(35.045)	(96.110)
F.do amm.to fabbricati in leasing	(1.060)	(178)	-	-	-	(387)	(1.625)
<b>F.do amm.to fabbricati</b>	<b>(51.631)</b>	<b>(7.559)</b>	<b>3.491</b>	<b>477</b>	<b>(6.950)</b>	<b>(37.073)</b>	<b>(99.245)</b>
F.do amm.to impianti e macchinari	(419.982)	(94.476)	4.799	156	(194.285)	(313.959)	(1.017.747)
F.do amm.to impianti e macchinari in leasing	(189)	(58)	-	-	-	(229)	(476)
<b>F.do amm.to impianti e macchinari</b>	<b>(420.171)</b>	<b>(94.534)</b>	<b>4.799</b>	<b>156</b>	<b>(194.285)</b>	<b>(314.188)</b>	<b>(1.018.223)</b>
F.do amm.to attrezz. ind.li e comm.li	(11.574)	(3.636)	479	296	(2.014)	(28.768)	(45.217)
F.do amm.to attrezz. ind.li e comm.li in leasing	-	-	-	-	-	-	-
<b>F.do amm.to attrezz. Ind.li e comm.li</b>	<b>(11.574)</b>	<b>(3.636)</b>	<b>479</b>	<b>296</b>	<b>(2.014)</b>	<b>(28.768)</b>	<b>(45.217)</b>
F.do amm.to altri beni	(31.706)	(5.784)	2.921	373	(25)	(54.916)	(89.137)
F.do amm.to altri beni in leasing	(1.261)	(123)	-	-	-	-	(1.384)
<b>F.do amm.to altri beni</b>	<b>(32.967)</b>	<b>(5.907)</b>	<b>2.921</b>	<b>373</b>	<b>(25)</b>	<b>(54.916)</b>	<b>(90.521)</b>
<b>Totale</b>	<b>(516.343)</b>	<b>(111.636)</b>	<b>11.690</b>	<b>1.302</b>	<b>(203.274)</b>	<b>(434.945)</b>	<b>(1.253.206)</b>

Il saldo della colonna riclassifiche, pari a 1.302 migliaia di euro, si riferisce al fondo ammortamento delle attività materiali all'1/1/2010 della società Aquament che sono state riclassificate nella voce Attività destinate ad essere cedute.

### *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 41.442 migliaia di euro, si riferiscono principalmente a:

- estensione della rete del teleriscaldamento delle città di Torino, Nichelino e dell'Emilia per 15.192 migliaia di euro;
- posa di contatori elettronici per clienti finali biorari e nuovi allacci alla rete di distribuzione di energia elettrica per 9.271 migliaia di euro;
- costruzione dell'impianto idroelettrico di Baiso per 5.123 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 8.615 migliaia di euro, si riferiscono principalmente all'acquisto di nuovi automezzi e autovetture (5.071 migliaia di euro).

### *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. Gli investimenti dell'esercizio, pari a 293.359 migliaia di euro, si riferiscono principalmente a:

- costruzione della centrale di cogenerazione di Torino Nord per 134.683 migliaia di euro;
- repowering degli impianti della Valle Orco per 25.565 migliaia di euro;
- sviluppo della rete di trasporto e distribuzione del calore per 18.835 migliaia di euro;
- avanzamento del progetto del Polo Ambientale Integrato dell'Emilia per 20.137 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 43.971 migliaia di euro.

Gli ammortamenti ordinari del 2010, pari a complessivi 111,7 milioni 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 5.872 migliaia di euro (4.868 migliaia di euro al 31 dicembre 2009), relativi principalmente a fabbricati industriali.

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

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

## **NOTA 2\_ INVESTIMENTI IMMOBILIARI**

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

	migliaia di euro					
	Costo al 31/12/2009	Fondo amm.to al 31/12/2009	Valore netto al 31/12/2009	Costo al 31/12/2010	Fondo amm.to al 31/12/2010	Valore netto al 31/12/2010
<b>Terreni</b>	409	-	409	446	-	446
<b>Fabbricati</b>	2.537	(734)	1.803	3.494	(1.253)	2.241
<b>Totale</b>	<b>2.946</b>	<b>(734)</b>	<b>2.212</b>	<b>3.940</b>	<b>(1.253)</b>	<b>2.687</b>

Gli importi indicati sono relativi, oltre ad investimenti immobiliari della controllata Mediterranea delle Acque per 296 migliaia di euro, al pro quota degli investimenti immobiliari della Società Acque Potabili consolidata proporzionalmente (pari a 2.391 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 31/12/2009	Fondo amm.to al 31/12/2009	Valore netto al 31/12/2009	Costo al 31/12/2010	Fondo amm.to al 31/12/2010	Valore netto al 31/12/2010
Costi di sviluppo	-	-	-	524	(424)	100
Dir. brevetto ind.le e utilizzo opere dell'ing.	1.054	(819)	235	38.451	(23.006)	15.445
Concessioni, licenze, marchi e diritti simili	1.020.426	(358.541)	661.885	1.502.879	(462.714)	1.040.165
Altre immobilizzazioni immateriali	52.634	(39.401)	13.233	66.763	(50.711)	16.052
Imm. in corso e acconti	40.610	-	40.610	96.696	-	96.696
<b>Totale</b>	<b>1.114.724</b>	<b>(398.761)</b>	<b>715.963</b>	<b>1.705.313</b>	<b>(536.855)</b>	<b>1.168.458</b>

La parte più significativa della variazione dei saldi tra il 31 dicembre 2009 e il 31 dicembre 2010 si riferisce alla fusione per incorporazione di Enia in Iride.

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

	migliaia di euro							
	Saldo iniziale	Incrementi	Decrementi	Riclassifiche	Svalutazione del periodo	Incrementi tramite aggregazioni aziendali	Variazione area di consolidamento	Saldo Finale
Costi di sviluppo	-	98	-	-	-	-	426	524
Dir. brevetto ind. le e utilizzo opere dell'ing.	1.054	2.050	(4)	(333)	-	-	35.684	38.451
Concessioni, licenze, marchi e diritti simili	1.020.426	92.026	(6.846)	(26.911)	-	327.660	96.524	1.502.879
Altre immobilizzazioni immateriali	52.634	9.267	(16)	236	(277)	1.636	3.283	66.763
Imm. in corso e acconti	40.610	32.012	(1.109)	(33.374)	-	37.180	21.377	96.696
<b>Totale</b>	<b>1.114.724</b>	<b>135.453</b>	<b>(7.975)</b>	<b>(60.382)</b>	<b>(277)</b>	<b>366.476</b>	<b>157.294</b>	<b>1.705.313</b>

Il saldo della colonna riclassifiche, pari a 60.382 migliaia di euro, si riferisce al costo storico delle attività immateriali all'1/1/2010, comprensive delle attività rilevate a fronte dell'applicazione dell'IFRIC 12 relative al settore di attività di distribuzione del gas naturale, della società Aquament che sono state riclassificate nella voce Attività destinate ad essere cedute.

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

	migliaia di euro						
	Saldo iniziale	Amm.to del periodo	Decrementi	Riclassifiche	Incrementi tramite aggregazioni aziendali	Variazione area di consolidamento	Saldo Finale
F.amm.to costi di sviluppo	-	(56)	-	-	-	(368)	(424)
F.amm.to dir. brevetto ind.le e utilizzo opere dell'ing.	(819)	(2.832)	1	314	-	(19.670)	(23.006)
F.amm.to concessioni, licenze, marchi e diritti simili	(358.541)	(43.277)	5.246	19.055	(68.621)	(16.576)	(462.714)
F. amm.to altre immobilizzazioni immateriali	(39.401)	(7.223)	71	47	(1.143)	(3.062)	(50.711)
<b>Totale</b>	<b>(398.761)</b>	<b>(53.388)</b>	<b>5.318</b>	<b>19.416</b>	<b>(69.764)</b>	<b>(39.676)</b>	<b>(536.855)</b>

Il saldo della colonna riclassifiche, pari a 19.416 migliaia di euro, si riferisce al fondo ammortamento delle attività immateriali all'1/1/2010, comprensive delle attività rilevate a fronte dell'applicazione dell'IFRIC 12 relative al settore di attività di distribuzione del gas naturale, della società Aquament che sono state riclassificate nella voce Attività destinate ad essere cedute.

#### *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;
- costi per lo sviluppo commerciale della clientela.

#### *Immobilizzazioni in corso ed acconti*

La voce è costituita prevalentemente dagli investimenti in corso dei servizi in concessione disciplinati dall'Ifric 12, oltre che da licenze d'uso software, dai relativi costi sostenuti per le implementazioni.

#### **NOTA 4\_AVVIAMENTO**

La voce, pari a 132.117 migliaia di euro (104.745 migliaia di euro al 31 dicembre 2009), 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;
- 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;
- 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;
- sulle quote azionarie di Eni Energia acquisite da Sat Finanziaria S.p.A. e da Edison per un importo di 16.731 migliaia di euro.

L'incremento è dovuto principalmente alla fusione per incorporazione di Eni in Iride e si riferisce all'avviamento sul ramo d'azienda riferito alle utenze elettriche della città di Parma e sulle quote azionarie di Eni Energia descritte in precedenza .

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 in precedenza richiamati, sulla base del Piano industriale approvato dal CdA del 10 Dicembre 2010 e presentato al mercato il 13 Dicembre 2010. Tale metodologia consente la presentazione 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, descritte in precedenza al verificarsi di impairment trigger specifici con particolare riferimento agli avviamenti, ai tangibile asset ed alla recuperabilità del valore delle proprie partecipazioni.

Nell'ambito delle valutazioni effettuate si evidenzia che l'importo recuperabile è stato determinato quantificando il valore d'uso o basandosi sul fair value. 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 6,03% - 7,45% 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.

L'impairment test effettuato al 31 dicembre 2010 non ha evidenziato perdite durevoli di valore.

#### 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 324.106 migliaia di euro (308.218 migliaia di euro al 31 dicembre 2009).

L'elenco delle società valutate con il metodo del patrimonio netto appartenenti al Gruppo al 31 dicembre 2010 è riportato in allegato.

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

	migliaia di euro						
	Saldo al 31/12/2009	Variazione area di consolidamento	Acquisti / (Cessioni)	Rivalutazioni/ (svalutazioni) e rettifiche di valore	Dividendi e Valutazioni con effetto diretto a PN	Riclassifiche e altri movimenti	Saldo al 31/12/2010
A2A Alfa	337	-	-	407	-	-	744
ABM Next	351	-	-	-	(51)	-	300
Aciam	-	315	-	-	-	-	315
Acos Energia	442	-	-	(76)	(89)	-	277
Acos S.p.A.	6.513	-	-	352	-	-	6.865
Acquaenna	-	1.380	-	-	-	-	1.380
Acqueinforma	5	-	-	-	-	-	5
Aguas de San Pedro	-	3.130	-	1.017	113	-	4.260
Aiga	252	-	-	56	-	-	308
Alegas	1.400	-	-	(19)	-	-	1.381
AMAT	5.589	-	-	30	-	-	5.619
AMAT Energia	3	-	-	(1)	-	-	2
Amter	531	-	-	148	-	-	679
ASA S.p.A.	5.084	-	7.112	(371)	58	-	11.883
ASMT Servizi Industriali	6.013	-	-	(126)	-	-	5.887
Astea	19.415	-	-	-	-	(19.415)	-
Atena	8.325	-	-	9	-	-	8.334
BT Enia Tlc	-	6.487	-	347	-	-	6.834
Castel	433	-	-	-	-	-	433
Ceppo	254	-	-	-	-	-	254
Consorzio Servizi Integrati	50	-	-	-	-	-	50
Domus Acqua	28	-	-	-	-	-	28
Edipower	217.309	-	-	5.299	(2.099)	-	220.509
Fingas	-	-	-	(23)	-	8.216	8.193
Gas Energia	789	-	-	(54)	-	-	735
Gesam Gas	6.648	-	-	537	(229)	-	6.956
GICA	539	-	70	(663)	185	-	131
Globale Service	-	6	-	-	-	-	6
Il Tempio	-	40	-	(8)	-	-	32

	migliaia di euro						
	Saldo al 31/12/2009	Variazione area di consolidamento	Acquisti / (Cessioni)	Rivalutazioni/ (svalutazioni) e rettifiche di valore	Dividendi e Valutazioni con effetto diretto a PN	Riclassifiche e altri movimenti	Saldo al 31/12/2010
Iniziative Ambientali	-	438	-	-	-	-	438
Livorno Holding	8	-	-	(2)	-	-	6
Mestni Plinovodi	8.919	-	-	308	-	-	9.227
Mondo Acqua	142	-	-	-	-	-	142
Plurigas	17.672	-	-	5.596	(4.099)	-	19.169
Rio Riazzone	-	229	-	-	-	-	229
S.M.A.G.	17	-	27	(44)	-	-	-
Salerno Energia Vendite	941	-	-	395	(172)	-	1.164
Sea Power & Fuel	3	-	-	-	-	-	3
Sinergie Italiane	-	1.688	-	(2.606)	(2.434)	3.352	-
Sosel	-	490	-	18	-	-	508
Tirana Acque	47	-	-	-	-	-	47
Undis	-	166	(166)	-	-	-	-
Valle Dora Energia	-	-	498	-	-	-	498
VEA Energia e Ambiente	159	-	-	115	-	-	274
<b>TOTALE</b>	<b>308.218</b>	<b>14.369</b>	<b>7.541</b>	<b>10.641</b>	<b>(8.817)</b>	<b>(7.847)</b>	<b>324.105</b>

Edipower è considerata un'impresa collegata, anche se la percentuale di partecipazione è inferiore al 20%, in quanto si ritiene che Iride eserciti un'influenza notevole a seguito degli accordi e dei contratti di tolling agreement attualmente in vigore tra i soci.

La società Astea è stata riclassificata tra le attività destinate ad essere cedute come indicato alla successiva nota 16, mentre la Società Fingas è stata riclassificata nella presente voce dalle "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.

Si segnala che al 31 dicembre 2009 le altre partecipazioni erano espresse all'interno della voce attività finanziarie non correnti. A tal proposito si è provveduto a riclassificare i dati comparativi.

L'elenco delle partecipazioni in altre imprese appartenenti al Gruppo al 31 dicembre 2010 è riportato in allegato.

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

	migliaia di euro						
	Valore al 31/12/2009	Incrementi tramite aggregazione aziendale	Variazione area consolidamento	Riclassifiche	Variazioni direttamente a PN	Acquisti / (cessioni)	Valore al 31/12/2010
Acque Potabili Siciliane	20	-	-	-	-	-	20
Agenzia Parma Energia	-	-	3	-	-	-	3
Alagaz	3	-	-	-	-	(3)	-
AMG	8	-	-	(8)	-	-	-
Astea Energia	7	-	-	-	-	-	7
Atena Patrimonio	12.030	-	-	-	-	-	12.030
ATO2 Acque società consortile	10	-	-	-	-	-	10
Autostrade Centro Padane	-	-	1.248	-	-	-	1.248
BCC Battipaglia	2	-	-	(2)	-	-	-
C.R.P.A.	-	-	52	-	-	-	52
CESI	93	-	-	(93)	-	-	-
Consorzio Gazel	-	-	-	-	-	-	-



	migliaia di euro						
	Valore al 31/12/2009	Incrementi tramite aggregazione aziendale	Variazione area consolidamento	Riclassifiche	Variazioni direttamente a PN	Acquisti / (cessioni)	Valore al 31/12/2010
Consorzio Leap	-	-	10	-	-	-	10
Consorzio Prometeo	2	-	-	-	-	-	2
Consorzio Topix	5	-	-	-	-	-	5
Cosme	1	-	-	-	-	1	2
CSP Innovazione nelle ICT	28	-	-	-	-	-	28
Delmi	-	281.585	-	-	(13.751)	-	267.834
Edilmet DOO	10	-	-	(10)	-	-	-
Energia Italiana	12.928	-	-	-	-	-	12.928
Environment Park	396	-	-	-	-	-	396
Fingas	7.917	-	-	(7.917)	-	-	-
Mediterranea	25	-	-	(25)	-	-	-
Nord Ovest Servizi	780	-	-	-	-	-	780
RE Innovazione	-	-	8	-	-	-	8
Rupe	10	-	-	-	-	-	10
Sarmato Energia	-	777	-	-	-	-	777
SDB società di biotecnologie	20	-	-	-	-	(7)	13
SI.RE	15	-	-	-	-	-	15
Sogea	2	-	-	-	-	-	2
Stadio di Albaro	27	-	-	-	-	-	27
T.I.C.A.S.S.	-	-	-	-	-	4	4
CONAI	-	-	-	-	-	-	-
CFR S.p.A.	-	-	13	-	-	-	13
IAM S.p.A.	-	-	25	-	-	-	25
<b>TOTALE</b>	<b>34.339</b>	<b>282.362</b>	<b>1.359</b>	<b>(8.055)</b>	<b>(13.751)</b>	<b>(5)</b>	<b>296.249</b>

Come evidenziato alla nota precedente la principale riclassifica riguarda Fingas.

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

- l'attività classificata come disponibile per la vendita Delmi non risulta quotata in un mercato attivo. Come commentato in precedenza, infatti, Delmi S.p.A. controlla congiuntamente con WGRM Holding 4 S.p.A. (società interamente posseduta da Electricité de France S.A.), la società Transalpina di Energia (nel seguito TdE), la quale a sua volta detiene il 61,28% di Edison. Il valore di Delmi, di conseguenza, non dipende soltanto dall'andamento di Edison, che pur ne rappresenta una porzione significativa, ma sussiste un corpo di condizioni pattizie e di governance sia in TdE che in Delmi che identificano nei veicoli menzionati realtà autonome con un conseguente contributo alla definizione del modello di fair value.
- Come conseguenza di quanto evidenziato al punto precedente ed anche in relazione alle numerose dichiarazioni apparse sui media relative ai vari scenari di M&A attinenti Edison e la propria catena di controllo, gli Amministratori di Iren, anche a seguito di manifestazioni di interesse delle possibili controparti, hanno avviato nel 2010, unitamente agli altri interlocutori di riferimento, una serie di azioni volte alla definizione delle strategie di breve e medio periodo afferenti il consolidamento della valenza industriale e non meramente finanziaria di Delmi attraverso la conversione della Partecipazione in Asset produttivi.
- La volontà degli amministratori di definire un modello di fair value che confermi la rappresentazione della destinazione industriale dell'investimento risulta rafforzata dalla fusione che ha dato origine ad Iren. Da un lato, infatti, sono presenti nel Gruppo le competenze tecniche per gestire impianti sia idroelettrici che CCGT, dall'altro e principalmente vi è l'intenzione di considerare in via univoca le operazioni Delmi ed Edipower.
- In tal senso, tanto il comitato esecutivo che il Consiglio di Amministrazione di Iren hanno deliberato di agire conseguentemente e per tale ragione sono stati assegnati appositi incarichi ad advisor industriali e finanziari volti alla definizione degli obiettivi degli azionisti di Delmi nella valorizzazione della partecipazione, alla condivisione di una prodromica valutazione economica ed una proposta di revisione dell'assetto industriale e societario di Edison e della propria catena di controllo di Delmi ed alla definizione di un percorso implementativo dell'operazione identificata.

- In relazione a quanto esposto in precedenza 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 utilizzare un modello di determinazione del fair value basato principalmente sul Business Plan del Gruppo Edison così come effettuato da TdE la quale ha condotto tale analisi con l'ausilio di un esperto indipendente attraverso l'utilizzo dei flussi finanziari basati sul Budget 2011 della controllata Edison approvato dal Consiglio di Amministrazione di Edison Spa del 14 gennaio 2011 e sulla base delle previsioni effettuate da parte della direzione aziendale di Edison contenute nel documento "Piano Aziendale 2011-2018". Tale documento, infatti, riflette le migliori stime effettuabili dal Top Management in merito alle principali assunzioni alla base dell'operatività aziendale (andamenti macro-economici e dei prezzi, ipotesi di funzionamento degli asset produttivi e di sviluppo del business). Tali assunzioni ed i corrispondenti finanziari vengono ritenuti idonei ai fini dello svolgimento dell'impairment test. L'esperto ha verificato le ipotesi contenute nel documento in questione, facendo riferimento a fonti esterne di diversa provenienza. Ha inoltre richiesto alla direzione aziendale di sviluppare analisi e simulazioni ad integrazione del documento di "Piano Aziendale 2011-2018", ricorrendo anche a valutazioni e stime differenti da quelle contenute nel richiamato "Piano Aziendale 2011-2018". L'esperto ha anche esaminato i contenuti del Piano 2010-2017 in precedenza approvato dal Consiglio di Amministrazione di Edison S.p.A..
- Si sottolinea, inoltre, che i consiglieri indipendenti di Edison hanno richiesto un'analisi, di controllo delle assunzioni effettuate dall'esperto. Tale attività, affidata a Goldman Sachs, non ha fatto emergere rilievi significativi ed ha confermato quanto presentato dall'esperto.
- Per la determinazione del valore recuperabile di ciascuna filiera nell'accezione di valore d'uso è stato stimato il valore attuale dei flussi di cassa operativi al lordo delle imposte (così come espressamente previsto dalla normativa) inerenti alla filiera, riferiti al periodo di pianificazione aziendale (esteso fino al 2018), nonché un valore finale (terminal value) oltre l'orizzonte di piano, coerentemente con la natura degli investimenti e con i settori di operatività di Edison. Per entrambe le filiere è stato stimato un terminal value, determinando un flusso di cassa operativo opportunamente normalizzato per mantenere le condizioni di normale operatività aziendale e considerando un tasso di crescita compreso fra lo zero e il 2% nominale annuo. Ai fini del computo del terminal value, i flussi relativi alla filiera energia elettrica tengono conto dell'esaurimento degli impatti derivanti dalle scadenze delle convenzioni CIP 6/92 che si manifesta a partire dal 2016. Per la stima del terminal value della filiera idrocarburi, i flussi di cassa sono stati normalizzati per depurare, fra l'altro, l'effetto delle rinegoziazioni dei contratti a lungo termine di importazione del gas di pertinenza dell'esercizio 2010. I tassi di attualizzazione, coerenti con i flussi sopra descritti, sono stati stimati mediante la determinazione del costo medio ponderato del capitale.
- Applicando la metodologia descritta emerge una riduzione pari a 8.564 migliaia di euro, rispetto al valore di iscrizione iniziale, pari al costo di 276.399 migliaia di euro. Si segnala, inoltre, che rispetto all'ultimo valore di carico pari a 281.585 migliaia di euro, la riduzione della riserva risulta pari a 13.751 migliaia di euro. Tale importo, al netto della fiscalità differita pari a 189 migliaia di euro, trova contropartita in un'apposita riserva di patrimonio netto.
- Gli Amministratori di Iren, infatti, ritengono, che tale riduzione di valore possa avere natura temporanea in virtù del fatto che i flussi di Edison, da cui discende, sono legati a variabili sottoposte a forti oscillazioni in relazione alle evoluzioni future dei mercati dell'energia. Da un lato, infatti, la situazione attuale di non completa ripresa dell'economia e dei conseguenti consumi energetici genera uno scenario di overcapacity di capacità produttiva che, correlata alle tensioni sui contratti di fornitura gas di tipo take or pay (obblighi di ritiro sovrabbondanti rispetto al mercato di sbocco), riduce in maniera anche considerevole i margini delle produzioni da ciclo combinato non cogenerativo. Dall'altra parte, lo scenario macroeconomico che si va delineando, caratterizzato dalla crisi nord africana e medio orientale con influenza sui prezzi dei mercati petroliferi, dalle maggiori incertezze e dai probabili incrementi dei costi legati all'energia nucleare, dalla riduzione degli incentivi alle fonti rinnovabili, accompagnati da una ripresa economica in atto nella maggior parte dei paesi industrializzati, indicano segnali positivi per i produttori di energia caratterizzati da impianti ad alta efficienza alimentati a gas naturale.
- Gli amministratori di Iren ritengono, in conclusione, che non vi sia allo stato attuale un'obiettiva evidenza di riduzione permanente nel valore di Delmi anche in considerazione del fatto che valutazioni alternative effettuate con metodi di controllo conducono ad un Fair value superiore, seppur in linea con quanto indicato. Conseguentemente, la riduzione di valore sopra indicata viene iscritta tra gli altri oneri del prospetto "Altre componenti di conto economico complessivo", oltre che a riduzione della relativa riserva di Patrimonio Netto.

## NOTA 7 ATTIVITÀ FINANZIARIE NON CORRENTI

La voce pari a 88.388 migliaia di euro (279.333 migliaia di euro al 31 dicembre 2009) 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	
	SALDO AL 31/12/10	SALDO AL 31/12/09
Fondo mobiliare chiuso "Maestrale"	137	141
Titoli a cauzione presso Enti	38	38
<b>Totale</b>	<b>175</b>	<b>179</b>

Relativamente al Fondo mobiliare chiuso "Maestrale", si tratta di titoli disponibili per la vendita depositati presso la Banca Passadore sede di Genova e sono valutati al fair value con adeguamenti in contropartita del patrimonio netto.

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	
	SALDO AL 31/12/10	SALDO AL 31/12/09
Crediti finanziari a lungo termine - Joint Venture	45	63.700
Crediti finanziari a lungo termine - Collegate	1.027	1.068
Crediti finanziari a lungo termine - Altri	3.362	12.443
Crediti finanziari verso soci parti correlate	81.289	200.211
Crediti finanziari per leasing oltre 12 mesi	501	845
FV contratti derivati (a lungo)	1.989	887
<b>Totale</b>	<b>88.213</b>	<b>279.154</b>

I crediti finanziari verso joint venture si riferiscono a crediti verso Società Acque Potabili. Al 31 dicembre 2009 erano relativi ad un finanziamento concesso dalla Capogruppo Iren S.p.A. alla società AES Torino, consolidata proporzionalmente, con scadenza 2011 e quindi al 31 dicembre 2010 riclassificato nelle attività finanziarie correnti.

I crediti finanziari verso collegate, pari a 1.027 migliaia di euro, si riferiscono a crediti verso le società AIGA, ABM Next, il Ceppo e Acquaenna 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 248.474 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

Riepilogo crediti complessivi verso il Comune di Torino	SALDO AL 31/12/2010	SALDO AL 31/12/2009
Crediti commerciali per servizi per fatture emesse	29.686	30.275
Crediti commerciali per servizi per fatture da emettere	1.709	2.867
Crediti commerciali per forniture di energia elettrica e altro	9.450	15.961
Fondo svalutazione crediti	(6.750)	(6.750)
<b>Totale crediti commerciali</b>	<b>34.095</b>	<b>42.353</b>
Crediti finanziari in conto corrente - non correnti	81.289	200.211
<b>Totale crediti finanziari non correnti</b>	<b>81.289</b>	<b>200.211</b>
Crediti finanziari in conto corrente - correnti	118.000	46.000
Crediti finanziari per interessi fatturati	11.753	9.930
Crediti finanziari per interessi da fatturare	3.337	5.746
<b>Totale crediti finanziari correnti</b>	<b>133.090</b>	<b>61.676</b>
<b>Totale</b>	<b>248.474</b>	<b>304.240</b>

Nel corso dell'anno del 2010 la situazione dei crediti verso il Comune è stata costantemente monitorata da parte della Società unitamente ai rappresentanti del Comune stesso, affinché venissero adottati idonei provvedimenti allo scopo di consentire il progressivo rimborso.

Anche in relazione a quanto esplicitato il complesso di tale posizione presenta un andamento positivo. Il saldo dei crediti commerciali verso il Comune di Torino è diminuito di circa 8.258 migliaia di euro (al netto del fondo svalutazione crediti) e il saldo dei crediti finanziari correnti e non correnti è diminuito di 47.508 migliaia di euro. L'esposizione complessiva del Gruppo Iren nei confronti del Comune di Torino è pertanto scesa rispetto al 31 dicembre 2009 di 55.766 migliaia di euro. Da una valutazione effettuata da parte degli Amministratori in base alla media dei pagamenti degli ultimi dodici mesi, si ritiene che tali crediti risultino esigibili oltre l'esercizio successivo per un importo pari a circa 81.289 migliaia di euro. La suddetta ripartizione dei crediti è coerente con le azioni di riduzione del credito che la società intende intraprendere nel corso del 2011.

La riduzione delle suddette attività finanziarie 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 501 migliaia di euro (845 migliaia di euro al 31 dicembre 2009) mentre quella corrente esposta tra le attività finanziarie correnti ammonta a 344 migliaia di euro (319 migliaia di euro al 31 dicembre 2009).

Tra i crediti verso altri è compreso il finanziamento infruttifero per futuro aumento di capitale versato alla società Nord Ovest Servizi. Al 31 dicembre 2009 era presente il pro quota dell'importo versato da OLT Offshore a garanzia del contratto stipulato con SAIPEM per 10.428 migliaia di euro. Al 31 dicembre 2010 tale importo ammonta a 4.171 migliaia di euro ed è esposto tra le attività finanziarie correnti.

Il fair value degli strumenti derivati ammonta a 1.989 migliaia di euro (887 migliaia di euro al 31 dicembre 2009) 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:

	SALDO AL 31/12/10	SALDO AL 31/12/09
Depositi cauzionali	7.663	6.770
Crediti di natura tributaria oltre 12 mesi	1.990	2.083
Altre attività non correnti	5.652	3.607
Ratei e risconti attivi non correnti	14.158	11.302
<b>Totale</b>	<b>29.463</b>	<b>23.762</b>

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 134.046 migliaia di euro (88.212 migliaia di euro al 31 dicembre 2009) e si riferiscono alla fiscalità anticipata derivante da componenti di reddito fiscalmente deducibili nei futuri esercizi. Esse includono, inoltre, l'effetto fiscale anticipato sulle rettifiche effettuate in sede di conversione ai principi contabili internazionali.

Per ulteriori informazioni si rinvia alla nota del conto economico "Imposte sul reddito", nota 42.

#### ATTIVITÀ CORRENTI

#### NOTA 10 RIMANENZE

Le rimanenze sono costituite principalmente da materiali di consumo destinati alla manutenzione e costruzione del patrimonio impiantistico del Gruppo. Il criterio di valorizzazione utilizzato, come esposto in premessa, è costituito dal costo medio ponderato.

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

	migliaia di euro	
	SALDO AL 31/12/10	SALDO AL 31/12/09
Materie prime	44.214	38.111
F.do svalutazione magazzino	(2.531)	(1.292)
<b>Valore netto</b>	<b>41.683</b>	<b>36.819</b>
Lavori in corso su ordinazione	3.544	2.198
<b>Totale</b>	<b>45.227</b>	<b>39.017</b>

Il fondo svalutazione magazzino, il cui incremento deriva principalmente dall'operazione straordinaria che ha originato Iren, è stato costituito per tenere conto dell'obsolescenza tecnica e della scarsa movimentazione di alcune giacenze di materiali.

Al 31 dicembre 2010 non esistono rimanenze di magazzino impegnate a garanzia di passività.

#### NOTA 11 CREDITI COMMERCIALI

Il dettaglio è evidenziato nella tabella seguente:

	migliaia di euro	
	SALDO AL 31/12/10	SALDO AL 31/12/09
Crediti verso clienti	904.817	566.358
F.do svalutazione crediti	(73.884)	(47.067)
<b>Crediti verso clienti netti</b>	<b>830.933</b>	<b>519.291</b>
Crediti comm.li verso joint ventures	10.934	113
Crediti comm.li verso collegate	144.582	39.284
Crediti comm.li verso altre imprese del gruppo	37.957	43.974
Crediti verso soci parti correlate	101.107	78.142
F.do Sval. Crediti vs. soci parti correlate	(10.278)	(8.250)
<b>Totale</b>	<b>1.115.235</b>	<b>672.554</b>

Si segnala che al 31 dicembre 2009 erano presenti crediti per anticipi a fornitori versati dalle società del Gruppo per 3.233 migliaia di euro, ora riclassificati nella voce "Crediti vari e altre attività correnti".

#### 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 73.884 migliaia di euro (47.067 migliaia di euro al 31 dicembre 2009).

#### 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 10.278 migliaia di euro (8.250 migliaia di euro al 31 dicembre 2009). Per maggiori dettagli si rimanda alla tabella dei rapporti con parti correlate riportata in allegato.

Il fondo svalutazione crediti al 31 dicembre 2010 ammonta a 84.162 migliaia di euro e presenta la dinamica riportata nella tabella che segue:

	migliaia di euro					
	Saldo iniziale	Utilizzi	Accantonamenti del periodo	Decrementi	Variazione area di consolidamento	Saldo Finale
F.do svalutazione crediti	47.067	(12.140)	15.531	(1.154)	24.580	73.884
F.do Sval. Crediti vs. soci parti correlate	8.250	-	2.028	-	-	10.278
<b>Totale</b>	<b>55.317</b>	<b>(12.140)</b>	<b>17.559</b>	<b>(1.154)</b>	<b>24.580</b>	<b>84.162</b>

Il fondo è stato utilizzato per fare fronte a perdite su crediti dovute, per importi significativi, a situazioni non ripetibili. 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 5.755 migliaia di euro (3.712 migliaia di euro al 31 dicembre 2009) e comprendono i crediti per gli anticipi IRES e IRAP versati da alcune società del Gruppo all'erario. Si segnala che al 31 dicembre 2009 la voce crediti per imposte correnti era denominata crediti tributari in cui erano presenti crediti per ritenute e crediti di natura tributaria diversi per 4.130 migliaia di euro, ora riclassificati nella voce "Crediti vari e altre attività correnti".

#### NOTA 13\_CREDITI VARI E ALTRE ATTIVITÀ CORRENTI

Il dettaglio è evidenziato nella tabella seguente:

	migliaia di euro	
	SALDO AL 31/12/10	SALDO AL 31/12/09
Crediti per imposta governativa erariale/UTIF	6.856	14.735
Credito verso Erario per IVA	8.829	7.273
Altri crediti di natura tributaria	3.743	4.130
<b>Crediti tributari entro 12 mesi</b>	<b>19.428</b>	<b>26.138</b>
Crediti verso CCSE	57.463	47.357
Crediti per certificati verdi	73.717	73.016
Crediti per anticipi a fornitori	1.347	3.233
Crediti per adesione consolidato fiscale e IVA di gruppo	2.081	26.702
Altre attività correnti	38.413	4.012
<b>Altre attività correnti</b>	<b>173.021</b>	<b>154.320</b>
Ratei e risconti	17.055	18.634
<b>Totale</b>	<b>209.504</b>	<b>199.092</b>



Si segnala che nell'esercizio 2010 i crediti per anticipi a fornitori e gli altri crediti di natura tributaria sono stati inseriti tra i crediti vari e altre attività correnti a differenza del 31 dicembre 2009 in cui erano inseriti rispettivamente tra i crediti commerciali e i crediti tributari. A tal proposito si è provveduto a riclassificare i dati comparativi.

#### 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:

	migliaia di euro	
	SALDO AL 31/12/10	SALDO AL 31/12/09
Attività finanziarie disponibili per la vendita	590	2.000
Crediti finanziari verso Comuni soci parti correlate	133.090	61.676
Crediti finanziari verso altri	8.529	1.642
Crediti finanziari verso società del Gruppo	234.638	119.110
Crediti per strumenti derivati	434	150
<b>Totale</b>	<b>377.281</b>	<b>184.578</b>

##### 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.

La voce pari a 590 migliaia di euro si riferisce alla partecipazione nel CESI che verrà ceduta nel corso del 2011. Il valore è esposto al fair value della transazione in cui il prezzo di vendita è già stato stabilito con la controparte. Al 31 dicembre 2009 era esposta tra le altre partecipazioni dell'attivo non corrente.

##### Crediti finanziari verso soci parti correlate

Riguardano crediti sui quali maturano interessi a favore del Gruppo e ammontano a 133.090 migliaia di euro (61.676 migliaia di euro al 31 dicembre 2009). 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" (81.289 migliaia di euro).

##### Crediti finanziari verso società del Gruppo

Ammontano a 234.638 migliaia di euro (119.110 migliaia di euro al 31 dicembre 2009) e riguardano per 89.277 migliaia di euro (37.579 migliaia di euro al 31 dicembre 2009) crediti verso la joint venture AES Torino, consolidata proporzionalmente, relativi ad un finanziamento e al rapporto di gestione accentrata della tesoreria e a interessi, per 137.378 migliaia di euro (67.426 migliaia di euro al 31 dicembre 2009) crediti verso la joint venture OLT Offshore, consolidata proporzionalmente, relativi al finanziamento concesso dalla società Iren Mercato, per 6.614 migliaia di euro (invariato rispetto al 31 dicembre 2009) crediti verso la società collegata ASA relativi al finanziamento concesso dalla società Iren Mercato e per 960 migliaia di euro (non presenti al 31 dicembre 2009) crediti verso la società Aciam. 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.

Al 31 dicembre 2009 erano inoltre presenti crediti per 7.491 migliaia di euro relativi a crediti verso la società collegata ASA per un finanziamento concesso dalla società AGA.

##### Crediti finanziari verso altri

Ammontano a 8.529 migliaia di euro (1.642 migliaia di euro al 31 dicembre 2009). Comprendono il pro quota dell'importo versato da OLT Offshore a garanzia del contratto stipulato con SAIPEM, 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 434 migliaia di euro (150 migliaia di euro al 31 dicembre 2009) 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:

	migliaia di euro	
	SALDO AL 31/12/10	SALDO AL 31/12/09
Disp liquide: depositi bancari e postali	144.113	39.474
Disp liquide: denaro e valori in cassa	430	896
Altre disponibilità liquide	5	3
<b>Totale</b>	<b>144.548</b>	<b>40.373</b>

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 77.857 migliaia di euro (5.837 migliaia di euro al 31 dicembre 2009).

Per 50.074 migliaia di euro si riferiscono alle attività della società controllata Aquamet per la quale in data 26 febbraio 2010 è stato sottoscritto un "contratto preliminare di cessione di azioni" col quale Iren Acqua Gas S.p.A. si è impegnata a cedere la propria quota di partecipazione a Mediterranea Energia S.c.a.r.l., che ha manifestato il proprio interesse all'acquisto. La chiusura dell'operazione avverrà nel primo semestre 2011. Nella tabella seguente viene riportato il dettaglio:

	migliaia di euro
<b>Attività destinate ad essere cedute</b>	
Attività materiali	1.638
Attività immateriali	42.255
Attività finanziarie non correnti inclusi strumenti derivati	45
<b>Totale attività non correnti</b>	<b>43.938</b>
Crediti commerciali	3.135
Altre attività correnti	2.309
Cassa e altre disponibilità liquide equivalenti	692
<b>Totale attività correnti</b>	<b>6.136</b>
<b>TOTALE ATTIVITÀ</b>	<b>50.074</b>

Per 19.974 migliaia di euro si riferisce alle attività della società controllata Consorzio GPO che sono costituite principalmente (19.415 migliaia di euro) dalla partecipazione al 21,32% del capitale sociale della società Astea.

Per 3.294 migliaia di euro (4.319 migliaia di euro al 31 dicembre 2009) si riferiscono al patrimonio immobiliare delle controllate Mediterranea delle Acque S.p.A. (ora San Giacomo) 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.

Nel corso del primo semestre 2010 il programma di vendita degli immobili è stato modificato e pertanto rispetto al 31 dicembre 2009 sono stati riclassificati alcuni beni in precedenza destinati ad essere ceduti, trasferendoli nei beni materiali "investimenti immobiliari". La riclassifica ha comportato, in applicazione dell'IFRS 5, la ripresa degli ammortamenti non effettuati nel periodo in cui detti beni erano classificati tra i beni destinati ad essere ceduti.

Per 1.874 migliaia di euro (1.518 migliaia di euro al 31 dicembre 2009) si riferiscono al pro quota

relativo al ramo d'azienda della Società Acque Potabili inerenti le concessioni idriche detenute 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, per cui la vendita è altamente probabile, essendo stato siglato un preaccordo con il potenziale acquirente.

Per 1.499 migliaia di euro 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 1.142 migliaia di euro si riferisce alle società collegate Fata Morgana (686 migliaia di euro) e Piana Ambiente (456 migliaia di euro).

## PASSIVO

### NOTA 17\_PATRIMONIO NETTO

Il patrimonio netto risulta essere così composto:

	migliaia di euro	
	SALDO AL 31/12/10	SALDO AL 31/12/09
Capitale sociale	1.276.226	832.042
Riserve	432.700	412.945
Utile (perdita) dell'esercizio	143.104	6.397
<b>Totale Patrimonio Netto del Gruppo</b>	<b>1.852.030</b>	<b>1.251.384</b>
Capitale e riserve di pertinenza di Terzi	222.304	129.728
Utile (perdita) di pertinenza di Terzi	7.286	5.491
<b>Totale patrimonio netto consolidato</b>	<b>2.081.620</b>	<b>1.386.603</b>

#### Capitale sociale

Il capitale sociale ammonta a 1.276.225.677 euro (832.041.783 euro al 31 dicembre 2009), 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. Al 31 dicembre 2009 era pari a 832.041.783 euro.

#### Azioni di risparmio

Le 94.500.000 Azioni di Risparmio Iren, in possesso della Finanziaria Città di Torino, non sono quotate, sono prive di diritto di voto e, salvo il diverso ordine di priorità nella ripartizione dell'attivo netto residuo in caso di scioglimento della società, hanno la stessa disciplina delle azioni ordinarie. Infine, in caso di cessione le azioni di risparmio saranno convertite automaticamente, alla pari, in azioni ordinarie.

#### Riserve

Il dettaglio della voce è riportato nella tabella seguente:

	migliaia di euro	
	SALDO AL 31/12/10	SALDO AL 31/12/09
Riserva sovrapprezzo azioni	105.102	105.102
Riserva legale	23.862	20.258
Riserve straordinarie	24.248	26.454
Avanzo di fusione da concambio	56.793	94.319
Riserva da conferimento	7.555	7.555
Riserva da transizione IFRS	(36.507)	(36.507)
Riserva Fair Value strumenti finanziari	(8.119)	-
Riserva Hedge Accounting	(17.029)	(15.074)
Riserva di consolidamento	181.843	210.838
Altre riserve	94.952	-
<b>Totale riserve</b>	<b>432.700</b>	<b>412.945</b>

#### *Riserva legale*

In conseguenza della destinazione del 5% dell'utile dell'esercizio 2009, come previsto dall'art. 2430 codice civile, la riserva legale si incrementa di 3.604 migliaia di euro e al 31 dicembre 2010 risulta essere pari a 23.862 migliaia di euro (20.258 migliaia di euro al 31 dicembre 2009).

#### *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*

La riserva accoglie principalmente gli effetti della valutazione al fair value della partecipazione in Delmi precedentemente citata. In seguito alla fusione per incorporazione di Enia in Iride tale riserva è stata ricostituita per 5.115 migliaia di euro. Nel corso dell'esercizio il valore della partecipazione in Delmi è stato rettificato in diminuzione con contropartita direttamente a patrimonio netto, per cui al 31 dicembre 2010 la Riserva da valutazione al fair value degli strumenti finanziari è negativa per 8.119 migliaia di euro. Per maggiori dettagli si rimanda alla precedente nota di commento 6.

#### *Avanzo di fusione da concambio*

Ammonta a 56.793 migliaia di euro (94.319 migliaia di euro al 31 dicembre 2009). 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 Enia in Iride, dopo la ricostituzione delle riserve ex Enia 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 significativa della voce Capitale e riserve di pertinenza di Terzi è dovuta principalmente al contributo delle società consolidate integralmente, ma non possedute al 100%, che per effetto della fusione con Enia sono entrate a fare parte del gruppo Iren (10.193 migliaia di euro) e al cambio di interessenza nella società San Giacomo (83.459 migliaia di euro).

## PASSIVITÀ NON CORRENTI

### *NOTA 18 PASSIVITÀ FINANZIARIE NON CORRENTI*

Ammontano complessivamente a 1.829.263 migliaia di euro (1.338.039 migliaia di euro al 31 dicembre 2009) e sono composte da:

#### *Obbligazioni*

Ammontano a 155.798 migliaia di euro (non presenti al 31 dicembre 2009) e sono relative a due prestiti obbligazionari non convertibili (puttable bonds), emessi nel 2008 da Enia S.p.A. (ora Iren S.p.A.), con scadenza 2021.

L'importo si riferisce al valore a costo ammortizzato, in ossequio ai principi IAS, che al 31 dicembre 2009 era pari a 152.733 migliaia di euro.

#### 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 1.644.003 migliaia di euro (1.317.822 migliaia di euro al 31 dicembre 2009).

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							
		31/12/2010	31/12/2009						
	Tasso min/max	Periodo di scadenza	2012	2013	2014	2015	Successivi	Totale debiti	Totale debiti
- a tasso fisso	3,095% - 5,68%	2012-2025	44.152	52.053	52.496	59.453	275.915	484.069	233.661
- a tasso variabile	0,706% - 2,568%	2012-2024	421.763	153.044	240.495	117.960	226.672	1.159.934	1.084.161
<b>TOTALE</b>			<b>465.915</b>	<b>205.097</b>	<b>292.991</b>	<b>177.413</b>	<b>502.587</b>	<b>1.644.003</b>	<b>1.317.822</b>

I finanziamenti sono tutti denominati in euro, tranne una quota marginale in yen con una copertura del rischio per variazioni del tasso di cambio a carico dello Stato (Legge 956 del 9/12/77).

Le movimentazioni dei finanziamenti a medio lungo termine avvenute nel corso dell'esercizio sono qui di seguito riepilogate:

		migliaia di euro						
		31/12/2009				31/12/2010		
	Totale debiti	Fusione Gruppo Enia e variazione area di consolidamento	Incrementi	Riduzioni	Differenze cambio e rettifica costo ammortizzato	Totale debiti		
- a tasso fisso	233.661	182.939	100.000	(32.524)	(7)	484.069		
- a tasso variabile	1.084.161	167.950	117.750	(209.707)	(220)	1.159.934		
<b>TOTALE</b>	<b>1.317.822</b>	<b>350.889</b>	<b>217.750</b>	<b>(242.231)</b>	<b>(227)</b>	<b>1.644.003</b>		

Il totale dei debiti a medio lungo termine al 31 dicembre 2010 risulta in aumento rispetto al 31 dicembre 2009, per effetto delle seguenti variazioni:

- aumento di 350.889 migliaia di euro per effetto della fusione per incorporazione di Enia S.p.A. in Iride S.p.A., ora Iren S.p.A., avvenuta il 1° luglio 2010, e per effetto della conseguente variazione area di consolidamento;
- aumento di 217.750 migliaia di euro, per l'erogazione di nuovi finanziamenti a medio-lungo termine. In particolare, nel mese di dicembre 2010 sono stati perfezionati dalla Capogruppo due finanziamenti per 100 milioni con BEI e per 100 milioni con Cassa Depositi e Prestiti. Inoltre, sono stati erogati finanziamenti per 25 milioni alla Società AES Torino (consolidata al 51%), e per 5 milioni alla società Nichelino Energia;
- riduzione per complessivi 242.231 migliaia di euro, relativi alla riclassificazione come debito a breve dei finanziamenti in scadenza entro i prossimi 12 mesi e all'estinzione, da parte della Capogruppo, di un finanziamento a medio-lungo termine con Cassa Depositi e Prestiti, sostituito con la nuova erogazione sopra indicata. Inoltre, rispetto al 31 dicembre 2009, non sono presenti i finanziamenti in capo alla società Aquamet che è stata classificata come attività posseduta per la vendita in quanto verrà ceduta nel corso dell'esercizio 2011.

#### 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 1.481 migliaia di euro (1.977 migliaia di euro al 31 dicembre 2009). Il dettaglio della situazione al 31 dicembre 2010 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		564	1.481	-
Sommatoria rate ancora da versare		595	1.511	-
Oneri finanziari		31	30	-

#### *Altre passività finanziarie*

Ammontano a 27.981 migliaia di euro (18.241 migliaia di euro al 31 dicembre 2009) e si riferiscono per 26.065 migliaia di euro (16.341 migliaia di euro al 31 dicembre 2009) 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 1.917 migliaia di euro (1.900 migliaia di euro al 31 dicembre 2009) a debiti finanziari diversi.

#### **NOTA 19\_BENEFICI AI DIPENDENTI**

Nel corso dell'esercizio 2010 hanno avuto la seguente movimentazione:

	migliaia di euro
<b>Valore al 31/12/2009</b>	<b>63.827</b>
Obbligazioni maturate per l'attività prestata nell'esercizio	815
(Utili) perdite attuariali	1.820
Oneri finanziari	3.314
Erogazioni dell'esercizio	(6.322)
Anticipi	(253)
Variazione derivante da aggregazioni aziendali e variazione area di consolidamento	30.983
Altre variazioni	143
<b>Valore al 31/12/2010</b>	<b>94.327</b>

Le passività per benefici a dipendenti sono costituite da:

#### *Trattamento di fine rapporto (TFR)*

Nel corso dell'esercizio 2010 il TFR ha avuto la seguente movimentazione:

	migliaia di euro
<b>Valore al 31/12/2009</b>	<b>46.915</b>
Obbligazioni maturate per l'attività prestata nell'esercizio	341
(Utili) perdite attuariali	(392)
Oneri finanziari	2.329
Erogazioni dell'esercizio	(4.490)
Anticipi	(253)
Variazione derivante da aggregazioni aziendali e variazione area di consolidamento	25.901
Altre variazioni	(11)
<b>Valore al 31/12/2010</b>	<b>70.341</b>

#### *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
<b>Valore al 31/12/2009</b>	<b>2.630</b>
Obbligazioni maturate per l'attività prestata nell'esercizio	157
(Utili) perdite attuariali	160
Oneri finanziari	149
Erogazioni dell'esercizio	(469)
Variazione derivante da aggregazioni aziendali e variazione area di consolidamento	331
Altre variazioni	165
<b>Valore al 31/12/2010</b>	<b>3.125</b>



### Premio fedeltà

	migliaia di euro
<b>Valore al 31/12/2009</b>	<b>1.984</b>
Obbligazioni maturate per l'attività prestata nell'esercizio	83
(Utili) perdite attuariali	121
Oneri finanziari	100
Erogazioni dell'esercizio	(359)
Variazione derivante da aggregazioni aziendali e variazione area di consolidamento	1
<b>Valore al 31/12/2010</b>	<b>1.929</b>

### Sconto energia

	migliaia di euro
<b>Valore al 31/12/2009</b>	<b>12.298</b>
Obbligazioni maturate per l'attività prestata nell'esercizio	234
(Utili) perdite attuariali	1.964
Oneri finanziari	688
Erogazioni dell'esercizio	(883)
Variazione derivante da aggregazioni aziendali e variazione area di consolidamento	3.520
Altre variazioni	(12)
<b>Valore al 31/12/2010</b>	<b>17.808</b>

### Fondo Premungas

	migliaia di euro
<b>Valore al 31/12/2009</b>	<b>-</b>
(Utili) perdite attuariali	(33)
Oneri finanziari	49
Erogazioni dell'esercizio	(122)
Variazione derivante da aggregazioni aziendali e variazione area di consolidamento	1.229
<b>Valore al 31/12/2010</b>	<b>1.123</b>

### 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 4,5%;
- 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	Variazione area consolidamento e per aggregazioni aziendali	migliaia di euro	
						Saldo Finale	Quota corrente
Fondo ripristino beni di terzi	7.955	7.005	(11.654)	506	68.560	72.372	8.749
Fondi post mortem	-	1.625	(1.083)	-	29.188	29.730	3.155
Fondo smantellamento e bonifica area	-	-	(95)	(39)	8.499	8.365	5.244
Fondo CIG/CIGS	22.225	5.205	(140)	2.276	9.791	39.357	-
Fondo dipendenti cessati	1.258	-	-	-	-	1.258	-
Fondo rischi su partecipazioni	-	3.352	-	-	44	3.396	-
Altri fondi per rischi ed oneri	74.660	12.722	(15.721)	1.531	3.269	76.461	18.659
<b>Totale</b>	<b>106.098</b>	<b>29.909</b>	<b>(28.693)</b>	<b>4.274</b>	<b>119.351</b>	<b>230.940</b>	<b>35.807</b>

##### 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 2010. 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'aea 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.

Gli incrementi si riferiscono in gran parte alla possibilità di esborso di maggiori contributi da versare all'INPS per cassa integrazione ordinaria e straordinaria e mobilità, e all'accantonamento relativo alla stima dell'ICI calcolata sul valore degli impianti delle centrali come previsto dall'articolo 1-quinquies del Decreto legge n.44 del 31 marzo 2005.

#### *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 è principalmente relativa alla partecipazione nella società collegata Sinergie Italiane S.r.l.. La parte corrente riferita ai fondi sopra descritti è riclassificata nella voce "fondi quota corrente" (nota 26).

#### *NOTA 21 PASSIVITÀ PER IMPOSTE DIFFERITE*

Le passività per imposte differite, pari a 106.806 migliaia di euro (102.337 migliaia di euro al 31 dicembre 2009), 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.

#### *NOTA 22 DEBITI VARI E ALTRE PASSIVITÀ NON CORRENTI*

Sono composti come riportato nella tabella seguente:

	migliaia di euro	
	SALDO AL 31/12/10	SALDO AL 31/12/09
Altri debiti esigibili oltre 12 mesi	11.234	7.263
Risconti passivi per contributi c/imp - non correnti	132.867	-
Ratei e risconti passivi non correnti	4.283	4.677
<b>Totale</b>	<b>148.384</b>	<b>11.940</b>

I risconti passivi sono relativi 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:

	migliaia di euro	
	SALDO AL 31/12/10	SALDO AL 31/12/09
Debiti verso istituti di credito	868.597	527.598
Debiti verso soci parti correlate	3.906	3.893
Debiti finanziari verso altri	165.315	49.667
Debiti per strumenti derivati correnti	3.285	1.919
<b>Totale</b>	<b>1.041.103</b>	<b>583.077</b>

#### Debiti finanziari verso istituti di credito

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

	migliaia di euro	
	SALDO AL 31/12/10	SALDO AL 31/12/09
Mutui - quota a breve	159.145	183.026
Altri debiti verso banche a breve	707.980	342.511
Ratei e risconti passivi finanziari	1.472	2.062
<b>Totale</b>	<b>868.597</b>	<b>527.599</b>

#### Debiti finanziari verso soci parti correlate

I debiti finanziari verso soci parti correlate ammontano a 3.628 migliaia di euro (3.893 migliaia di euro al 31 dicembre 2009) 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 per locazioni finanziarie

Ammontano a 564 migliaia di euro (526 migliaia di euro al 31 dicembre 2009).

#### Debiti finanziari verso altri

Ammontano complessivamente a 165.030 migliaia di euro (49.141 migliaia di euro al 31 dicembre 2009) e riguardano in gran parte il pro-quota dei debiti di OLT Offshore verso il socio E.On.(circa 98.019 migliaia di euro) oltre al debito verso UBI Factor (circa 65.195 migliaia di euro) per l'operazione di confirming stipulata dalla controllata Iren Mercato.

#### Altre passività finanziarie

Ammontano a 3.285 migliaia di euro (1.919 migliaia di euro al 31 dicembre 2009) 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.

	migliaia di euro	
	SALDO AL 31/12/10	SALDO AL 31/12/09
Debiti verso fornitori esigibili entro 12 mesi	626.050	484.743
Debiti commerciali vs società del gruppo	285.793	68.906
Debiti commerciali vs soci parti correlate	24.499	15.794
Acconti esigibili entro 12 mesi	2.860	2.192
Depositi cauzionali entro 12 mesi	15.093	15.080
Vincoli da rimborsare entro 12 mesi	1.382	1.382
<b>Totale</b>	<b>955.677</b>	<b>588.097</b>

Si segnala che al 31 dicembre 2009 erano presenti ratei passivi per 43 migliaia di euro, ora riclassificati nella voce "Debiti vari e altre passività correnti".

### 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.

	migliaia di euro	
	SALDO AL 31/12/10	SALDO AL 31/12/09
Debito per IVA	40.756	53.483
Debito per imposta governativa erariale/UTIF	23.310	4.797
Debiti per IRPEF	9.111	5.724
Altri debiti tributari	11.951	13.158
<b>Debiti tributari esigibili entro 12 mesi</b>	<b>85.128</b>	<b>77.162</b>
Debiti verso dipendenti	33.676	19.314
Debiti verso CCSE	63.064	37.937
Altre passività correnti	55.390	22.946
Debiti verso istituti previdenziali entro 12 mesi	13.367	7.657
Debiti per adesione consolidato fiscale		22.554
<b>Altri debiti entro 12 mesi</b>	<b>165.496</b>	<b>110.408</b>
Ratei e Risconti passivi	19.820	17.405
<b>TOTALE ALTRE PASSIVITA' CORRENTI</b>	<b>270.444</b>	<b>204.975</b>

Si segnala che nell'esercizio 2010 i ratei passivi, i debiti per IRPEF e gli altri debiti di natura tributaria sono stati inseriti tra i debiti vari e altre passività correnti a differenza del 31 dicembre 2009 in cui erano inseriti rispettivamente tra i debiti commerciali e i debiti per imposte correnti. A tal proposito si è provveduto a riclassificare i dati comparativi.

### NOTA 26\_ DEBITI PER IMPOSTE CORRENTI

La posta "Debiti per imposte correnti", che risulta pari a 12.560 migliaia di euro, 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.

Si segnala che al 31 dicembre 2009 la voce debiti per imposte correnti era denominata debiti tributari in cui erano presenti debiti IRPEF e debiti di natura tributaria diversi per 18.882 migliaia di euro, ora riclassificati nella voce "Debiti vari e altre passività correnti".

### NOTA 27\_ FONDI PER RICHI ED ONERI QUOTA CORRENTE

La voce ammonta a 35.807 migliaia di euro (47.730 migliaia di euro al 31 dicembre 2009) e si riferisce principalmente alla quota del fondo rischi per 18.659 migliaia di euro (42.939 migliaia di euro al 31 dicembre 2009) e del fondo ripristino beni di terzi per 8.749 migliaia di euro (4.791 migliaia di euro al 31 dicembre 2009) che si prevedono di utilizzare entro l'esercizio successivo.

### NOTA 28\_ PASSIVITÀ CORRELATE AD ATTIVITÀ DESTINATE AD ESSERE CEDUTE

Ammontano a 22.329 migliaia di euro. Non erano presenti al 31 dicembre 2009.

Si riferiscono principalmente alla riclassifica delle passività della società controllata Aquamet S.p.A per un importo pari a 21.095 migliaia di euro. Nella tabella seguente viene riportato il dettaglio:

	migliaia di euro
Passività finanziarie non correnti	12.092
Fondi e passività per imposte differite	522
<b>Totale passività non correnti</b>	<b>12.614</b>
Passività finanziarie correnti	4.618
Debiti commerciali	2.007
Altre passività correnti	1.856
<b>Totale passività correnti</b>	<b>8.481</b>
<b>TOTALE PASSIVITÀ</b>	<b>21.095</b>

## 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 termine, è composto come riportato nella tabella seguente:

	migliaia di euro	
	SALDO AL 31/12/10	SALDO AL 31/12/09
Attività finanziarie a medio e lungo termine	(88.388)	(279.153)
Indebitamento finanziario a medio e lungo termine	1.829.263	1.338.039
<b>Indebitamento finanziario netto a medio e lungo termine</b>	<b>1.740.875</b>	<b>1.058.886</b>
Attività finanziarie a breve termine	(521.828)	(222.949)
Indebitamento finanziario a breve termine	1.041.103	583.077
<b>Indebitamento finanziario netto a breve termine</b>	<b>519.275</b>	<b>360.128</b>
<b>Indebitamento finanziario netto</b>	<b>2.260.150</b>	<b>1.419.014</b>

Si fa presente che la voce Indebitamento finanziario lordo a breve termine, a seguito del consolidamento proporzionale di OLT al 41,71%, comprende un debito finanziario di quest'ultima verso il socio Eon pari a 98.018 migliaia di euro (48.246 migliaia di euro al 31 dicembre 2009) pertanto ove non si consideri tale importo il debito finanziario lordo a breve si ridurrebbe a 943.085 migliaia di euro (534.831 migliaia di euro al 31 dicembre 2009); inoltre comprende temporaneamente 49.112 migliaia di euro relativi ad un finanziamento di Mediterranea delle Acque che verranno riclassificati a lungo termine.

### *Dettaglio Posizione Finanziaria Netta verso parti correlate*

Le attività finanziarie a lungo termine sono relative per 45 migliaia di euro (non presenti al 31 dicembre 2009) a crediti verso la joint venture Società Acque Potabili, per 81.289 migliaia di euro (200.211 migliaia di euro al 31 dicembre 2009) relativi 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 e per 1.027 migliaia di euro (1.068 migliaia di euro al 31 dicembre 2009) a crediti verso società collegate. Inoltre al 31 dicembre 2009 si riferivano per 63.700 migliaia di euro a crediti verso la joint venture AES Torino consolidata proporzionalmente.

Le attività finanziarie a breve termine sono relative per 133.090 migliaia di euro (61.676 migliaia di euro al 31 dicembre 2009) al saldo a breve termine del conto corrente tra la controllata Iride Servizi e il Comune di Torino, per 89.277 migliaia di euro (37.579 migliaia di euro al 31 dicembre 2009) a crediti verso la joint venture AES Torino, consolidata proporzionalmente, relativi ad un finanziamento e al rapporto di gestione accentrata della tesoreria e a interessi, per 137.378 migliaia di euro (67.426 migliaia di euro al 31 dicembre 2009) a crediti verso la joint venture OLT Offshore, consolidata proporzionalmente, relativi al finanziamento concesso dalla società Iren Mercato, per 6.614 migliaia di euro (invariato rispetto al 31 dicembre 2009) a crediti verso la società collegata ASA relativi al finanziamento concesso dalla società Iren Mercato e per 960 migliaia di euro (non presenti al 31 dicembre 2009) a crediti verso la società ACIAM. La parte restante, pari a 406 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. Al 31 dicembre 2009 erano inoltre presenti crediti per 7.491 migliaia di euro relativi a crediti verso la società collegata ASA per un finanziamento concesso dalla società AGA.

Le passività finanziarie a breve termine sono relative per 3.628 migliaia di euro (3.893 migliaia di euro al 31 dicembre 2009) a debiti verso la controllante 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.

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	
	31/12/2010	31/12/2009
<b>Indebitamento finanziario netto</b>		
A. Cassa	(144.548)	(40.373)
B. Altre disponibilità liquide (dettagli)	-	-
C. Titoli detenuti per la negoziazione	-	-
<b>D. Liquidità (A) + (B) + (C)</b>	<b>(144.548)</b>	<b>(40.373)</b>
<b>E. Crediti finanziari correnti</b>	<b>(377.281)</b>	<b>(182.576)</b>
F. Debiti bancari correnti	709.452	344.573
G. Parte corrente dell'indebitamento non corrente	159.145	183.024
H. Altri debiti finanziari correnti	172.506	55.479
<b>I. Indebitamento finanziario corrente (F)+(G)+(H)</b>	<b>1.041.103</b>	<b>583.076</b>
<b>J. Indebitamento finanziario corrente netto (I) - (E) - (D)</b>	<b>519.274</b>	<b>360.127</b>
K. Debiti bancari non correnti	1.644.003	1.317.822
L. Obbligazioni emesse	155.798	-
M. Altri debiti non correnti	29.462	20.217
<b>N. Indebitamento finanziario non corrente (K) + (L) + (M)</b>	<b>1.829.263</b>	<b>1.338.039</b>
<b>O. Indebitamento finanziario netto (J) + (N)</b>	<b>2.348.537</b>	<b>1.698.166</b>

## X. INFORMAZIONI SUL CONTO ECONOMICO

Le tabelle che seguono, ove non diversamente indicato, riportano i dati in migliaia di euro.

Il confronto tra le grandezze economiche presentate negli schemi di Bilancio al 31 dicembre 2009 e 31 dicembre 2010 non è significativo in quanto le prime si riferiscono solo al Gruppo Iride e non sono comprensive dell'apporto del Gruppo Enia che, a partire dal 1° luglio 2010 a seguito della fusione con Iride, è confluito nel Gruppo Iren.

Per i commenti sull'andamento economico 2010 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 2009 del Gruppo.

### RICAVI

#### NOTA 29\_RICAVI PER BENI E SERVIZI

La voce in questione risulta pari 2.600.075 migliaia di euro (2.087.634 migliaia di euro nell'esercizio 2009).

#### NOTA 30\_VARIAZIONE DEI LAVORI IN CORSO

Si incrementano di 1.274 migliaia di euro (339 migliaia di euro nell'esercizio 2009) e si riferiscono principalmente a lavori in corso di esecuzione da parte di Iren Emilia 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	
	31/12/2010	31/12/2009
Contributi c/impianto	2.722	1.210
Altri contributi	687	202
<b>Totale</b>	<b>3.409</b>	<b>1.412</b>

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

	31/12/2010	31/12/2009
Ricavi Emission Trading	21.963	20.873
Ricavi Certificati Verdi	106.769	74.375
Ricavi Certificati Bianchi	5.825	3.152
<b>Totale</b>	<b>134.557</b>	<b>98.400</b>

L'incremento dei ricavi per titoli energetici è dovuto in gran parte al contributo dei certificati verdi maturati sull'energia idroelettrica e sulla cogenerazione abbinata al teleriscaldamento, tenuto conto delle vendite effettuate e del recente andamento del mercato di riferimento.

## Proventi diversi

La voce proventi diversi risulta essere costituita da:

	31/12/2010	31/12/2009
Ricavi da contratti di servizio	20.559	13.196
Ricavi da affitti attivi e noleggi	1.976	97
Ricavi da affitto fibra ottica	4.276	4.131
Plusvalenze da alienazione di beni	3.195	789
Ricavi esercizi precedenti/Sopravvenienze attive	35.528	35.861
Recuperi assicurativi	277	-
Rimborsi diversi	6.526	4.158
Altri ricavi_Proventi FV derivati commodity	-	1.161
Altri ricavi e proventi	17.826	12.325
<b>Totale</b>	<b>90.162</b>	<b>71.718</b>

Le sopravvenienze attive derivano principalmente dalla consuntivazione definitiva di partite pregresse in riferimento a stime effettuate nei precedenti esercizi. Di seguito sono dettagliati gli importi principali contenuti nella voce in oggetto:

- 6.660 migliaia di euro conguaglio perequazione sulla distribuzione dell'energia elettrica relativa ad anni precedenti;
- 1.590 migliaia di euro per sopravvenienze attive relative ad imposte esercizi precedenti (minore robin tax);
- 1.826 migliaia di euro relativi a differenze di stime sulla vendita di certificati verdi;
- 5.935 migliaia di euro rilascio dei contributi allacciamento su energia elettrica conferiti da ex Enia;
- 4.136 migliaia di euro per adeguamento di stime su fatturazioni a Terna e CCSE.

## COSTI

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

La voce in oggetto si compone delle seguenti voci:

	SALDO AL 31/12/2010	SALDO AL 31/12/2009
Acquisto energia elettrica	488.509	472.973
Acquisto gas	752.860	583.021
Acquisto calore	113	-
Acquisto altri combustibili	33.828	50.301
Acquisto Acqua	3.919	3.524
Altre mp (gpl, odorizzante gas, acido cloridrico,...)	21.503	17.928
Materiali vari di magazzino (inclusi carburanti e lubrificanti)	23.865	15.068
Emission trading	1.189	17.203
Certificati verdi	34.816	7.335
Certificati bianchi	2.074	1.555
Variazione delle rimanenze	8.133	1.107
<b>Totale</b>	<b>1.370.811</b>	<b>1.170.015</b>

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".

Nell'esercizio 2009 la variazione delle rimanenze era esposta in una voce separata del prospetto di conto economico denominata "Variazione delle rimanenze". Nell'esercizio 2010 è stata accorpata alla voce "Acquisto materie prime sussidiarie di consumo e merci" e sono stati opportunamente riclassificati i valori comparativi del 2009.

### NOTA 33\_ PRESTAZIONI DI SERVIZI E GODIMENTO BENI DI TERZI

I costi per prestazioni di servizi sono dettagliati nella tabella seguente:

	migliaia di euro	
	SALDO AL 31/12/2010	SALDO AL 31/12/2009
Trasporto energia elettrica	162.592	111.957
Oneri di sistema elettrico	77.614	75.957
Tolling fee	65.049	66.557
Vettoriamiento gas	10.345	3.151
Vettoriamiento calore	31.224	29.624
Lavori di terzi per reti, impianti,...	148.895	111.716
Raccolta e smaltimento, spazzamento neve, verde pubblico	51.227	3.898
Spese per manutenzioni	7.358	3.795
Costi relativi al personale (mensa, formazione, trasferte)	6.033	2.018
Prestazioni industriali (studi, progettazioni, analisi)	8.282	6.157
Consulenze tecniche e amministrative	14.219	12.389
Spese commerciali e pubblicitarie	7.338	5.329
Spese legali e notarili	8.162	5.223
Assicurazioni	7.680	5.258
Spese bancarie	5.801	2.135
Spese telefoniche	4.657	4.101
Costi da contratti di servizio	19.909	11.944
Servizi di lettura e bollettazione	5.859	5.321
Compensi Collegio Sindacale	1.699	1.198
Altri costi per servizi	40.888	32.256
<b>Totale</b>	<b>684.831</b>	<b>499.984</b>

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 28.297 migliaia di euro (12.352 migliaia di euro nell'esercizio 2009).

#### NOTA 34\_ ONERI DIVERSI DI GESTIONE

Gli oneri diversi di gestione sono dettagliati nella tabella seguente:

	migliaia di euro	
	SALDO AL 31/12/2010	SALDO AL 31/12/2009
Spese generali	8.301	7.820
Canoni e sovraccanoni di derivazione	6.786	5.541
Spese logistiche	2.075	2.372
Imposte e tasse	14.553	11.245
Sopravvenienze passive	31.780	45.222
Minusvalenze da alienazione di beni	1.642	1.883
Altri oneri_ Oneri da FV derivati commodities	41	1.096
Altri oneri diversi di gestione	2.936	1.449
<b>Totale</b>	<b>68.114</b>	<b>76.628</b>

Le sopravvenienze passive riguardano principalmente differenze su stime accertate in esercizi precedenti. Si riferiscono principalmente a:

- delta stime su certificati verdi per 8.621 migliaia di euro;
- esodi personale per 2.477 migliaia di euro;
- imposte esercizi precedenti per 374 migliaia di euro;
- conguaglio perequazione esercizi precedenti per 1.328 migliaia di euro;
- conguaglio fatturazione gas anni precedenti per 1.719 migliaia di euro.

#### NOTA 35\_ COSTI PER LAVORI INTERNI CAPITALIZZATI

Riguardano gli incrementi dell'attivo patrimoniale realizzati con risorse interne. Ammontano a 19.453 migliaia di euro (19.737 migliaia di euro nell'esercizio 2009).

	migliaia di euro	
	SALDO AL 31/12/2010	SALDO AL 31/12/2009
Manodopera capitalizzata	13.000	11.213
Materiali di magazzino capitalizzati	6.454	8.524
<b>Totale</b>	<b>19.453</b>	<b>19.737</b>

#### NOTA 36\_ COSTO DEL PERSONALE

I costi per il personale sono così dettagliati:

	migliaia di euro	
	SALDO AL 31/12/2010	SALDO AL 31/12/2009
Retribuzioni lorde	141.682	100.307
Oneri sociali	45.118	31.893
TFR	342	192
Altri benefici a lungo termine dipendenti	474	329
Altri costi per il personale	10.955	8.305
Compensi amministratori	1.899	1.657
<b>Totale</b>	<b>200.470</b>	<b>142.683</b>

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.

	31/12/2010	31/12/2009	MEDIA DEL PERIODO
Dirigenti	75	43	59
Quadri	200	110	157
Impiegati	2.698	1.499	2.083
Operai	1.779	919	1.372
<b>Totale</b>	<b>4.752</b>	<b>2.571</b>	<b>3.670</b>

#### NOTA 37\_ AMMORTAMENTI

	migliaia di euro	
	SALDO AL 31/12/2010	SALDO AL 31/12/2009
Attività materiali	111.708	83.027
Attività immateriali	53.387	36.784
<b>Totale</b>	<b>165.095</b>	<b>119.811</b>

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

#### NOTA 38\_ ACCANTONAMENTI

	migliaia di euro	
	SALDO AL 31/12/2010	SALDO AL 31/12/2009
Fondo svalutazione crediti	20.309	12.215
Fondi rischi e ripristino beni di terzi	24.873	22.878
Rilascio fondi	(2.218)	(5.200)
Svalutazioni	1.652	-
<b>Totale</b>	<b>44.616</b>	<b>29.443</b>

Il dettaglio della consistenza e della movimentazione dei fondi è riportato nel commento della voce "Fondi per rischi e oneri" della Situazione Patrimoniale-Finanziaria. In particolare si segnala che l'accantonamento al Fondo svalutazione crediti comprende anche un importo pari 2.750 migliaia di euro, attinente la svalutazione dei crediti per rimborso canoni di derivazione classificati nei "Crediti Vari ed altre attività correnti" (nota 12).

I rilasci fondi si riferiscono al rilascio del fondo svalutazione crediti per 1.154 migliaia di euro e al rilascio di fondi rischi per 1.064 migliaia di euro.

Le svalutazioni si riferiscono principalmente a riduzione di valore di avviamenti conseguenti a rettifiche ed elisioni a seguito della nascita del Gruppo Iren.

## NOTA 39\_ GESTIONE FINANZIARIA

### Proventi finanziari

Il dettaglio dei proventi finanziari è riportato nella tabella seguente:

	migliaia di euro	
	SALDO AL 31/12/2010	SALDO AL 31/12/2009
Dividendi	186	5.070
Interessi attivi verso banche	371	307
Interessi attivi su crediti/finanziamenti	7.559	9.074
Interessi attivi da clienti (mora)	3.512	2.821
Proventi fair value contratti derivati	783	112
Proventi su contratti derivati realizzati	1.119	3.299
Plusvalenze da cessione di attività finanziarie	288	-
Utili su cambi	123	2.046
Altri proventi finanziari	2.708	1.356
<b>PROVENTI FINANZIARI</b>	<b>16.648</b>	<b>24.085</b>

### Oneri finanziari

Il dettaglio degli oneri finanziari è riportato nella tabella seguente:

	migliaia di euro	
	SALDO AL 31/12/2010	SALDO AL 31/12/2009
Interessi passivi su mutui	36.756	30.735
Interessi passivi su prestiti obbligazionari	415	-
Interessi passivi su c/c bancari	7.322	9.926
Interessi passivi verso altri	3.659	64.312
Oneri finanziari capitalizzati	(9.134)	(3.796)
Oneri da fair value contratti derivati	20	184
Oneri su contratti derivati realizzati	22.195	16.881
Interest cost - Benefici ai dipendenti	3.314	3.207
Perdite su cambi	314	2.083
Altri oneri finanziari	10.239	4.652
<b>Totale</b>	<b>75.100</b>	<b>128.184</b>

Il dettaglio degli oneri finanziari per benefici ai dipendenti è riportato nella nota di commento "Benefici ai dipendenti" dello Stato Patrimoniale.

Per maggiori informazioni sulla gestione finanziaria si rimanda a quanto evidenziato in precedenza nella relazione sulla gestione.

## NOTA 40\_ RISULTATO DI COLLEGATE CONTABILIZZATE CON IL METODO DEL PATRIMONIO NETTO

Il risultato è positivo per 11.052 migliaia di euro (positivo per 10.664 migliaia di euro nell'esercizio 2009) e si compone di rivalutazioni per 15.054 migliaia di euro e di svalutazioni per 4.033 migliaia di euro.

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 440 migliaia di euro. Si riferiscono principalmente alla svalutazione della partecipazione in GICA, detenuta da Iren Mercato S.p.A.

## NOTA 42\_ IMPOSTE SUL REDDITO

Le imposte sul reddito del 2010 sono stimate pari a 90.206 migliaia di euro (124.436 migliaia di euro nell'esercizio 2009) ed è il risultato della migliore stima dell'aliquota media attesa per l'intero esercizio.

Il tax rate di gruppo del 2010 è pari al 38%, in forte diminuzione rispetto all'esercizio 2009 (pari al 95%) che era influenzato da diversi eventi non ricorrenti, in particolare:



- i) La Legge 23 luglio 2009 n. 99 all'art. 56 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.
- ii) I recuperi degli aiuti di Stato, notificati a Iride Spa (ora Iren Spa) da parte dell'Agenzia delle Entrate. La società ha avuto un esborso di circa 135 milioni di euro, di cui 71 milioni quale recupero di presunti aiuti di Stato illegittimi pari alle imposte non versate durante la cosiddetta "moratoria" e 64 milioni quali interessi.

Nell'esercizio 2010 gli elementi straordinari ed eccezionali che hanno influenzato il tax rate sono i seguenti:

- 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 depurato dai suddetti effetti straordinari sarebbe pari al 42 %.

#### *Recupero degli aiuti di stato*

La Commissione Europea, con Decisione 5 giugno 2002, C 27/99, ha 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, in data 29.07.2002, 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.

Il Tribunale di primo grado, con ordinanza del 19.05.2003, ha ammesso la richiesta di AEM Torino ad intervenire nel procedimento instaurato da ACEA. L'AEM Torino e l'AMGA, oggi Iren S.p.A., nei confronti della Commissione Europea, si avvalgono della consulenza e professionalità di esperti esterni. Nel corso dell'esercizio 2005, la procedura per il recupero degli aiuti di Stato dichiarati illegittimi dalla decisione 2003/193/CE della Commissione del 5 giugno 2002 veniva disciplinata dall'art. 27 della Legge 18 aprile 2005 n. 62.

Nel rispetto del quadro normativo sopra indicato, l'ex AEM Torino e l'ex AMGA hanno presentato la dichiarazione relativa ai periodi d'imposta agevolati, precisando, tra l'altro, che il recupero dell'aiuto di Stato di cui alla decisione 2003/293/Ce del 5 luglio 2002 non trova applicazione per i ricavi non rinvenienti da attività, al tempo, svolte in regime di libera concorrenza o comunque rispetto ai quali la fruizione della moratoria fiscale non possa aver determinato alterazioni agli scambi in ambito intra comunitario, e ciò in linea con quanto eccepito dalla Società, in relazione alla propria posizione, nei ricorsi presentati contro la decisione della Commissione Europea.

Con riferimento sia alla dichiarazione presentata (che, avvalendosi del condono, non evidenziava alcun debito tributario) sia all'inserimento o meno in bilancio di un Fondo rischi a tale titolo la società si è avvalsa anche del parere dei propri consulenti.

La sopra descritta procedura per il recupero degli aiuti di stato (prevista dall'art. 27 della L. 18 aprile 2005 n. 62) è stata modificata dall'art. 1, comma 132 della L. 23 dicembre 2005, n. 266 (Finanziaria 2006).

Senza dubbio l'effetto principale delle modifiche apportate all'art. 27 dalla Finanziaria 2006 è stato quello di dilatare i tempi di emissione del primo atto che sancisce l'inizio formale del procedimento di recupero (nella precedente formulazione l'avviso di accertamento emesso dalla DRE competente che doveva avvenire entro il 11.01.2006).

Nella nuova formulazione dell'art. 27 infatti il primo adempimento che dà il via al procedimento di recupero è l'emissione del Decreto del Ministero dell'Interno in relazione al quale, peraltro, non è fissato un termine di emissione.

Successivamente, con il Decreto Legge 15 febbraio 2007, n. 10, sono state previste nuove modalità di recupero dei suddetti aiuti di Stato considerati illegittimi, senza peraltro introdurre nuovi adempimenti a carico della Società.

In particolare, il recupero sarebbe stato effettuato dall'Agenzia delle Entrate sulla base delle comunicazioni trasmesse dagli enti locali e delle dichiarazioni dei redditi presentate dalle società beneficiarie. L'Agenzia avrebbe dovuto liquidare l'imposta con i relativi interessi, provvedendo al recupero degli aiuti nella misura della loro effettiva fruizione.

L'Agenzia delle Entrate nel secondo bimestre del 2007, ha proceduto alla notifica nei confronti di Iride S.p.A. (ora Iren S.p.A., già AEM Torino S.p.A. e incorporante della società AMGA S.p.A.) per la posizione di AEM Torino S.p.A. e di AMGA S.p.A. - in base al citato D.L. n. 10/2007 - di avvisi denominati "comunicazione-ingiunzione", relativamente ai presunti aiuti fruiti nei periodi di moratoria. Iride S.p.A. (ora Iren S.p.A.), 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.

Con il disposto dell'art. 24, D.L. 29 novembre 2008, n. 185, convertito con modificazioni dalla L. 28 gennaio 2009, n. 2, sono state introdotte nuove disposizioni orientate al recupero degli aiuti equivalenti alle imposte non corrisposte e dei relativi interessi conseguente all'applicazione del regime di esenzione fiscale previsto dagli art. 3, comma 70, della legge 28 dicembre 1995, n. 549, e 66, comma 14, del decreto-legge 30 agosto 1993, n. 331, convertito, con modificazioni, dalla legge 29 ottobre 1993, n. 427; ciò sempre in attuazione della Decisione 2003/193/CE della Commissione Europea.

In base al citato provvedimento, il recupero viene attuato - tenuto conto di quanto già pagato ai sensi dell'art. 1, comma 2, D.L. 15 febbraio 2007, n. 10, convertito, con modificazioni, dalla L. 6 aprile 2007, n. 46, dalla Agenzia delle Entrate, mediante una attività di accertamento volta a determinare l'effettiva imposta dovuta, entro centoventi giorni decorrenti dal 29 novembre 2008. Non è prevista la possibilità di dilazione, né di sospensione dal pagamento.

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. (ora Iren S.p.A.) sei avvisi di accertamento (per complessivi euro 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 (ora 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. (ora 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 euro 75 milioni circa, al cui versamento Iride (ora 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 10 febbraio 2010 davanti la Commissione Tributaria Provinciale di Genova sono stati discussi i ricorsi notificati per l'ex AMGA per gli anni 96, 97, 98 e 99. La Commissione ha accolto parzialmente il ricorso presentato da Iride (ora Iren) in relazione al tasso applicato per il calcolo degli interessi dovuti sugli aiuti di stato ritenuti illegittimi.

A tal proposito, in data 12 gennaio 2011 la Commissione di Genova ha stabilito di nominare un Consulente tecnico "(...) al fine della quantificazione degli interessi dovuti nel caso di legittimità della

revoca degli aiuti di Stato e la rilevazione dei tassi di interesse dovuti". Il consulente tecnico d'ufficio ha prestato giuramento in data 16 marzo 2011.

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).

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

	valori in euro	
	2010	2009
<b>Imposte anticipate</b>		
Compenso amministr. sindaci revisori	909.745	542.026
Fondi non rilevanti fiscalmente	57.933.156	37.830.633
Contrib. Imponib.	534.297	492.830
Ammort. Civ. > Fisc.	46.601.550	26.400.403
Altro	20.791.882	15.105.421
IAS - Cespiti	1.451.370	2.255.739
IAS - Oneri relativi al personale	1.141.904	106.192
IAS - Altri	4.681.948	5.479.080
<b>Totale</b>	<b>134.045.851</b>	<b>88.212.325</b>
<b>Imposte differite</b>		
Ammort. Fisc. > Civ..	32.865.651	18.402.484
Plusvalenze e rivalutazioni	42.288.949	42.137.322
Contributo c/ impianti non imponibile	438.002	292.612
Acc.to f.do sv.ne crediti fiscale > civilistico	1.061.016	2.286.176
Altro	5.289.058	3.446.055
IAS - F.di personale	2.692.191	1.610.112
IAS - F.do amm.to cespiti	17.536.890	27.634.194
IAS - Rimanenze	650.960	379.608
Altro	3.982.470	6.148.720
<b>Totale</b>	<b>106.805.187</b>	<b>102.337.283</b>
<b>EFFETTO DI CONTO ECONOMICO</b>		
Variazione delle imposte anticipate nelle imposte	12.529.312	12.800.768
Variazione delle imposte differite nelle imposte	(2.888.443)	(778.413)
<b>Variazione netta</b>	<b>15.417.755</b>	<b>13.579.182</b>

#### *NOTA 43\_ RISULTATO NETTO DA ATTIVITÀ OPERATIVE CESSATE*

Ai sensi dell'IFRS 5, tale voce presenta un saldo positivo per 1.740 migliaia di euro e si riferisce principalmente al risultato della società Aquamet classifica come attività destinata ad essere ceduta.

#### *NOTA 44\_ UTILE (PERDITA) DI PERTINENZA DI TERZI*

L'utile di terzi, pari a 7.286 migliaia di euro (5.495 migliaia di euro nell'esercizio 2009), 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 2010 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 2010	Esercizio 2009
Utile netto (migliaia di euro)	143.104	6.397
Numero medio ponderato di azioni in circolazione durante l'esercizio (migliaia)	1.054.134	832.042
<b>Utile per azione base (euro)</b>	<b>0,14</b>	<b>0,01</b>

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 2010	Esercizio 2009
Utile netto (migliaia di euro)	143.104	6.397
Numero medio ponderato di azioni (migliaia)	1.054.134	832.042
Numero medio ponderato di azioni ai fini del calcolo dell'utile per azione diluito (migliaia)	1.054.134	832.042
<b>Utile per azione diluito (euro)</b>	<b>0,14</b>	<b>0,01</b>

#### NOTA 46 ALTRE COMPONENTI DI CONTO ECONOMICO COMPLESSIVO

La quota efficace delle variazioni di fair value della copertura di flussi finanziari, negativa per 433 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, positiva per 2.516 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, negativa per 13.409 migliaia di euro, si riferisce principalmente alla valutazione della partecipata Delmi.

L'effetto fiscale delle altre componenti di conto economico complessivo è negativo per 551 migliaia di euro.

## XI. GARANZIE E PASSIVITÀ POTENZIALI

Le garanzie prestate riguardano:

- a) Fideiussioni per impegni propri per 469.109 migliaia di euro (226.384 migliaia di euro al 31 dicembre 2009); le voci più significative si riferiscono a fideiussioni emesse a favore:
- di BEI per 200.000 migliaia di euro a fronte di mutui erogati;
  - di Provincia di Reggio Emilia per 110.411 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 66.120 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 34.835 migliaia di euro a garanzia del contratto di servizio per il trasporto di energia elettrica;
  - di Agenzie Dogane per euro 32.280 migliaia di euro a garanzia del regolare versamento dell'imposte erariali e addizionali comunali e provinciali sui consumi di energia elettrica ed accise gas;
  - del GME per 30.600 migliaia di euro a garanzia del contratto di adesione al mercato;
  - di Terna per 27.424 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 16.435 di euro a garanzia dell'aggiudicazione lotti;
  - della Banca Intesa per 7.669 migliaia di euro a garanzia del mutuo Mestni;
  - 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 475 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;
  - dell'AZIENDA SVILUPPO MULTISERVIZI SETTIMO T.SE.(A.S.M.) per 600 migliaia di euro a garanzia dell'offerta di acquisto ramo di azienda servizio vendita gas;
  - del Comune di Genova per 1.662 migliaia di euro a garanzia di lavori sulla rete gas;
  - di Italgas per 496 migliaia di euro a garanzia del pagamento fornitura gas naturale;
  - di AMT per 229 migliaia di euro nell'interesse di CAE per partecipazione ad una gara;
  - dell'ACEA per 341 migliaia di euro a garanzia di contatto di trasporto energia elettrica;
  - di AEM DISTRIBUZIONE MILANO per 328 migliaia di euro a garanzia del contratto trasporto energia.
- b) Garanzie prestate per conto di società collegate per 281.449 migliaia di euro, principalmente a garanzia affidamenti bancari;
- c) Azioni date in pegno per 144.130 migliaia di euro. Si tratta di azioni Edipower (valore nominale 1 euro) date in pegno agli istituti di credito finanziatori.

Si segnala che gli importi più rilevanti, relativi alle garanzie prestate per conto di società collegate, attengono alla società collegata Sinergie Italiane per la quale sono state attivate le azioni che riguardano, oltre la cessione delle quote che presumibilmente avverrà dopo il bilancio di settembre 2011, il rientro dalle garanzie prestate e la definizione della gestione del trasferimento dello stoccaggio del gas.

#### IMPEGNI

Relativamente alla controllata S. Giacomo, 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 S. Giacomo 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 (S. Giacomo) relativamente al ramo di azienda idrico conferito nel dicembre '99 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 il budget prevede per il 2011 un impegno per la controllata Iren Mercato pari a circa 43 milioni di euro.

#### PASSIVITÀ POTENZIALI

##### *San Giacomo (Mediterranea delle Acque): Contenzioso ufficio entrate*

In relazione al contenzioso fiscale iniziato a seguito della verifica avviata a gennaio 2007 e di cui al processo verbale di constatazione redatto a luglio dello stesso anno, proseguita, in seguito ad invio di memorie, con Avviso di Accertamento in data 11 dicembre 2008 riferito all'esercizio 2003, circa la presunta elusività ai sensi dell'art. 37 bis, comma 4, DPR 600/73, del conferimento di due rami di azienda, effettuato a fine 1999 a favore della Società Genova Acque S.p.A. (oggi incorporata in Mediterranea delle Acque S.p.A., già San Giacomo S.r.l.) da parte dell'allora controllante Amga S.p.A., come indicato in precedenti Relazioni e Resoconti infrannuali, si ricorda che la Società ha tempestivamente presentato ricorso per l'annullamento del suddetto Avviso presso la Commissione Tributaria Provinciale di Genova.

Sempre conseguentemente alle verifiche fiscali sopra richiamate, in data 24 settembre 2009 sono stati notificati da parte dell'Agenzia delle Entrate di Genova - Ufficio di Genova 1, nuovi Avvisi di accertamento inerenti le annualità 2004 e 2005, sempre in relazione alla presunta elusività delle citate operazioni.

La Società ha impugnato e presentato ricorso per l'annullamento degli Avvisi di accertamento in questione presso la Commissione Tributaria Provinciale di Genova.

Come già rilevato nell'ambito di memorie ed atti prodotti dalla Società, al riguardo si conferma la non riconducibilità della fattispecie all'ipotesi di elusività di cui all'art. 37 bis del D.P.R. n°600/73, cui fanno riferimenti gli Avvisi notificati alla Società.

Con riferimento alla situazione del contenzioso in atto, si porta a conoscenza di quanto segue:

- a) La trattazione del ricorso presentato dalla Società in relazione all'avviso di accertamento emesso con riferimento all'esercizio 2003 si è svolta il 10 giugno 2010 ed in data 1 luglio 2010 è stata depositata sentenza. La sentenza ha respinto il ricorso della Società confermando l'avviso impugnato, dichiarando tuttavia non dovute le sanzioni per aver accertato le "condizioni di obiettiva incertezza" delle norme applicabili alla fattispecie. Avverso la decisione della Commissione di primo grado la Società ha presentato ricorso in appello il 2/3/2011 presso la Commissione tributaria Regionale di Genova. La Società ha provveduto, in data 18/03/2011, al versamento della cartella notificata in data 19/01/2011 a seguito dell'iscrizione a ruolo inerente i 2/3 dell'imposta accertata per complessivi euro 1.281.193. Tale posta, sulla base del proseguimento della controversia tramite ricorso in II grado di giudizio presso la Commissione Tributaria Regionale della Liguria, è stata appostata nella contabilità dell'esercizio 2011 tra i crediti per contenzioso.
- b) La trattazione dei ricorsi presentati dalla Società in relazione agli avvisi di accertamento emessi con riferimento agli esercizi 2004-2005 si è svolta il 25 ottobre 2010, ed in data 21 dicembre 2010 sono state depositate le sentenze che hanno respinto il ricorso della Società confermando l'avviso impugnato, dichiarando tuttavia non dovute le sanzioni per aver accertato le "condizioni di obiettiva incertezza" delle norme applicabili alla fattispecie. La Società ha presentato proposta di conciliazione parziale alla Commissione Tributaria Provinciale di Genova, afferente i rilievi minori per l'anno 2004, provvedendo, in data 23 settembre 2010, a versare quanto dovuto per un totale complessivo di euro 291.000.

La Società 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 via via redatte, senza costituire alcun accantonamento. Tale giudizio si fonda sulla convinzione che sia probabile che la Società non debba sostenere alcun onere a fronte di tale obbligazione, considerando solide le ragioni difensive fatte valere in sede contenziosa.

L'esame delle motivazioni della sentenza di primo grado, compiuto anche con il supporto dei consulenti legali della società, non ha portato a rivedere il giudizio probabilistico sopra formulato: esse appaiono infatti viziate sul piano logico e giuridico, e si ritiene che la decisione sarà riformata nei successivi gradi di giudizio. È stato pertanto dato mandato ai legali di predisporre l'atto di appello, che è stato depositato nei termini.

Allo stato attuale del contraddittorio, per le ragioni sopra indicate - adeguatamente motivate negli atti prodotti in sede di contenzioso - e sulla base delle motivazioni delle sentenze di primo grado, che hanno 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 indeducibili per la Società, per tutti gli anni ancora aperti ai fini delle imposte sui redditi, tutti gli ammortamenti da calcolarsi da Mediterranea delle Acque sulla plusvalenza contabile realizzata in occasione dei conferimenti da AMGA, ed a suo tempo non assoggettata ad imposta in capo a quest'ultima, pari ad euro 104 milioni. Una stima di tale onere porterebbe ai seguenti valori:
- sopravvenienze passive per euro 12,5 milioni a fronte di maggiori imposte relative agli esercizi dal 2003 al 2010 (comprensive di interessi per euro 0,9 milioni);
  - un maggior onere fiscale per l'esercizio 2010 pari ad euro 1,2 milioni;
  - uno stanziamento al fondo per imposte differite di euro 19,2 milioni a fronte delle maggiori imposte da calcolarsi da adesso 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, ad esito della fusione commentata in precedenza, 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).

Si riportano di seguito le principali grandezze economico finanziarie suddivise per area di business relative al 31 dicembre 2010 e al 31 dicembre 2009.

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 2010

	milioni di euro							
	Generazione	Mercato	Infrastrutture Energetiche	Ciclo Idrico	Ambiente	Altri Servizi	Non allocabili	Totale
Capitale immobilizzato	1.223	61	1.494	982	261	71	474	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)
<b>Capitale investito netto (CIN)</b>	<b>1.245</b>	<b>119</b>	<b>1.386</b>	<b>834</b>	<b>230</b>	<b>35</b>	<b>494</b>	<b>4.342</b>
Patrimonio netto	-	-	-	-	-	-	-	2.082
Posizione Finanziaria netta	-	-	-	-	-	-	-	2.260
<b>Mezzi propri ed indebitamento finanziario netto</b>								<b>4.342</b>

## Risultati per settori di attività al 31 dicembre 2009

	milioni di euro										
										di cui	
	Generazione	Mercato	Infrastrutture Energetiche	Ciclo Idrico	Ambiente	Altri Servizi	Non allocabili	Totale proforma	Gruppo Enia	Gruppo Iride	
Capitale immobilizzato	1.068	46	1.453	965	188	67	508	4.296	1.438	2.858	
Capitale circolante netto	83	22	16	48	(10)	(49)	4	114	2	112	
Altre att.tà e pass.tà non correnti	(45)	10	(108)	(218)	(42)	(13)	(16)	(434)	(270)	(164)	
<b>Capitale investito netto (CIN)</b>	<b>1.107</b>	<b>78</b>	<b>1.361</b>	<b>794</b>	<b>135</b>	<b>5</b>	<b>496</b>	<b>3.976</b>	<b>1.170</b>	<b>2.806</b>	
Patrimonio netto	-	-	-	-	-	-	-	1.920	533	1.387	
Posizione Finanziaria netta	-	-	-	-	-	-	-	2.056	637	1.419	
<b>Mezzi propri ed indebitamento finanziario netto</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>3.976</b>	<b>1.170</b>	<b>2.806</b>	

## Risultati economici per settori di attività al 31 dicembre 2010

	milioni di euro											
											di cui	
	Generazione	Mercato	Infrastrutture Energetiche	Ciclo Idrico	Ambiente	Altri Servizi	Elisioni e rettifiche	Totale proforma	Gruppo Enia I sem 10	Elisioni e rettifiche	Gruppo Iren	
Totali ricavi e proventi	687	2.865	428	434	222	104	(1.361)	3.381	558	(6)	2.829	
Totale costi operativi	(516)	(2.816)	(214)	(326)	(178)	(87)	1.360	(2.777)	(451)	7	(2.333)	
<b>Margine Operativo Lordo (EBITDA)</b>	<b>172</b>	<b>49</b>	<b>214</b>	<b>108</b>	<b>45</b>	<b>17</b>	<b>(1)</b>	<b>603</b>	<b>107</b>	<b>1</b>	<b>496</b>	
Amm.ti, acc.ti netti e svalutazioni	(73)	(18)	(72)	(70)	(27)	(6)	(0)	(265)	(55)	0	(210)	
<b>Risultato operativo (EBIT)</b>	<b>99</b>	<b>31</b>	<b>142</b>	<b>38</b>	<b>18</b>	<b>11</b>	<b>(1)</b>	<b>339</b>	<b>52</b>	<b>1</b>	<b>286</b>	

## Risultati economici per settori di attività al 31 dicembre 2009

	milioni di euro											
											di cui	
	Generazione	Mercato	Infrastrutture Energetiche	Ciclo Idrico	Ambiente	Altri Servizi	Elisioni e rettifiche	Totale proforma	Gruppo Enia	Elisioni e rettifiche	Gruppo Iride	
Totali ricavi e proventi	672	2.823	399	398	212	102	(1.331)	3.273	1.047	(33)	2.259	
Totale costi operativi	(503)	(2.779)	(206)	(291)	(174)	(83)	1.327	(2.709)	(861)	34	(1.882)	
<b>Margine Operativo Lordo (EBITDA)</b>	<b>168</b>	<b>44</b>	<b>192</b>	<b>106</b>	<b>38</b>	<b>19</b>	<b>(4)</b>	<b>564</b>	<b>186</b>	<b>1</b>	<b>377</b>	
Amm.ti, acc.ti netti e svalutazioni	(71)	(13)	(73)	(65)	(24)	(5)	0	(251)	(102)	0	(149)	
<b>Risultato operativo (EBIT)</b>	<b>98</b>	<b>31</b>	<b>120</b>	<b>41</b>	<b>14</b>	<b>14</b>	<b>(4)</b>	<b>312</b>	<b>84</b>	<b>1</b>	<b>228</b>	

### 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	EUR	359.659.568	100,00	Iren
Iren Ambiente S.p.A.	Piacenza	EUR	72.622.002	100,00	Iren
Iren Emilia S.p.A.	Reggio Emilia	EUR	196.832.103	82,50 17,50	Iren Iren Acqua Gas
Iren Energia S.p.A.	Torino	EUR	777.679.968	100,00	Iren
Iren Mercato S.p.A.	Genova	EUR	61.356.220	90,97 9,03	Iren Iren Acqua Gas
Iride Servizi S.p.A.	Torino	EUR	52.242.791	93,78 6,22	Iren Energia Iren Emilia
AEMNET S.p.A.	Torino	EUR	6.973.850	100,00	Iride Servizi
SasterNet S.p.A.	Genova	EUR	7.900.000	85,00	Iride Servizi
AEM Torino Distribuzione S.p.A.	Torino	EUR	126.127.156	69,85 30,15	Iren Energia Iren
C.EL.PI. Srl	Torino	EUR	293.635	99,92	Iren Energia
Nichelino Energia S.r.l.	Torino	EUR	1.500.000	62,00 33,00 5,00	Iren Energia AES Torino Iren Mercato
CAE AMGA Energia S.p.A.	Genova	EUR	10.000.000	100,00	Iren Mercato
O.C.Clim S.r.l.	Savona	EUR	100.000	100,00	CAE AMGA Energia
Climatel S.r.l.	Savona	EUR	10.000	100,00	O.C.Clim
GEA Commerciale S.p.A.	Grosseto	EUR	340.910	100,00	Iren Mercato
Consorzio GPO	Genova	EUR	20.197.260	62,35	Iren Emilia
AGA S.p.A.	Genova	EUR	11.000.000	99,64	Iren Emilia
Zeus S.p.A.	Genova	EUR	20.320.000	100,00	Iren Emilia
Enia Parma S.r.l.	Parma	EUR	300.000	100,00	Iren Emilia
Enia Piacenza S.r.l.	Piacenza	EUR	3.300.000	100,00	Iren Emilia
Enia Reggio Emilia S.r.l.	Reggio Emilia	EUR	300.000	100,00	Iren Emilia
Tema S.c.a.r.l.	Chieti	EUR	100.000	51,00	Iren Emilia
Eniatel S.p.A.	Piacenza	EUR	3.350.000	100,00	Iren Emilia
Undis Servizi S.r.l.	Sulmona	EUR	20.000	100,00	Iren Emilia
San Giacomo S.r.l.	Genova	EUR	19.203.411	60,00	Iren Acqua Gas
Immobiliare delle Fabbriche	Genova	EUR	2.500.000	100,00	San Giacomo S.r.l.
Idrotigullio S.p.A.	Chiavari (GE)	EUR	979.000	66,55	San Giacomo S.r.l.
Genova Reti Gas S.r.l.	Genova	EUR	1.500.000	100,00	Iren Acqua Gas
GEA S.p.A.	Grosseto	EUR	1.381.500	59,34	Iren Acqua Gas
LIAG	Genova	EUR	186.534	73,13	Iren Acqua Gas
Tecnoborgo S.p.A.	Piacenza	EUR	10.379.640	50,50 0,50	Iren Ambiente Iren
Monte Querce	Reggio Emilia	EUR	100.000	60,00	Iren Ambiente
Iren Rinnovabili S.p.A.	Reggio Emilia	EUR	119.000	100,00	Iren Ambiente
Enia Solaris S.r.l.	Parma	EUR	100.000	85,00	Iren Rinnovabili
Bonifica Autocisterne	Piacenza	EUR	595.000	51,00	Iren Ambiente

## ELENCO DELLE IMPRESE CONSOLIDATE PROPORZIONALMENTE

Società	Sede	Valuta	Capitale sociale	% possesso	Società partecipante
AES Torino S.p.A.	Torino	EUR	110.500.000	51,00	Iren Energia
Olt Offshore Toscana LNG S.p.A.	Roma	EUR	145.750.700	41,71	Iren Mercato
Namtra Investments Ltd	Limassol (Cipro)	EUR	1.000	100,00	Olt Offshore Toscana LNG
Acque Potabili S.p.A.	Torino	EUR	3.600.295	30,86	Iren Acqua Gas
Acquedotto Savona	Savona	EUR	500.000	100,00	Acque Potabili
Acquedotto Monferrato	Torino	EUR	600.000	100,00	Acque Potabili
Acque Potabili Siciliane	Palermo	EUR	2.558.000	56,77	Acque Potabili
				9,83	Mediterranea delle Acque
Acque Potabili Crotone	Torino	EUR	100.000	100,00	Acque Potabili

## ELENCO DELLE IMPRESE VALUTATE CON IL METODO DEL PATRIMONIO NETTO

Società	Sede	Valuta	Capitale sociale	% possesso	Società partecipante
Plurigas S.p.A.	Milano	EUR	800.000	30,00	Iren
Gas Energia S.p.A.	Torino	EUR	3.570.000	20,00	Iride Servizi
Valle Dora Energia Srl	Torino	EUR	537.582	49,00	Iren Energia
Edipower S.p.A.	Milano	EUR	1.441.300.000	10,00	Iren Energia
Salerno Energia Vendite*	Salerno	EUR	2.447.526	38,00	GEA Commerciale
Livorno Holding S.r.l.*	Roma	EUR	10.000	44,57	Iren Mercato
Sea Power & Fuel S.r.l.	Genova	EUR	10.000	50,00	Iren Mercato
Acos Energia S.p.A.*	Novi Ligure (AL)	EUR	150.000	25,00	Iren Mercato
VEA Energia e Ambiente*	Marina di Pietrasanta (LU)	EUR	96.000	37,00	Iren Mercato
GICA s.a.	Paradiso (Svizzera)	CHF	7.400.000	24,99	Iren Mercato
Alegas S.r.l.	Alessandria	EUR	1.810.000	20,00	Iren Mercato
GESAM GAS S.p.A.	Lucca	EUR	1.132.000	40,00	Iren Mercato
A2A Alfa	Milano	EUR	100.000	30,00	Iren Mercato
AMAT Energia	Imperia	EUR	20.000	20,00	Iren Mercato
Sinergie Italiane S.r.l.	Milano	EUR	3.000.000	27,60	Iren Mercato
Consorzio Servizi Integrati	Genova	EUR	100.853	50,00	Iren Mercato
Fingas	Milano	EUR	16.422.000	50,00	Iren Mercato
ASA S.p.A.	Livorno	EUR	28.613.414	40,00	AGA
Atena S.p.A.	Vercelli	EUR	8.203.255	40,00	Zeus
Acos S.p.A.	Novi Ligure (AL)	EUR	17.075.864	25,00	Iren Emilia
ASMT Serv. Ind.S.p.A.	Tortona (AL)	EUR	3.856.240	44,75	Iren Emilia
Global Service Parma	Parma	EUR	20.000	30,00	Iren Emilia
BT Enia Telecomunicazioni S.p.A.	Parma	EUR	4.226.000	40,46	Iren Emilia
Il Tempio S.r.l.	Reggio Emilia	EUR	110.000	45,50	Iren Emilia
So. Sel. S.p.A.	Modena	EUR	240.240	24,00	Iren Emilia
Mestni Plinovodi (*)	Capodistria (Slovenia)	EUR	15.952.479	49,88	Iren Acqua Gas
Tirana Acque in liquidazione (*)	Genova	EUR	95.000	50,00	Iren Acqua Gas
Aiga S.p.A.(*)	Ventimiglia (IM)	EUR	104.000	49,00	Iren Acqua Gas
Acqueinforma	Grosseto	EUR	15.000	34,00	Iren Acqua Gas
Domus Acqua S.r.l.(*)	Domusnovas (CA)	EUR	96.000	29,00	Iren Acqua Gas
Acquaenna S.c.p.a.(*)	Enna	EUR	3.000.000	46,00	Iren Acqua Gas
Aguas de San Pedro S.A. de C.V.	S.Pedro Sula (Honduras)	EUR	159.900	30,00	Iren Acqua Gas
Mondo Acqua (*)	Mondovi (CN)	EUR	800.000	38,50	Iren Acqua Gas
Amat S.p.A.(*)	Imperia	EUR	5.435.372	48,00	Iren Acqua Gas
S.M.A.G. srl (ex In.Te.Gra. Clienti)	La Spezia	EUR	100.000	30,00	Iren Acqua Gas
Castel S.p.A.(*)	Cremona	EUR	935.000	23,10	Iren Acqua Gas
Amter S.p.A.(*)	Cogoleto (GE)	EUR	404.263	49,00	San Giacomo
Il Ceppo S.r.l.(*)	Massa Marina (GR)	EUR	1.000.000	24,90	GEA
ABM Next (*)	Bergamo	EUR	26.000	45,00	Acque Potabili
Iniziative Ambientali S.r.l.	Novellara (RE)	EUR	100.000	40,00	Iren Ambiente
Rio Riazzone S.p.A.	Roma	EUR	103.292	44,00	Iren Ambiente
Aciam S.p.A.	Avezzano (AQ)	EUR	235.539	29,09	Iren Ambiente

(\*) Dato relativo all'ultimo bilancio approvato (31/12/2009)



## ELENCO DELLE PARTECIPAZIONI IN ALTRE IMPRESE

Società	Sede	Valuta	Capitale sociale	% possesso	Società partecipante
Delmi S.p.A.	Milano	EUR	1.466.868.500	15,00	Iren
Consorzio Topix	Torino	EUR	1.655.000	0,30	AEMNET
S.D.B. S.p.A.	Torino	EUR	2.000.000	1,00	Iride Servizi
Energia Italiana S.p.A.	Milano	EUR	26.050.000	11,00	Iren Energia
C.E.S.I. S.p.A.	Milano	EUR	8.550.000	0,47	Iren Energia
Consorzio Prometeo	Ivrea (TO)	EUR	11.050	13,83	Iren Energia
CSP Scrl	Torino	EUR	52.000	6,10	Iren Energia
Environment Park S.p.A.	Torino	EUR	11.406.780	3,38	Iren Energia
Sarmato Energia S.p.A.	Milano	EUR	14.420.000	5,30	Iren Energia
Stadio Albaro	Genova	EUR	1.230.000	2,00	CAE AMGA Energia
Consorzio GAZEL		EUR		1,10	Iren Mercato
Astea Energia S.r.l.	Ancona	EUR	100.000	7,00	Iren Mercato
Atena Patrimonio	Vercelli	EUR	73.829.295	14,65	Zeus
Agenzia Parma Energia S.r.l.	Parma	EUR	35.000	8,57	Iren Emilia
Autostrade Centro Padane S.p.A.	Cremona	EUR	15.500.000	0,15	Iren Emilia
C.R.P.A. S.p.A.	Reggio Emilia	EUR	1.851.350	5,40	Iren Emilia
Consorzio SI. RE.(*)	Savona	EUR	100.000	15,00	San Giacomo S.r.l.
Rupe S.p.A.(*)	Genova	EUR	3.057.898	0,39	Immobiliare delle Fabbriche
Nord Ovest Serv.(*)	Torino	EUR	7.800.000	10,00	Iren Acqua Gas
T.I.C.A.S.S.(*)		EUR	70.000	5,72	Iren Acqua Gas
Sogea (*)	Genova	EUR	397.510	0,10	Iren Acqua Gas
ATO2 Acque (*)	Biella	EUR	80.000	12,50	Iren Acqua Gas
RE innovazione	Reggio	EUR	882.872	0,87	Iren Ambiente
Consorzio L.E.A.P.	Piacenza	EUR	1.055.000	0,95	Iren Ambiente

(\*) Dato relativo all'ultimo bilancio approvato (31/12/2009)

DATI DI BILANCIO DELLE PRINCIPALI SOCIETÀ CONSOLIDATE INTEGRALMENTE  
 PROPORZIONALMENTE E VALUTATE A PATRIMONIO NETTO

Società	Valuta	Capitale sociale	Totale attivo	Patrimonio Netto	Totale ricavi	Utile (perdita) netto
<b>SOCIETÀ CONSOLIDATE INTEGRALMENTE</b>						
Iren Energia	EUR	777.679.968	2.202.023.278	1.159.677.485	654.468.602	79.423.394
Iride Servizi	EUR	52.242.791	294.159.451	84.522.974	80.702.664	6.480.128
AEMNET S.p.A.	EUR	6.973.850	10.799.297	6.860.538	3.001.087	242.430
SasterNet S.p.A.	EUR	7.900.000	22.661.488	16.833.053	4.585.967	1.729.981
AEM TD S.p.A.	EUR	126.127.156	504.634.462	206.788.456	134.871.716	22.422.113
C.EL.PI. Srl	EUR	293.635	336.300	310.501	15.000	-9.441
Nichelino Energia S.r.l.	EUR	1.500.000	12.585.528	1.447.559	1.039.698	12.730
Iren Mercato	EUR	61.356.220	1.371.821.716	106.465.395	2.461.404.978	14.844.425
CAE AMGA Energia	EUR	10.000.000	63.583.987	25.412.582	39.565.111	1.265.500
O.C.Clim S.r.l.	EUR	100.000	10.117.315	3.162.323	10.767.722	529.436
Climatel S.r.l.	EUR	10.000	583.260	85.561	344.455	44.218
GEA Commerciale S.p.A.	EUR	340.910	11.803.712	1.286.441	18.028.456	438.100
Iren Emilia	EUR	196.832.103	831.637.140	336.233.353	261.818.816	9.056.151
Consorzio GPO	EUR	20.197.260	20.932.402	20.880.056	0	130.168
AGA S.p.A.	EUR	11.000.000	19.603.234	7.820.355	9.334	-256.847
Zeus S.p.A.	EUR	20.320.000	20.956.020	20.908.321	102	13.424
Enia Parma S.r.l.	EUR	300.000	81.237.034	6.409.738	67.193.645	-209.193
Enia Piacenza S.r.l.	EUR	300.000	47.123.920	1.707.643	34.460.720	-418.222
Enia Reggio Emilia S.r.l.	EUR	300.000	84.513.348	1.673.013	64.500.903	-302.841
Terna S.c.a.r.l.	EUR	100.000	1.498.589	148.033	0	-168.877
Eniatel S.p.A.	EUR	3.350.000	6.778.155	4.816.812	1.303.924	60.781
Undis Servizi S.r.l.	EUR	20.000	1.537.335	53.817	481.503	33.817
Iren Acqua Gas	EUR	359.659.568	1.080.680.388	570.063.178	114.117.972	72.348.038
San Giacomo S.r.l.	EUR	19.203.411	659.143.223	448.516.522	146.352.802	10.967.606
Immobiliare delle Fabbriche	EUR	2.500.000	11.972.512	10.445.132	49.903	-313.828
Idrotigullio S.p.A.	EUR	979.000	32.999.269	8.347.054	18.828.915	952.635
Genova Reti Gas S.r.l.	EUR	1.500.000	48.609.066	10.576.331	79.064.862	7.688.700
GEA S.p.A.	EUR	1.381.500	16.432.331	12.147.500	6.016.678	2.031.030
LIAG	EUR	186.534	4.858.904	1.315.780	5.563.433	282.594
Iren ambiente	EUR	72.622.002	205.314.755	97.682.662	58.247.947	7.657.859
Tecnoborgo S.p.A.	EUR	10.379.640	41.178.087	16.819.564	12.711.494	1.276.072
Iren Rinnovabili S.p.A.	EUR	119.000	17.164.473	5.987.630	5.339.766	336.685
Enia Solaris S.r.l.	EUR	100.000	25.272.015	4.752.290	0	-64.138
Monte Querce	EUR	100.000	102.288	100.000	0	0
Bonifica Autocisterne	EUR	595.000	874.551	521.914	558.501	-6.653

Società consolidate proporzionalmente

Società	Valuta	Capitale sociale	Totale attivo	Patrimonio Netto	Totale ricavi	Utile (perdita) netto
<b>SOCIETÀ CONSOLIDATE PROPORZIONALMENTE</b>						
AES Torino S.p.A.	EUR	110.500.000	590.789.705	296.119.645	145.419.311	55.658.629
Olt Offshore Toscana LNG S.p.A.	EUR	145.750.700	639.871.470	138.812.596	72.918	-2.127.704
Acque Potabili S.p.A.	EUR	1.110.871	100.803.826	-34.204.659	31.504.353	-550.527
Acquedotto Savona	EUR	500.000	n.d.	6.021.000	n.d.	272.000
Acquedotto Monferrato	EUR	600.000	n.d.	2.804.000	n.d.	-263.000
Acque Potabili Siciliane	EUR	2.558.000	n.d.	1.732.000	n.d.	-8.393.000
Acque Potabili Crotone	EUR	100.000	n.d.	4.281.000	n.d.	-639.000

## Società valutate a patrimonio netto

Società	Valuta	Capitale sociale	Totale attivo	Patrimonio Netto	Totale ricavi	Utile (perdita) netto
<b>SOCIETÀ VALUTATE A PATRIMONIO NETTO</b>						
Plurigas S.p.A.	Euro	800.000	383.140.472	61.753.163	1.626.764.721	18.675.801
Gas Energia S.p.A.	EUR	3.570.000	20.489.476	3.968.221	13.223.906	-270.817
Valle Dora Energia S.r.l.	EUR	537.582	554.930	509.645	0	-27.937
Edipower S.p.A.	EUR	1.441.300.000	3.856.923.775	2.080.752.021	1.041.726.087	44.895.000
Salerno Energia Vendite*	EUR	2.447.526	21.602.436	3.258.814	39.236.901	459.240
Livorno Holding S.r.l.*	EUR	10.000	18.391	13.766	0	0
Sea Power & Fuel S.r.l.	EUR	10.000	6.152	5.852	0	-621
Acos Energia S.p.A.*	EUR	150.000	11.827.972	1.377.806	24.787.404	274.164
VEA Energia e Ambiente*	EUR	96.000	2.969.649	477.607	5.929.935	107.958
GICA s.a.	CHF	7.400.000	3.631.860	2.348.245	1.661.622	-1.253.141
Alegas S.r.l.*	EUR	1.810.000	25.370.557	2.222.649	39.575.140	141.656
GESAM GAS S.p.A.*	EUR	1.132.000	15.822.247	2.379.543	42.683.717	686.641
A2A Alfa	EUR	100.000	1.432.688	1.380.769	0	-84.576
AMAT Energia*	EUR	20.000	20.053	10.145	5.938	-4.510
Sinergie Italiane S.r.l.	EUR	3.000.000	425.852.067	8.183.013	1.177.593.102	5.020.621
Consorzio Servizi Integrati*	EUR	100.853	53.563.939	100.853	41.150.991	0
Fingas	EUR	16.422.000	16.248.854	16.237.740	0	-46.792
ASA S.p.A. *	EUR	21.507.344	180.629.284	23.410.163	79.422.070	892.166
Atena S.p.A. *	EUR	8.203.255	42.181.979	10.562.214	38.768.576	-79.913
Acos S.p.A. *	EUR	17.075.864	31.909.928	22.442.774	9.481.645	500.044
ASMT Serv. Ind.S.p.A. *	EUR	3.856.240	19.583.313	5.309.770	12.037.667	274.272
Global Service Parma *	EUR	20.000	4.752.466	19.998	5.283.619	0
BT Enia Telecomunicazioni S.p.A.	EUR	4.226.000	34.067.491	19.649.995	-21.516.372	1.402.775
Il Tempio S.r.l. *	EUR	110.000	4.085.378	18.767	132.427	-67.383
So. Sel. S.p.A. *	EUR	240.240	7.855.070	1.591.917	11.237.472	118.525
Mestni Plinovodi (*)	EUR	15.952.479	33.508.499	905.750	9.739.745	372.712
Tirana Acque in liquidazione (*)	EUR	95.000	n.d	n.d	n.d	n.d
Aiga S.p.A.(*)	EUR	104.000	4.658.729	605.821	2.436.715	-758.021
Acqueinforma in liquidazione	EUR	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
Domus Acqua S.r.l.(*)	EUR	96.000	762.385	157.009	380.719	34.722
Acquaenna S.c.p.a.(*)	EUR	3.000.000	45.349.750	3.000.000	17.182.401	-
Aguas de San Pedro S.A. de C.V.	EUR	159.900	605.755	200.477	423.482	54.390
Mondo Acqua (*)	EUR	800.000	5.015.734	950.082	4.191.181	15.659
Amat S.p.A.(*)	EUR	5.435.372	36.992.813	6.034.986	9.697.920	39.422
S.M.A.G. S.r.l. (1)	EUR	10.000	1.962.177	11.883	2.416.557	577
Castel S.p.A.(*)	EUR	935.000	1.490.800	1.121.711	424.363	908
Amter S.p.A.(*)	EUR	404.263	4.297.965	1.129.115	3.913.826	57.155
Iniziative Ambientali S.r.l.	EUR	100.000	14.718.665	1.153.776	0	59.172
Rio Riazzone S.p.A.	EUR	103.292	1.248.467	499.431	148.901	-20.223
Aciam S.p.A.	EUR	235.539	15.646.794	959.810	8.171.413	80.572

(1): i dati si riferiscono all'ultimo bilancio regolarmente approvato; tuttavia si segnala che nel corso del 2010 il Capitale Sociale è aumentato ad € 100.000  
 (\*) Dato relativo all'ultimo bilancio approvato (31/12/2009)

PROSPETTO IMPOSTE ANTICIPATE E DIFFERITE

	2010				
	Differenze				
	Iniziale	Conferimento Enia	Formazione	Rivers.	Residuo
<b>Imposte anticipate</b>					
Compenso amminist.	1.027.860	111.276	659.864	599.400	1.199.600
Compenso revisori	934.262	165.434	1.575.130	732.986	1.941.839
Spese di rappres.	69.831	4.393	5.401	50.405	29.219
Fondo rischi	60.719.942	28.457.516	28.344.899	18.407.186	99.115.171
Fondo premio anzianità	3.697.342	3.782	529.530	717.115	3.513.538
Fondo ripristini e manutenzioni	8.040.773	-	2.350.000	3.423.671	6.967.101
Fondo svne crediti	31.817.963	12.628.978	27.278.476	85.301	71.640.115
Svne magaz.	8.108.423	349.541	1.704.635	2.012.446	8.150.153
Contrib. Imponib.	1.305.209	191.345	22.845	53.396	1.466.003
Ammort. Eccedenti	81.328.354	29.494.050	50.766.716	6.590.548	154.998.571
Altro	45.896.022	5.253.952	31.961.318	17.450.337	65.660.956
Rettifiche adeguamento IAS	302.873	252.475	18.124	1.322	572.151
Costi di impianto e di ampliamento	-	17.648	-	4.412	13.236
Rivalutazioni immobilizzazioni	4.818.214	46.791	1.008.143	611.450	5.261.699
F.do rischi	58.037	-	-	1.030.402	(972.365)
Strumenti derivati	21.094.310	(2.423.275)	835.881	1.244.467	18.262.449
Fondi personale	377.776	226.450	5.198.358	1.650.206	4.152.378
Ammortamenti	4.131	3.187	-	4.888	2.430
<b>Totale imponibili/imposte anticip.</b>	<b>269.601.320</b>	<b>74.783.544</b>	<b>152.259.317</b>	<b>54.669.937</b>	<b>441.974.244</b>

	2010				
	Differenze				
	Iniziale	Conferimento Enia	Formazione	Rivers.	Residuo
<b>Imposte differite</b>					
Ammortamenti eccedenti	28.048.491	38.056.398	1.451.725	32.514.509	35.042.105
Quota plusv. Rinviata	429.661	1.386.777	1.044.880	615.013	2.246.304
Contributi c/impianti	1.179.839	2.002.741	-	36.751	3.145.829
Fondo svne crediti	6.499.427	43.649.268	-	-	50.148.695
Rivalutazione fusione	112.749.801	(1)	-	-	112.749.800
Altro	(632.432)	18.920.338	12.921.981	5.412.799	25.797.088
Adeguamento fondo TFR	6.581.190	2.012.184	3.170.473	2.400.325	9.363.522
Rivalutazione magazzino	740.160	289.051	786.784	85.168	1.730.827
Ammortamento pregresso terreni/fabb	13.926.448	3.737.805	3.043	205.461	17.461.835
Altri ammortamenti	45.972.171	(2.003.959)	-	45.836.293	(1.868.081)
Riv.ne investimenti immobiliari	3.436.356	(1)	-	275.644	3.160.712
Leasing finanziario	1.808.716	451.841	908.260	567.391	2.601.427
Avviamento	21.536.145	722.970	4.084.593	-	26.343.708
Altro	15.966.829	(5.870.752)	3.615.089	7.876.999	5.834.167
Strumenti derivati	1.652.973	328	368.449	4.435.479	(2.413.729)
<b>Totale imponibile/imposte diff.</b>	<b>259.895.774</b>	<b>103.354.988</b>	<b>28.355.278</b>	<b>100.261.831</b>	<b>291.344.209</b>
<b>Perdite fiscali</b>					
<b>Illimitatamente riportabili</b>	<b>6.327.274</b>	<b>449.066</b>	<b>211.545</b>	<b>47.627</b>	<b>6.940.258</b>
<b>Imposte anticipate (diff.) nette</b>	<b>16.032.820</b>	<b>(28.122.378)</b>	<b>124.115.584</b>	<b>(45.544.267)</b>	<b>157.570.293</b>

importi in euro

2010				
Imposte				
Imposte a CE	Imposte a PN	IRES	IRAP	Totale
6.124	1.768	336.586	7.177	343.763
214.254	-	548.030	17.951	565.982
(13.855)	104	7.374	1.133	8.507
1.564.487	90.125	27.688.255	2.132.274	29.820.528
(62.742)	-	1.053.187	-	1.053.187
(406.922)	-	2.368.814	271.717	2.640.531
3.789.115	3.924.056	21.898.841	-	21.898.841
(43.932)	-	2.324.001	196.067	2.520.068
(20.094)	-	478.402	55.895	534.297
9.466.817	1.364.367	44.041.745	2.559.805	46.601.550
(376.349)	104.892	19.517.792	571.252	20.129.555
(994)	1.047	60.295	9.480	69.775
(1.385)	-	3.640	-	3.640
(142.981)	203.182	1.446.967	-	1.446.967
(330.330)	-	(310.598)	-	(310.598)
(653.556)	(2.045.558)	4.922.771	-	4.922.771
(926.070)	-	1.141.904	-	1.141.904
(3.224)	-	668	95	763
<b>12.058.364</b>	<b>3.643.983</b>	<b>127.569.187</b>	<b>5.822.844</b>	<b>133.392.031</b>

2010				
Imposte				
Imposte a CE	Imposte a PN	IRES	IRAP	Totale
(1.142.827)	-	30.258.420	2.607.311	32.865.651
(78.396)	-	276.962	12.687	289.649
(11.539)	-	388.869	49.133	438.002
-	-	1.061.016	-	1.061.016
-	-	37.214.713	4.784.587	41.999.300
460.167	6.960	5.091.205	197.852	5.289.058
129.004	34.886	2.692.191	-	2.692.191
271.352	-	583.458	67.502	650.960
(595.474)	(7.671.791)	2.893.843	699.775	3.593.697
(1.148.977)	-	4.832.435	802.784	5.635.219
(84.030)	-	904.368	118.184	1.022.552
125.175	-	857.551	80.157	937.708
1.311.961	-	7.306.450	1.001.525	8.307.974
(939.512)	(70.569)	1.567.553	221.042	1.788.594
(1.185.347)	68.084	223.311	10.304	233.615
<b>(2.888.443)</b>	<b>(7.632.430)</b>	<b>96.152.344</b>	<b>10.652.843</b>	<b>106.805.187</b>
<b>470.948</b>	<b>-</b>	<b>653.821</b>	<b>-</b>	<b>653.821</b>
<b>15.417.755</b>	<b>11.276.413</b>	<b>32.070.664</b>	<b>(4.829.999)</b>	<b>27.240.664</b>

	2009			
	Differenze			
	Iniziale	Formazione	Rivers.	Residuo
<b>Imposte anticipate</b>				
Compenso amministr.	1.156.667	575.326	704.132	1.027.860
Compenso revisori	924.576	777.477	767.792	934.261
Spese di rappres.	111.774	38.934	80.878	69.830
Fondo rischi	63.651.408	9.272.279	12.203.746	60.719.941
Fondo premio anzianità	2.981.243	1.092.780	376.681	3.697.342
Fondo ripristini e manutenzioni	7.401.743	2.525.000	1.885.970	8.040.772
Fondo svne crediti	32.565.776	12.867.208	13.615.022	31.817.962
Svne magaz.	4.197.079	4.321.208	409.863	8.108.423
Contrib. Imponib.	1.257.930	47.278	-	1.305.209
Ammort. Eccedenti	63.076.582	23.935.788	5.684.016	81.328.354
Altro	15.304.122	41.511.474	10.919.573	45.896.022
Rettifiche adeguamento IAS	129.945	3.335	-	133.284
Rivalutazioni immobilizzazioni	4.818.214	-	-	4.818.214
F.do rischi	351.929	58.036	351.929	58.036
Strumenti derivati	9.140.441	6.821.717	-	15.962.159
Fondo premio anzianità	8.378	-	45.360	191.219
Fondi personale	178.383	18.620	5.784	191.219
Ammortamenti	750.254	-	236.865	4.130
Fondo TFR	9.609.601	2.580.512	12.003.558	186.556
Altri fair value	3.277.448	1.917.550	62.848	5.132.150
Altro	511.274	242.401	584.086	169.588
<b>Totale imponibili/imposte anticip.</b>	<b>221.404.776</b>	<b>108.606.930</b>	<b>59.938.109</b>	<b>269.792.539</b>

	2009			
	Differenze			
	Iniziale	Formazione	Rivers.	Residuo
<b>Imposte differite</b>				
Ammortamenti eccedenti	44.072.323	1.484.727	17.508.560	28.048.490
Quota plusv. Rinviata	881.508	-	451.847	429.660
Contributi c/impianti	1.206.306	45.172	71.639	1.179.839
Fondo svne crediti	6.410.977	2.710.040	2.621.591	6.499.426
Rivalutazione fusione	133.755.732	-	21.005.932	112.749.800
Altro	(8.679.962)	8.482.107	434.576	(632.432)
Adeguamento fondo TFR	4.564.553	2.465.447	448.811	6.581.189
Rivalutazione magazzino	794.950	31.298	86.088	740.160
Ammortamento pregresso terreni/fabb	2.303.171	15.778.876	4.155.600	13.926.448
Altri ammortamenti	51.973.391	-	10.864.184	45.387.552
Riv.ne investimenti immobiliari	4.218.573	-	782.217	3.436.356
Svalutazione cespiti	3.072.548	140.629	-	3.213.177
Rivalutazione da conferimento	(2.628.558)	-	-	(2.628.558)
Leasing finanziario	1.814.798	874.129	880.211	1.808.716
Avviamento	17.946.787	3.589.357	-	21.536.144
Altro	16.308.005	111.937	414.068	15.966.829
Strumenti derivati	3.863.708	199.562	2.410.297	1.652.973
<b>Totale imponibile/imposte diff.</b>	<b>281.878.814</b>	<b>35.913.286</b>	<b>62.135.626</b>	<b>259.895.774</b>
<b>Perdite fiscali</b>				
<b>illimitatamente riportabili</b>	<b>6.327.274</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>6.327.274</b>
<b>Imposte anticipate (diff.) nette</b>	<b>(54.146.764)</b>	<b>72.693.643</b>	<b>(2.197.517)</b>	<b>16.224.039</b>



importi in euro

2009				
Imposte				
Imposte a CE	Imposte a PN	IRES	IRAP	Totale
(38.243)	-	265.587	-	265.587
26.928	-	272.582	3.856	276.438
(14.872)	-	20.256	3.153	23.409
231.267	(1.095.903)	18.065.521	1.603.756	19.669.277
213.245	-	1.115.605	-	1.115.605
316.210	-	2.733.863	313.590	3.047.453
(361.970)	254.137	11.414.261	81	11.414.342
1.243.361	-	2.267.727	316.228	2.583.955
28.654	-	443.771	49.059	492.830
5.984.242	-	24.698.705	1.701.697	26.400.402
9.341.907	1.000.117	14.568.277	100.188	15.082.012
1.322	1.047	56.228	9.480	65.708
-	-	1.243.266	176.318	1.419.584
(94.012)	-	19.732	-	19.732
-	2.204.779	4.389.594	769.376	5.158.970
-	-	2.304	-	2.304
3.530	-	52.585	-	52.585
(56.458)	3.267	84.551	11.992	96.543
(3.075.883)	-	51.303	-	51.303
(24.220)	739.612	652.537	87.075	739.612
(142.990)	6.064	29.079	(12.564)	234.670
<b>13.582.018</b>	<b>3.113.120</b>	<b>82.447.336</b>	<b>5.133.285</b>	<b>88.212.324</b>

2009				
Imposte				
Imposte a CE	Imposte a PN	IRES	IRAP	Totale
(2.011.234)	-	15.643.692	2.758.793	18.402.484
(69.358)	-	124.618	13.403	138.022
(7.323)	-	261.537	31.075	292.612
88.885	-	2.286.177	-	2.286.176
-	-	37.214.713	4.784.587	41.999.300
874.784	-	3.225.590	220.463	3.446.054
472.856	211.284	1.610.112	-	1.610.112
(12.457)	-	339.469	40.139	379.608
1.956.380	-	10.756.701	1.582.759	12.339.460
(931.130)	21.243	6.415.335	989.899	7.404.959
(84.030)	-	944.998	126.412	1.071.410
38.674	-	56.015	-	56.015
-	-	-	-	-
100.435	(57.879)	602.066	68.394	670.460
1.127.059	-	5.922.440	839.910	6.762.350
(74.918)	743	4.383.810	615.334	5.151.627
-	(862.266)	454.454	73.130	326.632
<b>1.468.622</b>	<b>(686.874)</b>	<b>90.241.728</b>	<b>12.144.299</b>	<b>102.337.283</b>
-	-	-	-	-
<b>12.113.396</b>	<b>3.799.994</b>	<b>7.794.392</b>	<b>(7.011.013)</b>	<b>(14.124.958)</b>

## 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 operativi	Proventi finanziari	Oneri finanziari
Comune Genova	25.272	-	-	10.382	-	-	24.065	2.549	-	-
Comune Parma	21.904	-	-	2.384	-	-	5.121	41	-	-
Comune Piacenza	4.779	-	-	6.556	-	-	2.061	1.748	-	-
Comune Reggio Emilia	4.751	-	-	315	-	1.631	2.041	424	-	-
Comune Torino	34.095	214.379	-	4.857	-	-	63.236	8	3.337	-
Finanziaria Sviluppo Utilities	28	-	-	5	3.628	-	28	-	-	11
AES Torino	1.525	89.277	2.081	7.832	-	-	1.232	34.042	1.227	-
OLT Offshore LNG	520	137.378	-	-	-	-	399	-	2.361	-
Namtra	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Società Acque Potabili	8.883	45	-	-	-	-	2.973	8	-	-
Acquedotto Savona	3	-	-	-	-	-	3	-	-	-
Acquedotto Monferrato	3	-	-	-	-	-	3	-	-	-
Acque Potabili Crotone	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Acque Potabili Siciliane	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
A2A Alfa	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ABM Next	9	100	-	-	-	-	-	-	-	-
Aciam S.p.A.	377	960	-	7	-	-	84	4	14	-
Acos Energia S.p.A.	4.435	-	-	132	-	-	17	26.825	-	-
Acos S.p.A.	56	82	-	-	-	-	64	-	-	-
Acquaenna S.c.p.a.	3.036	282	-	320	-	-	137	-	-	-
Acqueinforma	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Aguas de San Pedro S.A.	479	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Aiga S.p.A.	484	433	-	-	-	-	400	-	15	-
Alegas S.r.l.	7.447	-	-	-	-	-	24.568	-	-	-
AMAT Energia	78	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Amat S.p.A.	97	-	-	-	-	-	494	-	-	-
Amter S.p.A.	1.585	-	-	-	-	-	702	-	-	-
ASA S.p.A.	8.781	6.614	-	116	-	-	557	56	-	-
ASMT Serv. Ind.S.p.A.	152	-	-	1	-	-	127	19	-	-

	migliaia di euro									
	Crediti commerciali	Crediti finanziari	Crediti altra natura	Debiti commerciali	Debiti finanziari	Debiti altra natura	Ricavi e proventi	Costi operativi	Proventi finanziari	Oneri finanziari
Astea	7.646	569	-	97	-	-	50.866	1.084	190	-
Atena S.p.A.	52	-	-	146	-	-	68	1.914	-	-
BT Enia Telecomunicazioni	764	-	-	2.688	-	1.555	805	1.132	23	-
Castel S.p.A.	16	-	-	-	-	-	21	-	-	-
Consorzio Servizi Integrati	17.738	-	-	4.926	-	-	16.985	9.209	-	-
Domus Acqua S.r.l.	27	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Edipower S.p.A.	87.741	-	-	139.446	-	-	29.920	75.389	-	-
Fata Morgana S.p.A.	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Gas Energia S.p.A.	-	-	-	73	-	-	-	-	-	-
Gesam Gas S.p.A.	-	-	-	9	-	-	8	8	-	-
GICA s.a.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Global Service Parma	-	-	-	1.609	-	-	-	1.414	-	-
Il Ceppo S.r.l.	29	218	-	-	-	-	12	-	-	-
Il Tempio S.r.l.	-	314	-	-	-	-	-	-	3	-
Iniziative Ambientali S.r.l.	26	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Livorno Holding S.r.l.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Mestni Plinovodi	28	-	-	-	-	-	55	-	-	-
Mondo Acqua	227	-	-	-	-	-	392	-	-	-
Piana Ambiente S.p.A.	302	-	-	134	-	-	-	-	-	-
Plurigas S.p.A.	1.625	-	-	33.488	-	-	37.813	267.268	-	-
Rio Riazzone S.p.A.	-	-	-	19	-	-	-	-	-	-
S.M.A.G. srl	38	-	-	-	-	-	9	1.006	-	-
Salerno Energia Vendite	174	-	-	-	-	-	100	-	-	-
Sea Power & Fuel S.r.l.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Sinergie Italiane S.r.l.	80	-	-	84.606	-	201	117	126.780	-	-
So. Sel. S.p.A.	4	-	-	1.515	-	-	5	1.637	-	-
Tirana Acque	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Undis S.p.A.	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Valle Dora Energia S.r.l.	15	7	-	-	-	-	15	-	-	-
VEA Energia e Ambiente	1.032	-	-	12	-	-	3.459	10	-	-

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	
Immobilizzazioni materiali	2.642.531		
Investimenti immobiliari	2.687		
Immobilizzazioni immateriali	1.168.458		
Avviamento	132.117		
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	324.106		
Altre partecipazioni	296.249		
<b>Totale (A)</b>	<b>4.566.148</b>	<b>Attivo Immobilizzato (A)</b>	<b>4.566.148</b>
Altre attività non correnti	29.463		
Debiti vari e altre passività non correnti	(148.383)		
<b>Totale (B)</b>	<b>(118.920)</b>	<b>Altre attività (Passività) non correnti (B)</b>	<b>(118.920)</b>
Rimanenze	45.227		
Crediti commerciali	1.115.235		
Crediti per imposte correnti	5.755		
Crediti vari e altre attività correnti	209.504		
Debiti commerciali	(955.677)		
Debiti vari e altre passività correnti	(270.444)		
Debiti per imposte correnti	(12.560)		
<b>Totale (C)</b>	<b>137.040</b>	<b>Capitale circolante netto (C)</b>	<b>137.040</b>
Attività per imposte anticipate	134.046		
Passività per imposte differite	(106.805)		
<b>Totale (D)</b>	<b>27.241</b>	<b>Attività (Passività) per imposte differite (D)</b>	<b>27.241</b>
Benefici ai dipendenti	(94.327)		
Fondi per rischi ed oneri	(195.133)		
Fondi per rischi ed oneri quota corrente	(35.807)		
<b>Totale (E)</b>	<b>(325.267)</b>	<b>Fondi e Benefici ai dipendenti (E)</b>	<b>(325.267)</b>
Attività destinate ad essere cedute	77.857		
Passività correlate ad attività destinate ad essere cedute	(22.329)		
<b>Totale (F)</b>	<b>55.528</b>	<b>Attività (Passività) destinate a essere cedute (F)</b>	<b>55.528</b>
		<b>Capitale investito netto (G=A+B+C+D+E+F)</b>	<b>4.341.770</b>
<b>Patrimonio Netto (H)</b>	<b>2.081.620</b>	<b>Patrimonio Netto (H)</b>	<b>2.081.620</b>
Attività finanziarie non correnti	(88.388)		
Passività finanziarie non correnti	1.829.263		
<b>Totale (I)</b>	<b>1.740.875</b>	<b>Indeb. finanziario a medio e lungo termine (I)</b>	<b>1.740.875</b>
Attività finanziarie correnti	(377.281)		
Cassa e altre disponibilità liquide equivalenti	(144.547)		
Passività finanziarie correnti	1.041.103		
<b>Totale (L)</b>	<b>519.275</b>	<b>Indeb. finanziario a breve termine (L)</b>	<b>519.275</b>
		<b>Indebitamento finanziario netto (M=I+L)</b>	<b>2.260.150</b>
		<b>Mezzi propri e indeb. finanziario netto (H+M)</b>	<b>4.341.770</b>

## 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	114
Servizi di attestazione (1)	Revisore della Capogruppo	Società Capogruppo	169
Servizi di consulenza fiscale	Revisore della Capogruppo	Società Capogruppo	-
Altri servizi (2)	i) Revisore della Capogruppo	Società Capogruppo	136
	ii) Rete del revisore della Capogruppo	Società Capogruppo	-
Revisione contabile	i) Revisore della Capogruppo	i) Società Controllate	876
	ii) Rete del revisore della Capogruppo	ii) Società Controllate	-
Servizi di attestazione (3)	i) Revisore della Capogruppo	i) Società Controllate	184
	ii) Rete del revisore della Capogruppo	ii) Società Controllate	-
Servizi di consulenza fiscale	i) Revisore della Capogruppo	i) Società Controllate	2
	ii) Rete del revisore della Capogruppo	ii) Società Controllate	-
Altri servizi (4)	i) Revisore della Capogruppo	i) Società Controllate	133
	ii) Rete del revisore della Capogruppo	ii) Società Controllate	-
<b>Totale</b>			<b>1.614</b>

(1) I servizi di attestazione riguardano la sottoscrizione del modello Unico, del modello 770, la verifica e l'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, l'assistenza procedurale per la redazione del bilancio

(3) I servizi di attestazione riguardano la sottoscrizione del modello Unico, del modello 770, e la revisione dei conti annuali separati.

(4) Gli altri servizi riguardano la certificazione dei 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 2010.

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.

Reggio Emilia, 24 marzo 2011

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 (già Gruppo Iride) chiuso al 31 dicembre 2010. 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.  

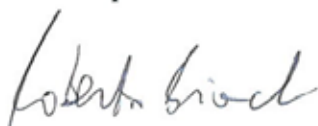
Il bilancio consolidato presenta ai fini comparativi i dati dell'esercizio precedente. Come illustrato nelle note esplicative, gli amministratori hanno riesposto alcuni dati comparativi relativi all'esercizio precedente, rispetto ai dati precedentemente presentati e da noi assoggettati a revisione contabile, sui quali avevamo emesso la relazione di revisione in data 13 aprile 2010. Le modalità di rideterminazione dei dati comparativi e la relativa informativa presentata nelle note esplicative, sono state da noi esaminate ai fini dell'espressione del giudizio sul bilancio consolidato chiuso al 31 dicembre 2010.
- 3 A nostro giudizio, il bilancio consolidato del Gruppo Iren al 31 dicembre 2010 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 Gli amministratori di Iren S.p.A., a seguito dell'operazione di aggregazione dei Gruppi Iride ed Enia che ha comportato, in data 1 luglio 2010, la fusione per incorporazione di

Enia S.p.A. in Iride S.p.A. (ora Iren S.p.A.), hanno redatto due relazioni sul governo societario e gli assetti proprietari: la prima riferita al periodo dell'esercizio 2010 antecedente la data di fusione e relativa a Iride S.p.A. (ora Iren S.p.A.), la seconda riferita alla restante parte dell'esercizio 2010 e relativa a Iren S.p.A..

La responsabilità della redazione della relazione sulla gestione e delle suddette relazioni sul governo societario e gli assetti proprietari di Iren S.p.A., pubblicate 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 nelle suddette relazioni 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 nelle suddette relazioni sul governo societario e gli assetti proprietari sono coerenti con il bilancio consolidato della Iren S.p.A. al 31 dicembre 2010.

Torino, 9 aprile 2011

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 Torino n. 07129470014  
Codice Fiscale e partita IVA n. 07129470014



**Bilancio Separato e  
Note esplicative**

al 31 dicembre 2010



## PROSPETTO DELLA SITUAZIONE PATRIMONIALE – FINANZIARIA

	Note	31 dicembre 2010	di cui Parti correlate	31 dicembre 2009	di cui Parti correlate
Valori in euro					
<b>ATTIVITÀ</b>					
Attività materiali	(1)	7.527.915		8.037.490	
Partecipazioni in imprese controllate joint venture e collegate	(2)	2.169.160.526		1.579.436.556	
Altre partecipazioni	(3)	267.834.208		12.928.200	
Attività finanziarie non correnti	(4)	885.163.053	883.174.385	510.211.574	509.324.833
Altre attività non correnti	(5)	413.960		325.428	
Attività per imposte anticipate	(6)	17.943.274		13.034.860	
<b>Totale attività non correnti</b>		<b>3.348.042.936</b>		<b>2.123.974.108</b>	
Crediti commerciali	(7)	14.098.041	14.075.457	4.749.890	4.627.850
Crediti per imposte correnti	(8)	663.448		1.692.905	
Crediti vari e altre attività correnti	(9)	57.155.281	53.203.604	27.796.406	27.281.829
Attività finanziarie correnti	(10)	962.642.892	962.438.269	702.407.566	701.896.311
Cassa e altre disponibilità liquide equivalenti	(11)	43.571.059		20.471.054	
<b>Totale attività correnti</b>		<b>1.078.130.721</b>		<b>757.117.821</b>	
<b>Attività destinate ad essere cedute</b>		<b>-</b>		<b>-</b>	
<b>TOTALE ATTIVITÀ</b>		<b>4.426.173.657</b>		<b>2.881.091.929</b>	

	Note	31 dicembre 2010	di cui Parti correlate	31 dicembre 2009	di cui Parti correlate
Valori in euro					
<b>PATRIMONIO NETTO</b>					
Capitale sociale		1.276.225.677		832.041.783	
Riserve e utili (perdite) a nuovo		253.845.224		206.885.726	
Risultato netto del periodo		102.689.657		72.069.845	
<b>TOTALE PATRIMONIO NETTO</b>	(12)	<b>1.632.760.558</b>		<b>1.110.997.354</b>	
<b>PASSIVITÀ</b>					
Passività finanziarie non correnti	(13)	1.771.437.651		1.259.334.403	
Benefici ai dipendenti	(14)	9.806.349		2.078.451	
Fondi per rischi ed oneri	(15)	19.192.611		1.381.889	
Passività per imposte differite	(16)	2.421.988		1.814.267	
<b>Totale passività non correnti</b>		<b>1.802.858.599</b>		<b>1.264.609.010</b>	
Passività finanziarie correnti	(17)	907.336.479	116.011.137	478.588.161	21.811.799
Debiti commerciali	(18)	32.412.727	9.697.467	8.718.913	984.820
Debiti vari e altre passività correnti	(19)	47.384.121	39.428.914	8.240.329	2.114.100
Debiti per imposte correnti	(20)	3.421.173		540.878	
Fondi per rischi ed oneri quota corrente	(21)	-		9.397.284	
<b>Totale passività correnti</b>		<b>990.554.500</b>		<b>505.485.565</b>	
<b>Passività correlate ad attività destinate ad essere cedute</b>		<b>-</b>		<b>-</b>	
<b>TOTALE PASSIVITÀ</b>		<b>2.793.413.099</b>		<b>1.770.094.575</b>	
<b>TOTALE PATRIMONIO NETTO E PASSIVITÀ</b>		<b>4.426.173.657</b>		<b>2.881.091.929</b>	



# PROSPETTO DI CONTO ECONOMICO

	Note	Esercizio 2010	di cui Parti correlate	Esercizio 2009	di cui Parti correlate
Valori in euro					
<b>RICAVI</b>					
Ricavi per beni e servizi	(22)	10.359.243	10.359.243	4.760.132	4.760.132
Altri ricavi e proventi	(23)	4.509.812	668.663	967.400	513.824
<b>TOTALE RICAVI</b>		<b>14.869.055</b>		<b>5.727.532</b>	
<b>COSTI OPERATIVI</b>					
Acquisto materie prime sussidiarie di consumo e merci	(24)	(9.085)	(348)	(14.677)	(22)
Prestazioni di servizi e godimento beni di terzi	(25)	(15.684.843)	(3.216.496)	(15.015.904)	(2.052.699)
Oneri diversi di gestione	(26)	(2.606.835)	(316.381)	(1.354.736)	(199.900)
Costo del personale	(27)	(13.523.583)		(6.485.859)	
<b>Totale costi operativi</b>		<b>(31.824.346)</b>		<b>(22.871.176)</b>	
<b>MARGINE OPERATIVO LORDO</b>		<b>(16.955.291)</b>		<b>(17.143.644)</b>	
<b>AMMORTAMENTI, ACCANTONAMENTI E SVALUTAZIONI</b>					
Ammortamenti	(28)	(531.463)		(395.923)	
Accantonamenti e svalutazioni	(29)	(243.604)		1.826.199	
<b>Totale ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni</b>		<b>(775.067)</b>		<b>1.430.276</b>	
<b>RISULTATO OPERATIVO</b>		<b>(17.730.358)</b>		<b>(15.713.368)</b>	
<b>GESTIONE FINANZIARIA</b>	(30)				
Proventi finanziari		177.650.961	176.112.210	238.579.927	234.671.709
Oneri finanziari		(67.247.122)	(101.053)	(119.292.348)	(144.559)
- di cui non ricorrenti		-		(64.311.694)	
<b>Totale gestione finanziaria</b>		<b>110.403.839</b>		<b>119.287.579</b>	
<b>RISULTATO PRIMA DELLE IMPOSTE</b>		<b>92.673.481</b>		<b>103.574.211</b>	
Imposte sul reddito	(31)	10.016.176		(31.504.366)	
- di cui non ricorrenti		-		(38.749.979)	
<b>RISULTATO NETTO DELLE ATTIVITÀ IN CONTINUITÀ</b>		<b>102.689.657</b>		<b>72.069.845</b>	
Risultato netto da attività operative cessate		-		-	
<b>RISULTATO NETTO DEL PERIODO</b>		<b>102.689.657</b>		<b>72.069.845</b>	

## PROSPETTO DELLE ALTRE COMPONENTI DI CONTO ECONOMICO COMPLESSIVO

	Note	Valori in euro	
		Esercizio 2010	Esercizio 2009
<b>Utile/(perdita) del periodo (A)</b>		<b>102.689.657</b>	<b>72.069.845</b>
Altre componenti di conto economico complessivo			
- quota efficace delle variazioni di fair value della copertura di flussi finanziari	(32)	(829.868)	(6.882.467)
- variazioni di fair value delle attività finanziarie disponibili per la vendita	(32)	(13.750.735)	-
Effetto fiscale delle altre componenti di conto economico complessivo	(32)	457.285	2.224.413
<b>Totale altre componenti di conto economico complessivo al netto dell'effetto fiscale (B)</b>		<b>(14.123.318)</b>	<b>(4.658.054)</b>
<b>Totale Utile/(perdita) complessiva (A)+(B)</b>		<b>88.566.339</b>	<b>67.411.791</b>

# RENDICONTO FINANZIARIO

	migliaia di euro	
	Esercizio 2010	Esercizio 2009
<b>A. Disponibilità liquide iniziali e saldo gestione tesoreria accentrata</b>	<b>624.616</b>	<b>557.212</b>
<b>Flusso finanziario generato dall'attività operativa</b>		
Risultato del periodo	102.689	72.070
Rettifiche per:		
Ammortamenti attività materiali e immateriali	531	396
Variazione netta TFR e altri benefici ai dipendenti	2.130	94
Variazione netta fondo rischi e altri oneri	1.662	(1.632)
Utili dalla vendita di attività operative cessate al netto degli effetti fiscali	-	-
Variazione imposte anticipate e differite	(283)	(5.281)
Variazione altre attività/passività non correnti	(89)	(71)
Dividendi ricevuti	(113.650)	(134.554)
<b>B. Cash flow operativo prima delle variazioni di CCN</b>	<b>(7.010)</b>	<b>(68.978)</b>
Variazione crediti commerciali	(9.171)	2.477
Variazione crediti tributari e altre attività correnti	(8.351)	(11.177)
Variazione debiti commerciali	21.103	3.760
Variazione debiti tributari e altre passività correnti	4.209	(18.258)
<b>C. Flusso finanziario derivante da variazioni di CCN</b>	<b>7.790</b>	<b>(23.198)</b>
<b>D. Cash flow operativo (B+C)</b>	<b>780</b>	<b>(92.176)</b>
<b>Flusso finanziario da (per) attività di investimento</b>		
Investimenti in attività materiali e immateriali	(22)	-
Dividendi ricevuti	113.650	134.554
<b>E. Totale flusso finanziario da attività di investimento</b>	<b>113.628</b>	<b>134.554</b>
<b>F. Free cash flow (D+E)</b>	<b>114.408</b>	<b>42.378</b>
<b>Flusso finanziario da attività di finanziamento</b>		
Erogazione di dividendi	(70.724)	(70.724)
Altre variazioni di Patrimonio netto	(509)	(4.658)
Nuovi finanziamenti	200.000	545.000
Rimborsi finanziamenti	(279.523)	(253.565)
Variazione crediti finanziari	(362.233)	(59.741)
Variazione debiti finanziari	146.178	(131.286)
Disponibilità liquide acquisite con la fusione Iride-Enia	32.965	-
<b>G. Totale flusso finanziario da attività di finanziamento</b>	<b>(333.846)</b>	<b>25.026</b>
<b>H. Flusso monetario del periodo (F+G)</b>	<b>(219.438)</b>	<b>67.404</b>
<b>I. Disponibilità liquide e saldo gestione tesoreria accentrata finali (A+H)</b>	<b>405.178</b>	<b>624.616</b>
<b>L. Saldo gestione tesoreria accentrata verso società controllate</b>	<b>(361.607)</b>	<b>(604.145)</b>
<b>M. Disponibilità liquide finali (I+L)</b>	<b>43.571</b>	<b>20.471</b>

## PROSPETTO DELLE VARIAZIONI DELLE VOCI DI PATRIMONIO NETTO

	Capitale sociale	Riserva sovrapprezzo emissione azioni	Riserva legale	Riserva copertura flussi finanziari	Riserva fair value attività disp. vendita
<b>Situazione al 31/12/2008</b>	<b>832.042</b>	<b>105.102</b>	<b>17.936</b>	<b>(5.638)</b>	<b>-</b>
Destinazione del risultato del 2008					
- Riserva legale			2.322		
- Distribuzione dividendo					
- Riserva straordinaria					
Distribuzione dividendo straordinario					
Utile (perdita) complessiva rilevata nell'esercizio				(4.658)	
<i>di cui:</i>					
- Utile (Perdita) dell'esercizio					
- Altre componenti di conto economico complessivo				(4.658)	
<b>Situazione al 31/12/2009</b>	<b>832.042</b>	<b>105.102</b>	<b>20.258</b>	<b>(10.296)</b>	<b>-</b>
Destinazione del risultato del 2009					
- Riserva legale			3.604		
- Distribuzione dividendo					
- Riserva straordinaria					
Distribuzione dividendo straordinario					
<b>Fusione per incorporazione di Enìa in Iride del 1° luglio 2010 e conseguenti operazioni straordinarie di conferimento</b>					
Aumento capitale a servizio del concambio azionario relativo alla fusione con Enìa	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					
Svalutazione partecipazione AFS					(13.562)
Utile (perdita) complessiva rilevata nell'esercizio				(562)	
<i>di cui:</i>					
- Utile (Perdita) dell'esercizio					
- Altre componenti di conto economico complessivo				(562)	
<b>Situazione al 31/12/2010</b>	<b>1.276.226</b>	<b>105.102</b>	<b>23.862</b>	<b>(13.714)</b>	<b>(8.447)</b>

							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	
<b>53.054</b>	<b>7.555</b>	<b>94.319</b>	-	<b>(36.507)</b>	<b>235.821</b>	<b>46.446</b>	<b>1.114.309</b>	
					2.322	(2.322)	-	
						(44.098)	(44.098)	
26					26	(26)	-	
(26.626)					(26.626)		(26.626)	
					(4.658)	72.070	67.412	
						72.070	72.070	
					(4.658)		(4.658)	
<b>26.454</b>	<b>7.555</b>	<b>94.319</b>	-	<b>(36.507)</b>	<b>206.885</b>	<b>72.070</b>	<b>1.110.997</b>	
					3.604	(3.604)	-	
					-	(68.227)	(68.227)	
239					239	(239)	-	
(2.496)					(2.496)		(2.496)	
							444.184	
		57.426			57.426		57.426	
					(2.856)		(2.856)	
					5.115		5.115	
		(94.952)	94.952		-		-	
52					52		52	
					(13.562)		(13.562)	
					(562)	102.689	102.127	
						102.689	102.689	
					(562)		(562)	
<b>24.249</b>	<b>7.555</b>	<b>56.793</b>	<b>94.952</b>	<b>(36.507)</b>	<b>253.845</b>	<b>102.689</b>	<b>1.632.760</b>	

## NOTE ESPLICATIVE

### PREMESSA

Iren S.p.A., è una società di diritto italiano, multiutility quotata alla Borsa Italiana, nata il 1° luglio dall'unione tra Iride ed Enia.

In data 1° luglio 2010 si è completata, con l'efficacia giuridica della fusione per incorporazione di Enia in Iride di cui si è data illustrazione mediante il Documento Informativo predisposto a norma dell'art. 70 del Regolamento Emittenti messo a disposizione degli azionisti e del mercato in data 28 giugno 2010, l'operazione di aggregazione dei Gruppi Iride ed Enia.

In particolare secondo quanto previsto dal progetto di fusione a far data dal 1° luglio 2010:

- la società incorporante Iride ha assunto la denominazione Iren S.p.A.;
- le azioni ordinarie di Iren S.p.A. (già Iride) sono state assegnate in concambio agli azionisti di Enia in ragione di 4,2 azioni ordinarie Iren S.p.A., ogni azione ordinaria Enia. Dal giorno 1° luglio sono quotate le azioni Iren, mentre il titolo Enia è stato revocato dalla quotazione;
- il capitale sociale deliberato di Iren S.p.A. è aumentato di euro 444.183.894,00 e al 31 dicembre 2010 è pari a euro 1.276.225.677,00, interamente sottoscritto e versato, suddiviso in 1.181.725.677 azioni ordinarie e 94.500.000 azioni di risparmio non quotate.

Iren S.p.A., tramite le società controllate, 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, 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 i saldi della Situazione Patrimoniale-Finanziaria, del Conto Economico e del rendiconto finanziario del bilancio al 31 dicembre 2009 e 31 dicembre 2010 è necessario tener presente che i primi si riferiscono solo ad Iride S.p.A. e non sono comprensivi dell'apporto di Enia.

Al fine di rendere omogenei i bilanci delle due Società sono state necessarie delle riclassifiche ai prospetti riportati al 31 dicembre 2009. Le riclassifiche principali sono descritte nelle note al bilancio.

### FUSIONE IRIDE – ENIA: ASPETTI CONTABILI

Ai fini della rappresentazione contabile dell'operazione di aggregazione che ha dato luogo ad Iren non si sono riscontrati gli elementi caratterizzanti le "Business Combination" e dunque si è ritenuto non applicabile il principio contabile internazionale IFRS 3, che regola le operazioni di aggregazione aziendale, per le quali "una sola entità, l'acquirente, ottiene il controllo di una o più attività aziendali distinte, l'acquisito". Nel caso di Iren, l'obbligo imposto dal principio contabile internazionale IFRS 3 di identificazione di un (solo) soggetto acquirente, pare in contrasto con la volontà espressa dai soggetti partecipanti all'operazione di unione che, in una situazione estremamente complessa, hanno adottato, nella realizzazione della stessa, logiche decisionali di tipo paritetico, in nessun modo associabili alla esistenza del controllo di uno di tali soggetti sugli altri.

Si ritiene quindi che l'operazione di aggregazione sia sostanzialmente riconducibile alla costituzione di una joint venture così come prevista dallo IAS 31.

Gli IFRS non dettano un criterio specifico per la contabilizzazione da parte di una joint venture delle attività e passività sulle quali i venturers acquisiscono congiuntamente il controllo. In relazione a tali operazioni la prassi internazionale ha principalmente sviluppato due approcci alternativi:

- Fair Value: in tal caso, le attività e le passività apportate dai soggetti partecipanti alla fusione sono rilevate in capo alla neo costituita entità al loro fair value calcolato alla data di fusione.



- Costo storico: in tale ipotesi, di contro, le attività e le passività apportate dai soggetti partecipanti alla fusione sono rilevate in capo alla neo costituita entità in continuità di valori rispetto ai valori di libro che avevano nelle contabilità delle società partecipanti alla fusione prima dell'operazione.

Nella fattispecie, gli amministratori, chiamati a definire una politica contabile al fine di rappresentare contabilmente l'operazione, ritengono che la metodologia di contabilizzazione più idonea a rappresentare gli effetti dell'operazione in oggetto sia quella della continuità dei valori, anche in continuità rispetto alle policy contabili adottate dal Gruppo Iride in precedenti operazioni similari effettuate.

Per ulteriori informazioni sull'argomento e per tutto quanto concerne la suddetta operazione di fusione, si rinvia alla documentazione predisposta ai sensi di legge e dei vigenti regolamenti Consob messa a disposizione del pubblico, nei termini previsti dalla stessa normativa.

## 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 2009, con le eccezioni evidenziate nel paragrafo "Principi contabili ed interpretazioni applicati nel 2010".

Il bilancio separato al 31 dicembre 2010 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 segnala che a decorrere dal primo gennaio 2009 la Società ha applicato lo "IAS 1 revised" che introduce informazioni complementari con riferimento al c.d. "Prospetto delle altre componenti di conto economico complessivo". In tale prospetto, supplementare al conto economico, sono incluse le componenti dell'utile sospese a patrimonio netto, quali la variazione della riserva di Cash flow hedge, la quota delle altre componenti del risultato complessivo di partecipazioni collegate e il risultato di attività finanziarie disponibili per la vendita maturato nel periodo. In precedenza le variazioni di tali componenti risultavano esclusivamente dall'esame delle variazioni delle riserve di patrimonio netto che le comprendevano.

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 possedute per la vendita. 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.

Per una migliore esposizione dei dati, si precisa inoltre che la voce "Attività finanziarie non correnti inclusi strumenti derivati" è stata suddivisa in "Partecipazioni in imprese controllate, joint venture e collegate", "Altre partecipazioni" e "Attività finanziarie non correnti". La voce "Crediti tributari" ha modificato la denominazione in "Crediti per imposte correnti" e la voce "Attività finanziarie correnti inclusi strumenti derivati" è diventata "Attività finanziarie correnti".

Nel Patrimonio Netto, la voce "Utili e perdite accumulate" è stata accorpata nella voce "Riserve", cambiando la denominazione in "Riserve e utili (perdite) a nuovo".

La voce "Fondi" è diventata "Fondi per rischi e oneri", la voce "Debiti tributari" è stata modificata in "Debiti per imposte correnti" e la voce "Fondi quota corrente" è diventata "Fondi per rischi e oneri quota corrente".

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.

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 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 2010 di Iren S.p.A..

### 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 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 acquisite. Se dopo tale rideterminazione, i valori correnti delle attività e passività attuali e potenziali eccedono il costo dell'acquisizione, l'eccedenza viene iscritta immediatamente a conto economico.

L'eventuale avviamento derivante dall'acquisizione di una società collegata è incluso nel valore contabile della partecipazione.

In sede di prima adozione degli IFRS, il Gruppo ha scelto di non applicare l'IFRS 3 - Aggregazioni di imprese in modo retroattivo alle acquisizioni di aziende avvenute antecedentemente il 1° gennaio 2004; di conseguenza, l'avviamento generato su acquisizioni antecedenti la data di transizione agli IFRS è stato mantenuto al precedente valore determinato secondo i principi contabili italiani, previa verifica e rilevazione di eventuali perdite di valore.

L'avviamento viene allocato ad una o più unità generatrici di flussi finanziari (cash generating unit) e non viene ammortizzato, ma annualmente, o più frequentemente se specifici eventi o modificate circostanze indicano la possibilità di aver subito una perdita di valore, viene sottoposto a impairment test, come evidenziato nel paragrafo "Perdita di valore di attività".

## ATTIVITÀ NON CORRENTI POSSEDUTE PER LA VENDITA

Un'attività non corrente (o un gruppo in dismissione composto da attività e passività) viene classificata come posseduta per la vendita se il suo valore contabile sarà recuperato principalmente con un'operazione di vendita anziché tramite il suo utilizzo continuato. Immediatamente prima della classificazione iniziale dell'attività (o gruppo in dismissione) come posseduta per la vendita, i valori contabili dell'attività sono valutati in conformità ai principi contabili del Gruppo. Successivamente, l'attività (o gruppo in dismissione) viene valutata al minore tra il suo valore contabile e il fair value al netto dei costi di vendita. La perdita di valore di un gruppo in dismissione viene allocata in primo luogo all'avviamento, quindi alle restanti attività e passività in misura proporzionale, ad eccezione di rimanenze, attività finanziarie, attività per imposte differite, benefici per dipendenti, investimenti immobiliari e attività biologiche, che continuano ad essere valutate in conformità ai principi contabili del Gruppo. Le perdite di valore per la classificazione iniziale di un'attività come posseduta per la vendita e le differenze di valutazione successive sono rilevate a conto economico. Le variazioni di valore positive sono rilevate solo fino a concorrenza di eventuali perdite di valore accumulate.

## PERDITA DI VALORE DI ATTIVITÀ

Gli IAS/IFRS richiedono di valutare l'esistenza di perdite di valore delle attività in presenza di indicatori specifici che facciano ritenere che tale problematica possa sussistere. Viene effettuata una verifica di perdita di valore (impairment test), che consiste nella stima del valore recuperabile dell'attività e nel confronto con il relativo valore netto contabile.

Il valore recuperabile è definito come il maggiore tra il prezzo netto di vendita (qualora esista un mercato attivo) e il valore d'uso del bene. Quest'ultimo è definito sulla base dell'attualizzazione dei flussi di cassa attesi dall'utilizzo del bene o da un'aggregazione di beni (le cosiddette cash generating unit), al lordo delle imposte, applicando un tasso di sconto, ante imposte, che riflette le valutazioni correnti di mercato del valore temporale del denaro e dei rischi specifici dell'attività. Se il valore recuperabile è inferiore al valore contabile viene iscritta una perdita di valore. Se in esercizi successivi la perdita viene meno o si riduce, il valore contabile dell'attività o dell'unità generatrice di flussi finanziari è incrementato sino alla stima del nuovo valore recuperabile. Quest'ultimo non può eccedere il valore che sarebbe stato determinato se non fosse stata rilevata in precedenza alcuna perdita per riduzione di valore. Il ripristino di una perdita di valore è iscritto immediatamente a conto economico.

Per attività non soggette ad ammortamento (avviamento, altre attività immateriali a vita utile indefinita) e per le immobilizzazioni immateriali non ancora disponibili per l'utilizzo, l'impairment test è effettuato con frequenza annuale indipendentemente dalla presenza di specifici indicatori.

## STRUMENTI FINANZIARI

### *- Partecipazioni in imprese controllate e collegate*

Le partecipazioni in imprese controllate e collegate sono valutate al costo. Nel caso in cui si verificano perdite durevoli di valore si procede alla svalutazione del valore della partecipazione. L'effetto di tale svalutazione è rilevato a conto economico.

#### *- Altre partecipazioni*

Le partecipazioni in altre imprese, classificate come disponibili per la vendita (AFS), sono valutate al fair value. Gli utili e le perdite derivanti dalle variazioni nel fair value sono imputati direttamente 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 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.

#### *- 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) e il premio fedeltà erogato al personale dipendente.

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/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.

#### TITOLI ENERGETICI

In stretta relazione con le attività svolte, al Gruppo sono stati assegnati alcuni titoli energetici strettamente connessi all'effettuazione di specifiche attività volte al risparmio energetico. In particolare al Gruppo sono stati assegnati:

- dal Gestore della rete elettrica nazionale (GRTN), titoli commerciabili che attestano la produzione, su base annua, di energia elettrica da fonti rinnovabili (cosiddetti "certificati verdi"). Il Gruppo risulta titolare di tali certificati a seguito della produzione di energia elettrica tramite impianti idroelettrici, l'impianto di termovalorizzazione di Tecnoborgo, impianti di biogas e per effetto dell'utilizzo di impianti di cogenerazione associati al teleriscaldamento;
- dall'Autorità per l'energia elettrica ed il gas (AEEG), titoli commerciabili (TEE) che attestano l'effettuazione di interventi di risparmio energetico (cosiddetti "certificati bianchi").

Contabilmente tali titoli energetici sono trattati nel seguente modo:

- i certificati verdi derivanti dalla produzione annua di energia da fonti rinnovabili, sono rilevati in accordo al principio della competenza economica;
- per quanto riguarda i certificati bianchi, il trattamento contabile si differenzia leggermente a seconda che la società sia tenuta o meno all'obbligo di restituzione dei TEE. I soggetti tenuti all'obbligo di restituzione dei TEE rilevano il contributo relativo all'obbligo dell'anno per i soli TEE (maturati e/o acquistati) di cui sono effettivamente in possesso alla data di bilancio ed il costo dei TEE acquistati per soddisfare l'obbligo. Se i titoli acquistati eccedono l'obbligo, il costo dei titoli acquistati in eccesso viene scontato.

## PRINCIPI CONTABILI, EMENDAMENTI ED INTERPRETAZIONI EFFICACI DAL 1° GENNAIO 2010

- IFRIC 12 "Accordi per servizi in concessione" 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 deve rilevare o il diritto all'utilizzo della stessa infrastruttura o un'attività finanziaria o entrambi, in funzione delle caratteristiche degli accordi. A seguito dell'emanazione di tale interpretazione, i concessionari che rientrano nelle fattispecie sopra descritte, non possono rilevare i beni patrimoniali dedicati all'erogazione del servizio quale immobilizzazione materiale nell'attivo della Situazione Patrimoniale-Finanziaria, a prescindere dal riconoscimento del titolo di proprietà a favore degli stessi concessionari nei contratti di concessione. L'adozione di queste modifiche non ha impatto sulla posizione finanziaria e sul risultato economico della società.
- IAS 27 revised che attiene alla valorizzazione delle partecipazioni in ipotesi di incremento o decremento di quota di possesso. In ipotesi di variazioni di possesso con mantenimento del controllo gli effetti vanno ora iscritti a patrimonio netto; viceversa nell'ipotesi di perdita di controllo la partecipazione residua è valutata a fair value. L'adozione di queste modifiche non ha impatto sulla posizione finanziaria e sul risultato economico della società.
- Modifiche all'IFRS 2 in tema di contabilizzazione delle operazioni con pagamenti basati su azioni regolati per cassa all'interno di un Gruppo e abrogazione dell'IFRIC 8 e IFRIC 11. L'adozione di queste modifiche non ha impatto sulla posizione finanziaria e sul risultato economico della società.
- IFRS 3 revised che introduce modifiche nella modalità di rappresentazione delle aggregazioni aziendali, fra queste si segnala in particolare: nelle acquisizioni del controllo realizzate in più fasi è necessario rimisurare a fair value l'intera partecipazione posseduta; le transazioni effettuate con i terzi successive all'acquisizione del controllo e nell'ipotesi di mantenimento del controllo medesimo sono iscritte a patrimonio netto; i costi sostenuti per l'acquisizione devono essere spesi immediatamente a conto economico; le variazioni alle "contingent consideration" sono iscritte a conto economico. L'adozione di queste modifiche non ha impatto sulla posizione finanziaria e sul risultato economico della società.
- IFRS 5 "Attività non correnti possedute per la vendita e attività operative cessate": la modifica, applicabile dal 1° gennaio 2010 in maniera prospettica, ha chiarito che l'IFRS 5 e gli altri IFRS che fanno specifico riferimento ad attività non correnti (o gruppi di attività) classificate come disponibili per la vendita o come attività operative cessate, prevedano tutta l'informativa necessaria per questo genere di attività o di operazioni. L'adozione di queste modifiche non ha impatto sulla posizione finanziaria e sul risultato economico della società.
- IFRS 8 "Settori operativi": questa modifica, che deve essere applicata dal 1° gennaio 2010, richiede che le imprese forniscano il valore del totale delle attività per ciascun settore oggetto di informativa se tale importo è fornito periodicamente al più alto livello decisionale operativo. Tale informazione era in precedenza richiesta anche in mancanza di tale condizione. L'adozione di queste modifiche non ha impatto sulla posizione finanziaria e sul risultato economico della società.
- IFRIC 9 "Rideterminazione del valore dei derivati impliciti": la modifica esclude dall'ambito di applicabilità dell'IFRIC 9 i derivati impliciti in contratti acquisiti nel corso di aggregazioni aziendali al momento della formazione di imprese a controllo congiunto o di joint venture. L'adozione di queste modifiche non ha impatto sulla posizione finanziaria e sul risultato economico della società.
- IFRIC 15 "Accordi per la costruzione di immobili": tale interpretazione precisa i criteri di rilevazione contabile dei ricavi e dei costi derivanti dalla sottoscrizione di un contratto di costruzione di un immobile, chiarendo quando applicare le disposizioni previste dallo IAS 11 "Lavori su ordinazione" e dallo IAS 18 "Ricavi". Regola, altresì, il trattamento contabile da applicare ai ricavi derivanti dalle prestazioni di servizi aggiuntivi per l'immobile in costruzione. L'adozione di queste modifiche non ha impatto sulla posizione finanziaria e sul risultato economico della società.

- IFRIC 16 "Coperture di un investimento netto in una gestione estera": l'interpretazione si applica nei casi in cui la società intenda coprire il rischio cambio derivante da un investimento in un'entità estera e si voglia qualificare questa operazione come un'operazione di copertura ai sensi dello IAS 39. L'adozione di queste modifiche non ha impatto sulla posizione finanziaria e sul risultato economico della società.
  
- IFRIC 17 "Distribuzione ai soci di attività non rappresentate da disponibilità liquide": l'interpretazione precisa in particolare quando va rilevato il dividendo e in quale modo lo stesso deve essere valutato e come, al momento del regolamento del dividendo, si procede all'iscrizione delle differenze tra il valore contabile delle attività distribuite e il valore contabile del dividendo liquidabile. L'adozione di queste modifiche non ha impatto sulla posizione finanziaria e sul risultato economico della società.
  
- IFRIC 18 "Cessioni di attività da parte della clientela": l'interpretazione riguarda le modalità di iscrizione dei beni ricevuti dai propri clienti, ovvero della cassa, per l'allacciamento a una rete di distribuzione. L'IFRIC 18 deve essere applicato esclusivamente dai soggetti che non sono tenuti ad applicare l'IFRIC 12. L'adozione di queste modifiche non ha impatto sulla posizione finanziaria e sul risultato economico della società.
  
- IAS 1 "Presentazione del bilancio": con questo emendamento si modifica la definizione di passività corrente contenuta nello IAS 1. La precedente definizione richiedeva la classificazione come correnti delle passività che potessero venire estinte in qualsiasi momento mediante l'emissione di strumenti di patrimonio netto. Ciò comportava l'iscrizione tra le passività correnti delle passività relative a prestiti obbligazionari convertibili che potessero essere convertite in qualsiasi momento in azioni dell'emittente. A seguito della modifica, ai fini della classificazione come corrente/non corrente di una passività diviene irrilevante la presenza di un'opzione di conversione correntemente esercitabile in strumenti di patrimonio netto. L'adozione di queste modifiche non ha impatto sulla posizione finanziaria della società.
  
- IAS 7 "Rendiconto finanziario": la modifica è applicabile dal 1° gennaio 2010 e richiede che solo i flussi di cassa derivanti da spese che risultino nel riconoscimento di un'attività nella Situazione Patrimoniale-Finanziaria possano essere classificati nel Rendiconto finanziario come derivanti da attività di investimento, altrimenti i flussi di cassa, quali ad esempio spese promozionali e di pubblicità o di training del personale, devono essere classificati come derivanti dall'attività operativa. L'adozione di queste modifiche non ha impatto sul rendiconto finanziario della società.
  
- IAS 17 "Leasing": la modifica richiede che al momento della valutazione di un contratto di leasing che includa sia terreni che fabbricati, la parte relativa ai terreni sia considerata normalmente come un leasing finanziario se il terreno in oggetto ha vita utile indefinita, in quanto in tal caso i rischi e benefici significativi associati al suo utilizzo per la durata del contratto si possono considerare trasferiti al locatario, sebbene non vi sia un titolo formalizzato di trasferimento degli stessi. La modifica è applicabile dal 1° gennaio 2010 e alla data di adozione tutti i terreni oggetto di contratti di leasing già in essere e non ancora scaduti dovranno essere valutati separatamente, con l'eventuale riconoscimento retrospettivo di un nuovo leasing contabilizzato come se il relativo contratto avesse natura finanziaria. L'adozione di queste modifiche non ha impatto sulla posizione finanziaria e sul risultato economico della società.
  
- IAS 36 "Riduzione di valore delle attività": la modifica, applicabile in modo prospettico dal 1° gennaio 2010, richiede che ogni unità operativa o gruppo di unità operative sulle quali il goodwill è allocato ai fini del test di impairment non abbia dimensioni maggiori di un segmento operativo, così come definito dal paragrafo 5 dell'IFRS 8 prima dell'aggregazione consentita dal paragrafo 12 del medesimo IFRS sulla base di caratteristiche economiche simili o di altri elementi di similitudine. L'adozione di queste modifiche non ha impatto sulla posizione finanziaria e sul risultato economico della società.
  
- IAS 38 "Immobilizzazioni immateriali": la revisione dell'IFRS 3 operata nel 2008 ha stabilito che esistono sufficienti informazioni per valutare il fair value di un'immobilizzazione immateriale acquisita nel corso di un'aggregazione d'impresa se essa è separabile o è originata da diritti contrattuali o legali. Lo IAS 38 è stato conseguentemente rettificato per riflettere questa modifica apportata all'IFRS

3. Sono state inoltre chiarite le tecniche di valutazione da utilizzarsi per valutare il fair value delle immobilizzazioni immateriali per le quali non esiste un mercato attivo di riferimento; in particolare tali tecniche includono, alternativamente, la stima dei flussi di cassa netti attualizzati originati dalle attività, la stima dei costi che l'impresa ha evitato di sostenere possedendo l'attività e non dovendo utilizzarla con un contratto di licenza di un terzo, o dei costi necessari a ricrearla o rimpiazzarla (come nel c.d. metodo del costo). La modifica è applicabile in modo prospettico a partire dal 1° gennaio 2010. L'adozione di queste modifiche non ha impatto sulla posizione finanziaria e sul risultato economico della società.

- IAS 39 "Strumenti finanziari: rilevazione e valutazione": la modifica restringe l'eccezione di non applicabilità, contenuta nel paragrafo 2g dello IAS 39, ai contratti forward tra un acquirente e un azionista venditore, ai fini della vendita di un'impresa ceduta in un'aggregazione aziendale a una futura data di acquisizione, qualora il completamento dell'aggregazione aziendale non dipenda da ulteriori azioni di una delle due parti, ma solo dal trascorrere di un congruo periodo di tempo. La modifica chiarisce invece che ricadono nell'ambito di applicabilità dello IAS 39 i contratti di opzione (siano o meno essi attualmente esercitabili) che consentono a una delle due parti di avere il controllo sul realizzarsi o meno di eventi futuri e il cui esercizio comporterebbe il controllo di un'impresa. La modifica prevede inoltre che le penali implicite per l'estinzione anticipata di prestiti, il prezzo delle quali compensa il soggetto prestatore della perdita degli ulteriori interessi, devono essere considerate strettamente correlate al contratto di finanziamento che le prevede, e pertanto non devono essere contabilizzate separatamente. Infine, viene stabilito che gli utili o perdite su di uno strumento finanziario coperto devono essere riclassificati da patrimonio netto a conto economico nel periodo in cui il flusso di cassa atteso coperto ha effetto sul conto economico. La modifica in oggetto è applicabile in modo prospettico dal 1° gennaio 2010. L'adozione di queste modifiche 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

- IAS 32 Strumenti finanziari: esposizione nel bilancio: l'emendamento deve essere applicato dal 1° gennaio 2011 in 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. Il principio deve essere applicato dal 1° gennaio 2011.
- IFRS 9 Strumenti finanziari: pubblicato dallo IASB in data 12 novembre 2009 e poi emendato in data 28 ottobre 2010. Il principio, applicabile dal 1° gennaio 2013, 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 e per l'eliminazione (*derecognition*) dal bilancio delle attività finanziarie.  
Alla data del presente bilancio gli organi competenti dell'Unione Europea non hanno ancora concluso il processo di omologazione necessario per l'applicazione del nuovo principio.
- 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. L'emendamento deve essere applicato dal 1° gennaio 2011.
- 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'interpretazione deve essere applicata dal 1° gennaio 2011.

### UTILIZZO DI VALORI STIMATI

Nell'ambito della redazione del bilancio in conformità agli IFRS le stime e le relative assunzioni si basano sulle esperienze pregresse e su altri fattori considerati ragionevoli nella fattispecie e sono state adottate per definire il valore contabile delle attività e delle passività a cui si riferiscono. Le stime sono state utilizzate per valutare le attività materiali e immateriali sottoposte ad impairment, oltre che per rilevare accantonamenti, per gli ammortamenti e per le svalutazioni di attività, benefici ai dipendenti, per la determinazione del fair value degli strumenti derivati e delle attività finanziarie disponibili per la vendita, imposte e altri accantonamenti ai fondi rischi. Tali stime e ipotesi sono riviste regolarmente. Le eventuali variazioni derivanti dalla revisione delle stime contabili sono rilevate nel periodo in cui la revisione viene effettuata qualora la stessa interessi solo quel periodo. Nel caso in cui la revisione interessi periodi sia correnti sia futuri, la variazione è rilevata nel periodo in cui la revisione viene effettuata e nei relativi periodi futuri.

### III. RISK MANAGEMENT

La gestione dei rischi aziendali rappresenta una componente essenziale del Sistema di Controllo Interno della corporate governance di una Società quotata e il Codice di Autodisciplina di Borsa Italiana attribuisce su tale aspetto specifiche responsabilità. Il modello di Enterprise Risk Management operativo nell'ambito del Gruppo è in corso di implementazione ed adattamento alla nuova realtà Iren. Il modello contiene l'approccio metodologico 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 31/12/2010	migliaia di euro				
	Valore contabile	Flussi finanziari contrattuali	entro i 12 mesi	1-5 anni	Oltre 5 anni
Debiti per mutui e bond (*)	1.846.176	(2.196.060)	(159.888)	(1.263.461)	(772.711)
Coperture rischio tasso (**)	21.014	(19.621)	(13.489)	(11.501)	5.370

(\*) 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 al variare dei tassi di interesse. Tale analisi è stata effettuata, sulla base di presupposti di ragionevolezza, secondo le seguenti modalità:

- una variazione in aumento ed in diminuzione di 100 *basis points* dei tassi di interesse euribor rilevati nel corso dell'esercizio è stata applicata all'indebitamento finanziario netto;



- in caso sia esistente una relazione di copertura lo shock sui tassi è stato applicato congiuntamente alla posizione debitoria e 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 2010.

	migliaia di euro			
	Oneri finanziari		Riserva Cash Flow Hedge	
	aumento di 100 bps	diminuzione di 100 bps	aumento di 100 bps	diminuzione di 100 bps
<b>Sensitività dei flussi finanziari (netta)</b>				
Indebitamento finanziario netto (comprensivo dei contratti di copertura)	(372)	372	-	-
<b>Variazione del fair value</b>				
Contratti di copertura (solo componenti valutative)	(193)	114	21.433	(28.763)
<b>Totale impatto da analisi di sensitività</b>	<b>(565)</b>	<b>486</b>	<b>21.433</b>	<b>(28.763)</b>

#### 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-10		31-dic-09	
	Valore contabile	Fair Value	Valore contabile	Fair Value
Crediti finanziari non correnti vs correlate	883.174	932.914	509.325	523.622
Derivati di copertura - Attività a lungo	1.989	1.989	887	887
Debiti finanziari non correnti verso istituti di credito	(1.748.435)	(1.778.340)	(1.243.382)	(1.258.452)
Derivati di copertura - Passività a lungo	(23.003)	(23.003)	(15.952)	(15.952)
Mutui quota corrente	(97.820)	(148.974)	(175.490)	(208.121)
<b>Totale</b>	<b>(984.095)</b>	<b>(1.015.414)</b>	<b>(924.612)</b>	<b>(958.016)</b>
<b>(Perdita) / Utile non rilevato</b>		<b>(31.319)</b>		<b>(33.404)</b>

#### 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 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
<b>Totale attività</b>	-	<b>1.989</b>	<b>267.834</b>	<b>269.823</b>
Passività finanziarie derivate	-	(23.003)	-	(23.003)
<b>Totale complessivo</b>	-	<b>(21.014)</b>	<b>267.834</b>	<b>246.820</b>

migliaia di euro				
31 dicembre 2009	Livello 1	Livello 2	Livello 3	Totale
Attività finanziarie disponibili per la vendita	-	-	-	-
Attività finanziarie designate al fair value rilevato a conto economico	-	-	-	-
Investimenti finanziari detenuti per finalità di trading	-	-	-	-
Attività finanziarie derivate	-	887	-	887
<b>Totale attività</b>	-	<b>887</b>	-	<b>887</b>
Passività finanziarie derivate	-	(15.952)	-	(15.952)
<b>Totale complessivo</b>	-	<b>(15.065)</b>	-	<b>(15.065)</b>

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, con l'eccezione della partecipazione, acquisita in occasione della fusione con Enia, in Delmi, il cui valore pur essendo essenzialmente basato sul Business Plan del Gruppo Edison, approvato e comunicato al mercato, riflette anche le trattative per la trasformazione della partecipazione in oggetto in asset industriali. In relazione a ciò non risulta applicabile e di conseguenza non viene presentata alcuna analisi di sensitività.

Si segnala inoltre che non ci sono stati trasferimenti tra i diversi Livelli della scala gerarchica del *fair value*.

#### RISCHIO DI CREDITO

Iren S.p.A. non è particolarmente soggetta a rischio di credito, in quanto effettua prevalentemente prestazioni professionali a favore delle Società di Primo Livello e controllate, secondo le esigenze da queste manifestate, sulla base di contratti di services stipulati fra le parti.

Per un dettaglio sulle politiche di gestione del rischio di credito si rimanda a quanto riportato nelle Note Illustrative del bilancio consolidato inserite nel presente documento di bilancio.

#### Gestione del capitale

Le politiche di gestione del capitale del Consiglio di Amministrazione prevedono il mantenimento di un livello elevato di capitale proprio al fine di mantenere un rapporto di fiducia con gli investitori, i creditori ed il mercato, consentendo altresì lo sviluppo futuro dell'attività.

Il Consiglio di Amministrazione monitora il rendimento del capitale ed il livello di dividendi da distribuire ai detentori di azioni ordinarie e ha l'obiettivo di mantenere un equilibrio tra l'ottenimento di maggiori rendimenti tramite il ricorso ad indebitamento e i vantaggi e la sicurezza offerti da una solida situazione patrimoniale.

## IV. INFORMATIVA SUI RAPPORTI CON PARTI CORRELATE

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. (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 SOCIETÀ CONTROLLATE

*Services Intercompany* - Per sfruttare al meglio le sinergie organizzative emergenti dalla fusione fra Iride ed Enia, la configurazione di Iren è stata disegnata sul modello di una Holding, dotata di strutture di staff adeguate a sostenere l'attività di coordinamento del Gruppo, e ad affrontare le più rilevanti problematiche di interesse generale. Pertanto Iren è in grado di fornire prestazioni professionali a favore delle Società di Primo Livello e controllate, secondo le esigenze da queste manifestate, sulla base di contratti di services stipulati fra le parti. Tutte le attività suddette sono regolate da appositi contratti di servizio improntati a condizioni di mercato.

*Gestione finanziaria* - Al fine di ottimizzare la struttura e le condizioni di accesso al finanziamento esterno sono state adottate soluzioni organizzative orientate ad una gestione finanziaria accentrata a livello di Gruppo, gestione svolta direttamente da Iren S.p.A..

In tale prospettiva, i finanziamenti 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 2007 la società Iride S.p.A., ora 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 2010, tutti i rapporti, economici e giuridici, tra le parti sono stati disciplinati da apposito contratto interaziendale tra le società coinvolte e la consolidante Iride S.p.A., ora Iren S.p.A..

Anche la società incorporata Enia S.p.A. aveva in precedenza aderito, in qualità di consolidante, alla tassazione consolidata insieme alle altre società appartenenti al suo gruppo.

A seguito dell'esito positivo dell'interpello posto all'Agenzia delle Entrate, volto a richiedere la continuazione del consolidato in capo alla nuova controllante Iren al suddetto contratto, hanno potuto aderire a far tempo dal 1° luglio 2010 anche le società che partecipavano al Consolidato di gruppo ex Enia S.p.A. (estinta per incorporazione in Iride S.p.A. che ha assunto la nuova denominazione di 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, Tecnoborg, Iren Ambiente e Iren Emilia.

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.

*Opzione per l'IVA di Gruppo* - Sia il gruppo Iride sia il gruppo Enia hanno optato nell'anno 2010 per la Liquidazione IVA di Gruppo. Poiché la fusione è avvenuta in corso d'anno, le due liquidazioni sono proseguite in capo alla nuova Iren S.p.A., ma sono state tenute distinte fino al termine del periodo di imposta 2010. Nel 2011 le due posizioni sono state riunite e si è provveduto all'invio della nuova opzione entro i termini di legge.

Da un punto di vista procedurale, per l'esercizio 2010, 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 ex Iride S.p.A. sono, oltre alla capogruppo Iren S.p.A., le seguenti: Iren Energia S.p.A., Iride Servizi S.p.A., Iren Acqua Gas S.p.A., Iren Mercato S.p.A., AEM Torino Distribuzione S.p.A., AEMNET S.p.A., CAE AMGA Energia S.p.A., AES Torino S.p.A., CELPI, Genova Reti Gas. Le società incluse a seguito dell'operazione straordinaria nella liquidazione IVA di gruppo sono: 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..

#### RAPPORTI CON AMMINISTRATORI

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.

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:

	migliaia di euro				
	SALDO AL 31/12/2009	Incrementi	Ammortamenti	Dismissioni e altre variazioni	SALDO AL 31/12/2010
Terreni	559	-	-	-	559
Fabbricati	7.478	22	(531)	-	6.969
<b>Totale</b>	<b>8.037</b>	<b>22</b>	<b>(531)</b>	<b>-</b>	<b>7.528</b>

Si ricorda inoltre che non vi sono garanzie d'importo rilevante su cespiti.

##### NOTA 2 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 2010 è riportato in allegato.

Le variazioni intervenute nelle partecipazioni in imprese controllate nel periodo 31 dicembre 2009 - 31 dicembre 2010 sono le seguenti:

	migliaia di euro			
Imprese	SALDO AL 31/12/2009	Incrementi (Decrementi) dell'esercizio	Perdite durevoli di valore	SALDO AL 31/12/2010
AEM Torino Distribuzione S.p.A.	-	62.368	-	62.368
AES Torino S.p.A.	113.871	(113.871)	-	-
Iren Acqua Gas S.p.A.	442.371	87.145	-	529.516
Iren Ambiente S.p.A.	-	97.189	-	97.189
Iren Emilia S.p.A.	-	283.027	-	283.027
Iren Energia S.p.A.	676.183	433.116	-	1.109.299
Iren Mercato S.p.A.	62.437	24.898	-	87.335
Iride Servizi S.p.A.	70.668	(70.668)	-	-
Tecnoborgo S.p.A.	-	186	-	186
<b>TOTALE</b>	<b>1.365.530</b>	<b>803.390</b>	<b>-</b>	<b>2.168.920</b>

Gli incrementi del periodo sono dovuti all'acquisizione di partecipazioni a seguito delle operazioni straordinarie di riorganizzazione del Gruppo Iren, contestuali alla fusione con Enia. In particolare gli incrementi sono conseguenza dei conferimenti di rami d'azienda facenti parte dell'ex Enia S.p.A. nelle società controllate da Iren, mentre i decrementi sono dovuti al conferimento ad Iren Energia del ramo d'azienda costituito dalle partecipazioni detenute da Iren in AES Torino, Iride Servizi, Edipower ed Energia Italiana.

Le partecipazioni in AEM Torino Distribuzione e in Tecnoborgo sono controllate indirettamente per effetto delle quote detenute rispettivamente da Iren Energia e Iren Ambiente.

Nel mese di dicembre le società di primo livello Iren Acqua Gas, Iren Energia, Iren Mercato, Iren Ambiente ed Iren Emilia hanno effettuato una distribuzione straordinaria, attingendo dalle riserve distribuibili, per complessivi 99.377 migliaia di euro (70.343 migliaia di euro nell'esercizio 2009). 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 2010 è riportato in allegato.

Le variazioni intervenute nelle partecipazioni in imprese collegate nel periodo 31 dicembre 2009 - 31 dicembre 2010 sono le seguenti:

Imprese	migliaia di euro			
	SALDO AL 31/12/2009	Incrementi (Decrementi) dell'esercizio	Perdite durevoli di valore	SALDO AL 31/12/2010
Edipower S.p.A.	213.666	(213.666)	-	-
Plurigas S.p.A.	240	-	-	240
<b>TOTALE</b>	<b>213.906</b>	<b>(213.666)</b>	<b>-</b>	<b>240</b>

La partecipazione in Edipower nell'ambito delle operazioni di riorganizzazione a seguito della fusione tra Iride ed Enia è stata conferita a Iren Energia.

### NOTA 3 ALTRE PARTECIPAZIONI

Tale voce si riferisce a partecipazioni in società sulle quali Iren S.p.A. non esercita né controllo né influenza notevole. Tali partecipazioni, poiché non è stato possibile determinare in modo attendibile il fair value, sono contabilizzate al costo sostenuto rettificato da eventuali perdite durevoli di valore.

Si segnala che al 31 dicembre 2009 le altre partecipazioni erano esposte all'interno della voce attività finanziarie non correnti. A tal proposito si è provveduto a riclassificare i dati comparativi.

L'elenco delle partecipazioni in altre imprese al 31 dicembre 2010 è riportato in allegato.

Le variazioni intervenute nelle partecipazioni in altre imprese nel periodo 31 dicembre 2009 - 31 dicembre 2010 sono le seguenti:

Imprese	migliaia di euro			
	SALDO AL 31/12/2009	Incrementi (Decrementi) dell'esercizio	Svalutazioni a P.N.	SALDO AL 31/12/2010
Delmi S.p.A.	-	281.585	13.751	267.834
Energia Italiana S.p.A.	12.928	(12.928)	-	-
<b>TOTALE</b>	<b>12.928</b>	<b>268.657</b>	<b>13.751</b>	<b>267.834</b>

La partecipazione in Energia Italiana, nell'ambito delle operazioni di riorganizzazione a seguito della fusione tra Iride ed Enia, è stata conferita a Iren Energia.

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

L'attività classificata come disponibile per la vendita Delmi non risulta quotata in un mercato attivo. Come commentato in precedenza, infatti, Delmi S.p.A. controlla congiuntamente con WGRM Holding 4 S.p.A. (società interamente posseduta da Electricité de France S.A.), la società Transalpina di Energia (nel seguito TdE), la quale a sua volta detiene il 61,28% di Edison. Il valore di Delmi, di conseguenza, non dipende soltanto dall'andamento di Edison, che pur ne rappresenta una porzione significativa, ma sussiste un corpo di condizioni pattizie e di governance sia in TdE che in Delmi che identificano nei veicoli menzionati realtà autonome con un conseguente contributo alla definizione del modello di fair value.

Come conseguenza di quanto evidenziato al punto precedente ed anche in relazione alle numerose dichiarazioni apparse sui media relative ai vari scenari di M&A attinenti Edison e la propria catena di controllo, gli Amministratori di Iren, anche a seguito di manifestazioni di interesse delle possibili controparti, hanno avviato nel 2010, unitamente agli altri interlocutori di riferimento, una serie di azioni volte alla definizione delle strategie di breve e medio periodo afferenti il consolidamento della valenza industriale e non meramente finanziaria di Delmi attraverso la conversione della Partecipazione in Asset produttivi.

La volontà degli amministratori di definire un modello di fair value che confermi la rappresentazione della destinazione industriale dell'investimento risulta rafforzata dalla fusione che ha dato origine ad Iren. Da un lato, infatti, sono presenti nel Gruppo le competenze tecniche per gestire impianti sia idroelettrici che CCGT, dall'altro e principalmente vi è l'intenzione di considerare in via univoca le operazioni Delmi ed Edipower.

In tal senso, tanto il comitato esecutivo che il Consiglio di Amministrazione di Iren hanno deliberato di agire conseguentemente e per tale ragione sono stati assegnati appositi incarichi ad advisor industriali e finanziari volti alla definizione degli obiettivi degli azionisti di Delmi nella valorizzazione della partecipazione, alla condivisione di una prodromica valutazione economica ed una proposta di revisione dell'assetto industriale e societario di Edison e della propria catena di controllo di Delmi ed alla definizione di un percorso implementativo dell'operazione identificata.

In relazione a quanto esposto in precedenza 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 utilizzare un modello di determinazione del fair value basato principalmente sul Business Plan del Gruppo Edison così come effettuato da TdE la quale ha condotto tale analisi con l'ausilio di un esperto indipendente attraverso l'utilizzo dei flussi finanziari basati sul Budget 2011 della controllata Edison approvato dal Consiglio di Amministrazione di Edison S.p.A. del 14 gennaio 2011 e sulla base delle previsioni effettuate da parte della direzione aziendale di Edison contenute nel documento "Piano Aziendale 2011-2018". Tale documento, infatti, riflette le migliori stime effettuabili dal Top Management in merito alle principali assunzioni alla base dell'operatività aziendale (andamenti macroeconomici e dei prezzi, ipotesi di funzionamento degli asset produttivi e di sviluppo del business). Tali assunzioni ed i corrispondenti finanziari vengono ritenuti idonei ai fini dello svolgimento dell'impairment test. L'esperto ha verificato le ipotesi contenute nel documento in questione, facendo riferimento a fonti esterne di diversa provenienza. Ha inoltre richiesto alla direzione aziendale di sviluppare analisi e simulazioni ad integrazione del documento di "Piano Aziendale 2011-2018", ricorrendo anche a valutazioni e stime differenti da quelle contenute nel richiamato "Piano Aziendale 2011-2018". L'esperto ha anche esaminato i contenuti del Piano 2010-2017 in precedenza approvato dal Consiglio di Amministrazione di Edison S.p.A..

Si sottolinea, inoltre, che i consiglieri indipendenti di Edison hanno richiesto un'analisi, di controllo delle assunzioni effettuate dall'esperto. Tale attività, affidata a Goldman Sachs, non ha fatto emergere rilievi significativi ed ha confermato quanto presentato dall'esperto.

Per la determinazione del valore recuperabile di ciascuna filiera nell'accezione di valore d'uso è stato stimato il valore attuale dei flussi di cassa operativi al lordo delle imposte (così come espressamente previsto dalla normativa) inerenti alla filiera, riferiti al periodo di pianificazione aziendale (esteso fino al 2018), nonché un valore finale (terminal value) oltre l'orizzonte di piano, coerentemente con la natura degli investimenti e con i settori di operatività di Edison. Per entrambe le filiere è stato stimato un terminal value, determinando un flusso di cassa operativo opportunamente normalizzato per mantenere le condizioni di normale operatività aziendale e considerando un tasso di crescita compreso fra lo zero e il 2% nominale annuo. Ai fini del computo del terminal value, i flussi relativi alla filiera energia elettrica tengono conto dell'esaurimento degli impatti derivanti dalle scadenze delle convenzioni CIP 6/92 che si manifesta a partire dal 2016. Per la stima del terminal value della filiera idrocarburi, i flussi di cassa sono stati normalizzati per depurare, fra l'altro, l'effetto delle rinegoziazioni dei contratti a lungo termine di importazione del gas di pertinenza dell'esercizio 2010. I tassi di attualizzazione, coerenti con i flussi sopra descritti, sono stati stimati mediante la determinazione del costo medio ponderato del capitale.

Applicando la metodologia descritta emerge una riduzione pari a 8.564 migliaia di euro, rispetto al valore di iscrizione iniziale, pari al costo di 276.399 migliaia di euro. Si segnala, inoltre, che rispetto all'ultimo valore di carico pari a 281.585 migliaia di euro, la riduzione della riserva risulta pari a 13.751 migliaia di euro. Tale importo, al netto della fiscalità differita pari a 189 migliaia di euro, trova contropartita in un'apposita riserva di patrimonio netto.

Gli Amministratori di Iren, infatti, ritengono, che tale riduzione di valore possa avere natura temporanea in virtù del fatto che i flussi di Edison, da cui discende, sono legati a variabili sottoposte a forti oscillazioni in relazione alle evoluzioni future dei mercati dell'energia. Da un lato, infatti, la situazione attuale di non completa ripresa dell'economia e dei conseguenti consumi energetici genera uno scenario di overcapacity di capacità produttiva che, correlata alle tensioni sui contratti di fornitura gas di tipo take or pay



(obblighi di ritiro sovrabbondanti rispetto al mercato di sbocco), riduce in maniera anche considerevole i margini delle produzioni da ciclo combinato non cogenerativo. Dall'altra parte, lo scenario macroeconomico che si va delineando, caratterizzato dalla crisi nord africana e medio orientale con influenza sui prezzi dei mercati petroliferi, dalle maggiori incertezze e dai probabili incrementi dei costi legati all'energia nucleare, dalla riduzione degli incentivi alle fonti rinnovabili, accompagnati da una ripresa economica in atto nella maggior parte dei paesi industrializzati, indicano segnali positivi per i produttori di energia caratterizzati da impianti ad alta efficienza alimentati a gas naturale.

Gli amministratori di Iren ritengono, in conclusione, che non vi sia allo stato attuale un'obiettiva evidenza di riduzione permanente nel valore di Delmi anche in considerazione del fatto che valutazioni alternative effettuate con metodi di controllo conducono ad un Fair value superiore, seppur in linea con quanto indicato. Conseguentemente, la riduzione di valore sopra indicata viene iscritta tra gli altri oneri del prospetto "Altre componenti di conto economico complessivo", oltre che a riduzione della relativa riserva di Patrimonio Netto.

#### NOTA 4\_ ATTIVITÀ FINANZIARIE NON CORRENTI

Il dettaglio è evidenziato nella tabella seguente:

	SALDO AL 31/12/2010	SALDO AL 31/12/2009
Verso controllate e joint venture	882.204	508.355
Verso collegate e altre società del gruppo	970	970
<b>Totale</b>	<b>883.174</b>	<b>509.325</b>

migliaia di euro

I crediti finanziari verso controllate e joint venture si riferiscono a crediti verso Iren Energia per 430.000 migliaia di euro (230.000 migliaia di euro al 31 dicembre 2009), a crediti verso AEM Distribuzione per 110.000 migliaia di euro (130.000 migliaia di euro al 31 dicembre 2009), a crediti verso Iren Acqua, Gas per 145.000 migliaia di euro (11.000 migliaia di euro al 31 dicembre 2009), a crediti verso Iren Mercato per 80.000 migliaia di euro (non presenti al 31 dicembre 2009), a crediti verso Iren Emilia per 110.000 migliaia di euro (non presenti al 31 dicembre 2009) e a crediti verso Idrotigullio per 7.204 migliaia di euro (7.355 migliaia di euro al 31 dicembre 2009). Inoltre al 31 dicembre 2009 erano presenti crediti verso AES Torino per 130.000 migliaia di euro.

I crediti finanziari verso altre società del gruppo si riferiscono a un finanziamento infruttifero in conto capitale verso la società Nord Ovest Servizi.

#### Altre attività finanziarie non correnti

Ammontano a 1.989 migliaia di euro (887 migliaia di euro al 31 dicembre 2009) e riguardano il fair value degli strumenti derivati. Per il commento relativo si rimanda al paragrafo "Risk management", capitolo III.

#### NOTA 5\_ ALTRE ATTIVITÀ NON CORRENTI

Sono pari a 414 migliaia di euro (325 migliaia di euro al 31 dicembre 2009) 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 6\_ ATTIVITÀ PER IMPOSTE ANTICIPATE

Ammontano a 17.943 migliaia di euro (13.035 migliaia di euro al 31 dicembre 2009) 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 31.

## ATTIVITÀ CORRENTI

### NOTA 7\_CREDITI COMMERCIALI

Il dettaglio è evidenziato nella tabella seguente:

	SALDO AL 31/12/2010	SALDO AL 31/12/2009
Verso clienti	23	122
Verso controllate e joint venture	13.766	4.308
Verso collegate	259	186
Verso soci parti correlate	28	14
Verso altre società del gruppo	22	120
<b>Totale</b>	<b>14.098</b>	<b>4.750</b>

#### *Crediti verso clienti*

Sono relativi principalmente a crediti per sbilanciamento energia verso Terna e a rimborsi spese. Ammontano a 23 migliaia di euro (122 migliaia di euro al 31 dicembre 2009).

#### *Crediti verso imprese controllate e joint venture*

I crediti verso controllate presentano un saldo pari a 13.766 migliaia di euro (4.308 migliaia di euro al 31 dicembre 2009) e si riferiscono a normali operazioni commerciali, intrattenute a condizioni di mercato. Il dettaglio dei crediti verso società controllate è riportato nella tabella seguente:

	SALDO AL 31/12/2010	SALDO AL 31/12/2009
Acquedotto Monferrato	5	5
Acquedotto Savona	5	5
AEM Torino Distribuzione	508	595
AEMNET	19	9
AES Torino	186	113
AGA	3	6
CAE AMGA Energia	25	2
CELPI	4	2
Genova Reti Gas	137	86
Enia Parma	48	-
Enia Piacenza	38	-
Enia Reggio Emilia	49	-
Eniatel	11	-
Idrotigullio	59	13
Immobiliare delle Fabbriche	1	1
Iren Acqua Gas	2.021	424
Iren Ambiente	756	-
Iren Emilia	2.500	-
Iren Energia	3.823	1.675
Iren Mercato	2.539	1.119
Iren Rinnovabili	36	-
Iren Servizi	687	182
LIAG	4	2
Mediterranea delle Acque	199	17
Nichelino Energia	15	7
OLT Offshore LNG	2	-
Sasternet	18	3
Società Acque Potabili	59	42
Tema	9	-
<b>Totale</b>	<b>13.766</b>	<b>4.308</b>

### *Crediti verso imprese collegate*

Il dettaglio dei crediti verso società collegate è riportato nella tabella seguente:

	migliaia di euro	
	SALDO AL 31/12/2010	SALDO AL 31/12/2009
ACOS	9	9
ACIAM	12	-
AIGA	-	-
AMAT	-	9
AMTER	19	11
ASA	166	126
ASMT Servizi Industriali	-	6
Astea	6	6
ASTER	-	-
Domus Acqua	12	8
Fata Morgana	-	-
In.Te.Gra. Clienti	14	11
MACQUE	-	-
Mondo Acque	2	-
Piana Ambiente	16	-
Plurigas	-	-
Valle Dora Energia	1	-
FATA	1	-
Iniziative Ambientali	1	-
<b>Totale</b>	<b>259</b>	<b>186</b>

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 (14 migliaia di euro al 31 dicembre 2009) e si riferiscono a crediti per attività svolte a favore di FSU.

### *Crediti verso altre società del Gruppo*

Ammontano a 22 migliaia di euro (120 migliaia di euro al 31 dicembre 2009) e riguardano crediti verso Atena Patrimonio per 22 migliaia di euro (invariato rispetto al 31 dicembre 2009). Si riferiscono ai compensi reversibili per le cariche ricoperte da dipendenti di Iren in tale società. Al 31 dicembre 2009 erano presenti crediti verso LNG Med Gas per 98 migliaia di euro.

### **NOTA 8\_CREDITI PER IMPOSTE CORRENTI**

Ammontano a 663 migliaia di euro (1.693 migliaia di euro al 31 dicembre 2009) e si riferiscono a crediti per anticipi IRAP. Al 31 dicembre 2009 la voce crediti per imposte correnti era denominata crediti tributari in cui erano presenti anche crediti per ritenute su c/c pari a 19 migliaia di euro. Tale voce nell'esercizio 2010 è stata riclassificata tra i crediti vari e altre attività correnti.

## NOTA 9\_CREDITI VARI E ALTRE ATTIVITÀ CORRENTI

Il dettaglio della voce è riportato nella tabelle seguente:

	migliaia di euro	
	SALDO AL 31/12/2010	SALDO AL 31/12/2009
Crediti verso il personale	56	36
Crediti verso controllate per IVA di gruppo	33.554	5.408
Crediti verso controllate per consolidato fiscale	19.650	-
Crediti verso FSU per consolidato fiscale	-	21.874
Crediti verso Erario per IVA	1.410	-
Crediti verso altri	1.122	267
Crediti di natura tributaria	847	19
Risconti attivi	516	193
<b>Totale</b>	<b>57.155</b>	<b>27.797</b>

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.; al 31 dicembre 2009 il consolidato fiscale era in capo a FSU s.r.l..

Si segnala che nell'esercizio 2010 gli altri crediti di natura tributaria sono stati inseriti tra i crediti vari e altre attività correnti a differenza del 31 dicembre 2009 in cui erano inseriti tra i crediti tributari. A tal proposito si è provveduto a riclassificare i dati comparativi.

I crediti verso il personale sono costituiti da crediti per finanziamenti concessi a dipendenti, anticipi su pensioni, stipendi e trasferte.

## NOTA 10\_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.

I crediti finanziari correnti riguardano:

### *Crediti finanziari verso controllate e joint venture*

Ammontano a 962.438 migliaia di euro (701.896 migliaia di euro al 31 dicembre 2009) sono suddivisi come riportato nella tabella seguente:

	migliaia di euro	
	SALDO AL 31/12/2010	SALDO AL 31/12/2009
Per fatture emesse	2.335	-
Per fatture da emettere	21.811	9.298
Per finanziamenti concessi	365.000	-
Per gestione accentrata tesoreria e per cash-pooling	473.908	622.255
Per dividendi da ricevere	99.384	70.343
<b>Totale</b>	<b>962.438</b>	<b>701.896</b>

La voce relativa ai finanziamenti concessi comprende un finanziamento erogato ad AES Torino per 130.000 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 235.000 migliaia di euro.

La voce crediti per dividendi da ricevere si riferisce ad una distribuzione straordinaria deliberata dalle assemblee delle cinque società di primo livello nel mese di dicembre 2010 e che al 31 dicembre 2010 non era ancora stata messa in pagamento.

### Crediti finanziari verso altri

Il dettaglio è riportato nella tabella seguente

	migliaia di euro	
	SALDO AL 31/12/2010	SALDO AL 31/12/2009
Crediti vari finanziari	26	296
Ratei attivi finanziari	23	23
Risconti attivi finanziari	155	192
<b>Totale</b>	<b>204</b>	<b>511</b>

### NOTA 11\_CASSA E ALTRE DISPONIBILITÀ LIQUIDE EQUIVALENTI

Sono così costituite:

	migliaia di euro	
	SALDO AL 31/12/2010	SALDO AL 31/12/2009
Depositi bancari e postali	43.252	20.145
Denaro e valori in cassa	319	326
<b>Totale</b>	<b>43.571</b>	<b>20.471</b>

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 12\_PATRIMONIO NETTO

Il patrimonio netto è dettagliato nella tabella seguente:

	migliaia di euro	
	SALDO AL 31/12/2010	SALDO AL 31/12/2009
Capitale sociale	1.276.226	832.042
Riserve:		
- Riserva sovrapprezzo emissione azioni	105.102	105.102
- Riserva legale	23.862	20.258
- Riserva coperture di flussi finanziari	(13.714)	(10.296)
- Avanzo di fusione	56.793	94.319
- Altre riserve	118.309	34.009
Totale riserve	290.352	243.392
Utili (perdite) portati a nuovo	(36.507)	(36.507)
Utile (perdita) dell'esercizio	102.690	72.070
<b>Totale Patrimonio Netto</b>	<b>1.632.761</b>	<b>1.110.997</b>

#### Capitale sociale

Il capitale sociale ammonta a 1.276.225.677 euro (832.041.783 al 31 dicembre 2009), 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. L'incremento del capitale sociale per euro 444.183.894 è dovuto alla fusione con Enia S.p.A..

#### 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 2009).

#### *Riserva legale*

In conseguenza della destinazione del 5% dell'utile dell'esercizio 2009, come previsto dall'art. 2430 del Codice Civile, la riserva legale si incrementa di 3.604 migliaia di euro e al 31 dicembre 2010 risulta essere pari a 23.862 migliaia di euro (20.258 migliaia di euro al 31 dicembre 2009).

#### *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 2010 risulta essere negativo per 13.714 migliaia di euro (negativo per 10.296 migliaia di euro al 31 dicembre 2009).

#### *Avanzo di fusione*

Ammonta a 56.793 migliaia di euro (94.319 migliaia di euro al 31 dicembre 2009). 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 e 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 per cui al 31 dicembre 2010 ammonta a 24.248 migliaia di euro (26.454 migliaia di euro al 31 dicembre 2009).

#### *Riserva di conferimento*

Tale voce ammonta a 7.555 migliaia di euro (invariato rispetto al 31 dicembre 2009) 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 Enìa e della successiva svalutazione ed è pari a 8.447 migliaia di euro (non presente al 31 dicembre 2009).

#### Utili (perdite) portati a nuovo

Tale voce, negativa per 36.507 migliaia di euro (invariato rispetto al 31 dicembre 2009), 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 515 migliaia di euro.

#### Dividendi

L'Assemblea Ordinaria di Iride S.p.A. ha deliberato il 28 aprile 2009, la distribuzione di un dividendo ordinario pari a 0,053 euro per azione e la distribuzione di un dividendo straordinario pari a 0,032 euro per azione. Il dividendo complessivo pari a 70.724 migliaia di euro è stato messo in pagamento a partire dal giorno 25 giugno 2009.

Relativamente all'esercizio in corso il Consiglio di Amministrazione ha proposto all'Assemblea degli Azionisti, convocata il 30 aprile e il 6 maggio 2011, rispettivamente in prima e seconda convocazione, la distribuzione di un dividendo pari a 0,085 euro per azione. Tale dividendo è soggetto all'approvazione degli azionisti nell'Assemblea annuale.

### PASSIVITÀ NON CORRENTI

#### NOTA 13 PASSIVITÀ FINANZIARIE NON CORRENTI

Ammontano complessivamente a 1.771.438 migliaia di euro (1.259.334 migliaia di euro al 31 dicembre 2009) e sono composte da:

#### Obbligazioni

Ammontano a 155.798 migliaia di euro (non presenti al 31 dicembre 2009) e sono relative a due prestiti obbligazionari non convertibili (puttable bonds), emessi nel 2008 da Enia S.p.A. (ora Iren S.p.A.), con scadenza 2021. L'importo si riferisce al valore a costo ammortizzato, in ossequio ai principi IAS, che al 31 dicembre 2009 era pari a 152.733 migliaia di euro.

#### 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 1.592.637 migliaia di euro (1.243.382 migliaia di euro al 31 dicembre 2009).

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	
			2012	2013	2014	2015	successivi	31/12/2010	31/12/2009	
	tasso min/max	periodo di scadenza						Totale debiti	Totale debiti	
- a tasso fisso	3,095% - 5,68%	2012-2025	44.152	52.053	52.496	59.453	275.915	484.069	233.661	
- a tasso variabile	0,706% - 2,568%	2012-2024	413.843	145.644	227.835	107.735	213.511	1.108.568	1.009.721	
<b>TOTALE</b>			<b>457.995</b>	<b>197.697</b>	<b>280.331</b>	<b>167.188</b>	<b>489.426</b>	<b>1.592.637</b>	<b>1.243.382</b>	

I finanziamenti sono tutti denominati in euro, tranne una quota marginale in yen con una copertura del rischio per variazioni del tasso di cambio a carico dello Stato (Legge 956 del 9/12/77).



Le movimentazioni dei finanziamenti a medio lungo termine avvenute nel corso dell'esercizio sono qui di seguito riepilogate:

	31/12/2009					31/12/2010	
	Totale debiti	Fusione Enia S.p.A.	Incrementi	Riduzioni	Differenze cambio e rettifica costo ammortizzato	Totale debiti	
- a tasso fisso	233.661	182.939	100.000	(32.524)	(6)	484.069	
- a tasso variabile	1.009.721	140.128	100.000	(141.188)	(94)	1.108.568	
<b>TOTALE</b>	<b>1.243.382</b>	<b>323.067</b>	<b>200.000</b>	<b>(173.713)</b>	<b>(100)</b>	<b>1.592.637</b>	

Il totale debito a medio lungo termine al 31 dicembre 2010 risulta in aumento rispetto al 31 dicembre 2009, per effetto delle seguenti variazioni:

- aumento di 323.067 migliaia di euro per effetto della fusione per incorporazione di Enia S.p.A. in Iride S.p.A., ora Iren S.p.A., avvenuta il 1° luglio 2010;
- aumento di 200 milioni per l'erogazione di due nuovi finanziamenti a medio-lungo termine, per 100 milioni con BEI e per 100 milioni con Cassa Depositi e Prestiti, entrambi perfezionati nel mese di dicembre 2010;
- riduzione per complessivi 173.713 migliaia di euro, relativi alla riclassificazione come debito a breve dei finanziamenti in scadenza entro i prossimi 12 mesi e all'estinzione di un finanziamento a medio-lungo termine con Cassa Depositi e Prestiti, sostituito con la nuova erogazione sopra indicata;
- variazioni marginali di costo ammortizzato e differenze cambi.

#### *Altre passività finanziarie non correnti*

Ammontano a 23.003 migliaia di euro (15.952 migliaia di euro al 31 dicembre 2009) e si riferiscono al fair value dei contratti derivati stipulati da Iren per coprire l'esposizione al rischio di tasso di oscillazione dei tassi di interesse dei mutui a tasso variabile (per il commento si rinvia al paragrafo "Risk management").

#### **NOTA 14\_BENEFICI AI DIPENDENTI**

Nel corso dell'esercizio 2010 hanno avuto la seguente movimentazione:

	migliaia di euro
<b>Valore al 31 dicembre 2009</b>	<b>2.078</b>
Obbligazioni maturate per l'attività prestata nel periodo	116
Oneri finanziari	212
Erogazioni rilasci e prelievi	(384)
(Utili) / Perdite attuariali	(118)
Fusione per incorporazione e altre variazioni	7.902
<b>Valore al 31 dicembre 2010</b>	<b>9.806</b>

Le passività per benefici a dipendenti sono costituite da:

#### *Trattamento di fine rapporto (TFR)*

Nel corso dell'esercizio 2010 il TFR ha avuto la seguente movimentazione:

	migliaia di euro
<b>Valore al 31 dicembre 2009</b>	<b>1.778</b>
Obbligazioni maturate per l'attività prestata nel periodo	-
Oneri finanziari	144
Erogazioni rilasci e prelievi	(116)
(Utili) / Perdite attuariali	(165)
Fusione per incorporazione e altre variazioni	2.479
<b>Valore al 31 dicembre 2010</b>	<b>4.120</b>

### 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
<b>Valore al 31 dicembre 2009</b>	<b>122</b>
Obbligazioni maturate per l'attività prestata nel periodo	8
Oneri finanziari	8
Erogazioni/rilasci	-
(Utili) / Perdite attuariali	(31)
Fusione per incorporazione e altre variazioni	178
<b>Valore al 31 dicembre 2010</b>	<b>285</b>

#### 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
<b>Valore al 31 dicembre 2009</b>	<b>106</b>
Obbligazioni maturate per l'attività prestata nel periodo	5
Oneri finanziari	5
Erogazioni/rilasci	(17)
(Utili) / Perdite attuariali	(2)
Fusione per incorporazione e altre variazioni	82
<b>Valore al 31 dicembre 2010</b>	<b>179</b>

#### Sconto energia

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
<b>Valore al 31 dicembre 2009</b>	<b>72</b>
Obbligazioni maturate per l'attività prestata nel periodo	103
Oneri finanziari	6
Erogazioni/rilasci	(129)
(Utili) / Perdite attuariali	113
Fusione per incorporazione e altre variazioni	3.934
<b>Valore al 31 dicembre 2010</b>	<b>4.099</b>

#### Premumgas

Il fondo Premumgas è un trattamento pensionistico integrativo che permette al dipendente di raggiun-

gere 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
<b>Valore al 31 dicembre 2009</b>	<b>-</b>
Obbligazioni maturate per l'attività prestata nel periodo	-
Oneri finanziari	49
Erogazioni/rilasci	(122)
(Utili) / Perdite attuariali	(33)
Fusione per incorporazione e altre variazioni	1.229
<b>Valore al 31 dicembre 2010</b>	<b>1.123</b>

#### *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 4,5%;
- 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:

- a) 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);
- b) 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;
- c) 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;
- d) probabilità di lasciare un coniuge superstite rilevate dall'ISTAT;
- e) 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 15\_FONDI PER RISCHI E ONERI

I fondi per rischi ed oneri sono pari a 19.193 migliaia di euro (1.381 migliaia di euro al 31 dicembre 2009) per la quota non corrente. Si precisa che a seguito del prolungamento dei tempi relativi alla risoluzione delle controversie alle quali è riferito il fondo, nell'esercizio 2010, si è provveduto ad una riclassificazione del valore del fondo stesso per 9.397 migliaia di euro dalla categoria corrente alla non corrente. La seguente tabella evidenzia la consistenza e la movimentazione dei fondi per rischi ed oneri, compresa la quota corrente.

Fondi per rischi e oneri	migliaia di euro				
	SALDO AL 31/12/2009	Riclassifiche	Incrementi	Decrementi	SALDO AL 31/12/2010
Fondo rischi quota non corrente	1.368	9.397	8.428	-	19.193
Fondo rischi quota corrente	9.397	(9.397)	-	-	-
Fondo dipendenti cessati	14	-	-	(14)	-
<b>Totale fondi</b>	<b>10.779</b>	<b>-</b>	<b>8.428</b>	<b>(14)</b>	<b>19.193</b>

Gli incrementi per 6.766 migliaia di euro sono principalmente dovuti alla fusione per incorporazione di Enia S.p.A., mentre i decrementi di 14 migliaia di euro sono dovuti al conferimento ad Iren Energia. 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 16\_PASSIVITÀ PER IMPOSTE DIFFERITE

Le passività per imposte differite, pari a 2.422 migliaia di euro (1.814 migliaia di euro al 31 dicembre 2009), 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 31.

#### PASSIVITÀ CORRENTI

##### NOTA 17\_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	
	SALDO AL 31/12/2010	SALDO AL 31/12/2009
Debiti finanziari verso istituti di credito	791.314	456.764
Debiti finanziari verso controllate	112.383	18.136
Debiti finanziari verso soci parti correlate	3.628	3.676
Altri debiti finanziari	12	12
<b>Totale</b>	<b>907.337</b>	<b>478.588</b>

#### Debiti finanziari verso istituti di credito

	migliaia di euro	
	SALDO AL 31/12/2010	SALDO AL 31/12/2009
Mutui - quota a breve	97.820	175.490
Altri debiti verso banche a breve	692.025	279.721
Ratei e risconti passivi finanziari	1.469	1.553
<b>Totale</b>	<b>791.314</b>	<b>456.764</b>

## Debiti finanziari verso controllate

	migliaia di euro	
	SALDO AL 31/12/2010	SALDO AL 31/12/2009
Per fatture da ricevere	83	26
Per cash-pooling	112.300	18.110
<b>Totale</b>	<b>112.383</b>	<b>18.136</b>

### *Debiti finanziari verso soci parti correlate*

Ammontano a 3.628 migliaia di euro (3.676 migliaia di euro al 31 dicembre 2009) 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 12 migliaia di euro (invariato rispetto al 31 dicembre 2009) e riguardano debiti verso Monte Titoli.

## **NOTA 18 DEBITI COMMERCIALI**

La scadenza di tutti i debiti commerciali non supera i 12 mesi. Il valore contabile di tali debiti approssima il loro fair value in quanto l'impatto dell'attualizzazione risulta trascurabile.

	migliaia di euro	
	SALDO AL 31/12/2010	SALDO AL 31/12/2009
Debiti verso fornitori	22.715	7.734
Debiti verso società controllate	6.302	985
Debiti verso società collegate	979	-
Debiti verso soci parti correlate	2.417	-
<b>Totale</b>	<b>32.413</b>	<b>8.719</b>

## **NOTA 19 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.

	migliaia di euro	
	SALDO AL 31/12/2010	SALDO AL 31/12/2009
Debiti verso istituti di previdenza e di sicurezza sociale	1.455	490
Debiti verso controllate per consolidato fiscale	4.945	-
Debiti verso controllate per IVA di gruppo	34.485	2.114
Debiti verso Erario per IVA	-	3.218
Debiti IRPEF	994	298
Debiti verso il personale	3.279	1.021
Altri debiti	2.227	1.099
<b>Totale</b>	<b>47.385</b>	<b>8.240</b>

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.; al 31 dicembre 2009 il consolidato fiscale era in capo a FSU S.r.l..

## **NOTA 20 DEBITI PER IMPOSTE CORRENTI**

Si riferiscono a debiti tributari per IRES e IRAP ed ammontano a 3.421 migliaia di euro (541 migliaia di euro al 31 dicembre 2009).

Si segnala che al 31 dicembre 2009 la voce debiti per imposte correnti era denominata debiti tributari in cui erano presenti debiti IRPEF per 298 migliaia di euro ora riclassificati nella voce debiti vari ed altre passività correnti.

## NOTA 21\_FONDI PER RISCHI E ONERI QUOTA CORRENTE

Al 31 dicembre 2010 tale voce è pari a zero. Al 31 dicembre 2009 ammontava a 9.397 migliaia di euro e si riferiva alla quota del fondo rischi che si prevedeva di utilizzare entro l'esercizio successivo.

### 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 787.397 migliaia di euro (504.832 migliaia di euro al 31 dicembre 2009) ed è composto come riportato nella tabella seguente:

	migliaia di euro	
	SALDO AL 31/12/2010	SALDO AL 31/12/2009
Attività finanziarie a medio e lungo termine	(885.165)	(510.211)
Indebitamento finanziario a medio e lungo termine	1.771.438	1.259.334
<b>Indebitamento finanziario netto a medio e lungo termine</b>	<b>886.273</b>	<b>749.123</b>
Attività finanziarie a breve termine	(1.006.213)	(722.879)
Indebitamento finanziario a breve termine	907.337	478.588
<b>Indebitamento finanziario netto a breve termine</b>	<b>(98.876)</b>	<b>(244.291)</b>
<b>Indebitamento finanziario netto</b>	<b>787.397</b>	<b>504.832</b>

### Posizione verso parti correlate

Le attività finanziarie a medio/lungo termine sono relative per 883.175 migliaia di euro (509.325 migliaia di euro al 31 dicembre 2009) a finanziamenti concessi a società controllate e altre società del gruppo.

Le attività finanziarie a breve termine sono relative per 962.438 migliaia di euro (701.896 migliaia di euro al 31 dicembre 2009) a crediti finanziari verso controllate dovuti al rapporto di tesoreria accentrata, a finanziamenti concessi, a crediti per dividendi da ricevere.

Le passività finanziarie a breve termine pari a 116.011 migliaia di euro (21.812 migliaia di euro al 31 dicembre 2009) sono relative a debiti finanziari verso le società controllate per il rapporto di tesoreria accentrata e 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.

Per un maggiore dettaglio si rimanda alle tabelle in allegato sui rapporti con parti correlate.

Si riporta di seguito la posizione finanziaria netta secondo la struttura proposta dalla raccomandazione CESR del 10 luglio 2005 che non include le attività finanziarie a lungo termine.

	migliaia di euro	
Indebitamento finanziario netto	SALDO AL 31/12/2010	SALDO AL 31/12/2009
A. Cassa	(43.571)	(20.471)
B. Altre disponibilità liquide (dettagli)	-	-
C. Titoli detenuti per la negoziazione	-	-
<b>D. Liquidità (A) + (B) + (C)</b>	<b>(43.571)</b>	<b>(20.471)</b>
<b>E. Crediti finanziari correnti</b>	<b>(962.642)</b>	<b>(702.407)</b>
F. Debiti bancari correnti	693.494	281.274
G. Parte corrente dell'indebitamento non corrente	97.820	175.490
H. Altri debiti finanziari correnti	116.023	21.824
<b>I. Indebitamento finanziario corrente (F)+(G)+(H)</b>	<b>907.337</b>	<b>478.588</b>
<b>J. Indebitamento finanziario corrente netto (I) - (E) - (D)</b>	<b>(98.876)</b>	<b>(244.290)</b>
K. Debiti bancari non correnti	1.592.637	1.243.382
L. Obbligazioni emesse	155.798	-
M Altri debiti non correnti	23.003	15.952
<b>N. Indebitamento finanziario non corrente (K) + (L) + (M)</b>	<b>1.771.438</b>	<b>1.259.334</b>
<b>O. Indebitamento finanziario netto (J) + (N)</b>	<b>1.672.562</b>	<b>1.015.044</b>

## 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:

	migliaia di euro	
	Esercizio 2010	Esercizio 2009
Servizi a soci parti correlate	28	28
Servizi a controllate e collegate	10.151	4.732
Servizi ad altre imprese partecipate	180	367
<b>Totale</b>	<b>10.359</b>	<b>5.127</b>

I ricavi per prestazioni di servizio a soci parti correlate riguardano prestazioni a favore di FSU.

I ricavi per prestazioni di servizi a controllate e partecipate, pari a 10.151 migliaia di euro (4.732 migliaia di euro nell'esercizio 2009) si riferiscono alle prestazioni di servizi amministrativi e tecnici forniti sulla base di un apposito contratto ed in particolare sono così dettagliati:

	migliaia di euro	
	Esercizio 2010	Esercizio 2009
AEM Torino Distribuzione	353	349
AEMNET	11	9
AES Torino	61	70
Celpi	4	4
Genova Reti Gas	-	51
Iren Acqua Gas	1.855	703
Iren Ambiente	381	-
Iren Emilia	2.018	-
Iren Energia	2.586	1.092
Iren Mercato	2.310	1.900
Iren Rinnovabili	35	-
Iride Servizi	525	183
LNG Med GAS	-	-
Nichelino Energia	11	4
OLT Offshore LNG	-	-
Valle Dora Energia	1	-
<b>Totale</b>	<b>10.151</b>	<b>4.365</b>

Nell'esercizio 2009 erano presenti ricavi verso la società LNG Med Gas per 367 migliaia di euro che risultano riclassificati tra i ricavi per servizi ad altre imprese.

I ricavi per servizi ad altre imprese pari a 180 migliaia di euro si riferiscono 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 2010	Esercizio 2009
Ricavi esercizi precedenti	3.108	447
Rimborsi vari	1.402	520
<b>Totale</b>	<b>4.510</b>	<b>967</b>

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 9 migliaia di euro (15 migliaia di euro nell'esercizio 2009) 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 sono dettagliati nella tabella sottostante:

	migliaia di euro	
	Esercizio 2010	Esercizio 2009
Prestazioni professionali	5.010	6.889
Trasferte del personale per lavoro, corsi o convegni	224	127
Compensi e rimborsi spese ai sindacati	181	182
Assicurazioni	285	68
Spese di pubblicità e rappresentanza	4.038	3.815
Comunicazioni telefoniche e postali	43	113
Gestione mense ed esercizi convenzionati	41	20
Spese bancarie e postali	1.733	1.276
Forniture di energia elettrica da Iren Mercato	249	245
Forniture di acqua	17	19
Servizi da controllate e società del Gruppo	2.343	1.707
Altri costi per servizi	1.391	454
<b>Totale</b>	<b>15.555</b>	<b>14.915</b>

I costi per godimento beni di terzi ammontano a 130 migliaia di euro (101 migliaia di euro nell'esercizio 2009) e comprendono noleggi di automezzi e affitti vari.

Per una maggiore chiarezza espositiva si precisa che il costo relativo ai compensi degli amministratori pari a 637 migliaia di euro (547 migliaia di euro al 31 dicembre 2009) è stato riclassificato tra i costi del personale.

### NOTA 26\_ ONERI DIVERSI DI GESTIONE

Il dettaglio degli oneri diversi di gestione è indicato nella tabella seguente:

	migliaia di euro	
	Esercizio 2010	Esercizio 2009
Quote associative	850	713
Imposte e tasse	614	255
Erogazioni liberali	63	5
Costi relativi ad esercizi precedenti	919	335
Imposte e tasse relative ad esercizi precedenti	21	3
Altri oneri diversi di gestione	140	44
<b>Totale</b>	<b>2.607</b>	<b>1.355</b>

I costi per imposte e tasse riguardano principalmente i tributi diversi corrisposti quali l'ICI e imposte di bollo. I costi relativi ad esercizi precedenti riguardano principalmente differenze su stime.

### NOTA 27\_ COSTO DEL PERSONALE

I costi per il personale sono così dettagliati:

	migliaia di euro	
	Esercizio 2010	Esercizio 2009
Salari e stipendi	9.321	4.248
Oneri previdenziali e assistenziali	2.689	1.268
Oneri per programmi a benefici definiti - Altri piani a benefici definiti	116	14
Altri costi del personale	761	409
Compensi agli amministratori	637	547
<b>Totale</b>	<b>13.524</b>	<b>6.486</b>

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.

Si precisa che il costo relativo ai compensi degli amministratori pari a 637 migliaia di euro (547 migliaia di euro al 31 dicembre 2009) nell'esercizio precedente risultava classificato tra le prestazioni di servizi.

Il numero medio dei dipendenti ed il numero all'inizio ed alla fine del periodo sono riportati nella seguente tabella:

Società	Situazione al 31.12.2010	Situazione al 31.12.2009	Numero medio esercizio 2010
Dirigenti	21	11	16
Quadri	47	19	33
Impiegati	202	44	124
<b>Totale</b>	<b>270</b>	<b>74</b>	<b>173</b>

### NOTA 28\_ AMMORTAMENTI

Ammontano a 531 migliaia di euro (396 migliaia di euro nell'esercizio 2009) e si riferiscono all'ammortamento dei fabbricati di proprietà della società.

## NOTA 29\_ACCANTONAMENTI E SVALUTAZIONI

	migliaia di euro	
	Esercizio 2010	Esercizio 2009
Fondi rischi	212	94
Fondo svalutazione crediti	32	-
Rilascio fondi	-	(1.920)
<b>Totale</b>	<b>244</b>	<b>(1.826)</b>

A partire dall'esercizio 2006 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 2010	Esercizio 2009
Proventi da partecipazioni	142.690	204.897
Interessi attivi bancari	59	70
Interessi attivi verso società del Gruppo	33.422	29.774
Interessi attivi per contratti derivati di copertura rischio tasso	1.119	3.299
Utili attuariali nella valutazione dei benefici ai dipendenti	231	6
Variazione fair value contratti derivati	65	112
Altri proventi finanziari	64	421
<b>Totale</b>	<b>177.650</b>	<b>238.579</b>

I proventi da partecipazioni includono la distribuzione straordinaria effettuata dalle società caposettore Iren Acqua Gas, Iren Energia, Iren Mercato, Iren Emilia e Iren Ambiente attingendo dalle riserve distribuibili, per complessive 99.384 migliaia di euro.

### Oneri finanziari

Il dettaglio degli oneri finanziari è riportato nella tabella seguente:

	migliaia di euro	
	Esercizio 2010	Esercizio 2009
Interessi passivi verso il sistema bancario per mutui	35.350	28.782
Interessi passivi verso il sistema bancario per aperture di credito	6.582	8.426
Interessi passivi per contratti derivati di copertura rischio tasso	21.660	16.909
Interessi passivi sulla moratoria fiscale	210	64.312
Interessi verso controllate	90	111
Oneri finanziari verso soci parti correlate	-	33
Benefici ai dipendenti	212	97
Oneri finanziari per attualizzazione fondo rischi	1.464	610
Oneri finanziari su contratti derivati	1.564	12
Perdita attuariale nella valutazione benefici ai dipendenti	113	-
Altri oneri finanziari	2	-
<b>Totale</b>	<b>67.247</b>	<b>119.292</b>

Il dettaglio degli oneri finanziari per benefici ai dipendenti è riportato nella nota di commento "Benefici ai dipendenti" della Situazione Patrimoniale-Finanziaria.

### NOTA 31 IMPOSTE SUL REDDITO

Le imposte sul reddito ammontano a 10.016 migliaia di euro (31.504 migliaia di euro nell'esercizio 2009) e sono composte come riportato di seguito:

- imposte correnti, positive per 9.957 migliaia di euro (positive per 21.874 migliaia di euro nell'esercizio 2009);
- nell'esercizio 2009 erano presenti oneri derivanti da eventi eccezionali negativi per 56.436 migliaia di euro, che si riferivano al recupero degli aiuti di stato illegittimi usufruiti durante il periodo della cosiddetta moratoria fiscale (per maggiori informazioni si rimanda al paragrafo sottostante "Recupero degli aiuti di stato");
- imposte differite nette positive per 59 migliaia di euro (3.058 migliaia di euro nell'esercizio 2009).

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 32.286 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 euro 8.879 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, ha 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, in data 29.07.2002, 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.

Il Tribunale di primo grado, con ordinanza del 19.05.2003, ha ammesso la richiesta di AEM Torino ad intervenire nel procedimento instaurato da ACEA. L'AEM Torino e l'AMGA, oggi Iren S.p.A., nei confronti della Commissione Europea, si avvalgono della consulenza e professionalità di esperti esterni.

Nel corso dell'esercizio 2005, la procedura per il recupero degli aiuti di Stato dichiarati illegittimi dalla decisione 2003/193/CE della Commissione del 5 giugno 2002 veniva disciplinata dall'art. 27 della Legge 18 aprile 2005 n. 62.

Nel rispetto del quadro normativo sopra indicato, l'ex AEM Torino e l'ex AMGA hanno presentato la dichiarazione relativa ai periodi d'imposta agevolati, precisando, tra l'altro, che il recupero dell'aiuto di Stato di cui alla decisione 2003/293/Ce del 5 luglio 2002 non trova applicazione per i ricavi non rinvenienti da attività, al tempo, svolte in regime di libera concorrenza o comunque rispetto ai quali la fruizione della moratoria fiscale non possa aver determinato alterazioni agli scambi in ambito intra comunitario, e ciò in linea con quanto eccepito dalla Società, in relazione alla propria posizione, nei ricorsi presentati contro la decisione della Commissione Europea.

Con riferimento sia alla dichiarazione presentata (che, avvalendosi del condono, non evidenziava alcun debito tributario) sia all'inserimento o meno in bilancio di un Fondo rischi a tale titolo la società si è avvalsa anche del parere dei propri consulenti.

La sopra descritta procedura per il recupero degli aiuti di stato (prevista dall'art. 27 della L. 18 aprile 2005 n. 62) è stata modificata dall'art. 1, comma 132 della L. 23 dicembre 2005, n. 266 (Finanziaria 2006).

Senza dubbio l'effetto principale delle modifiche apportate all'art. 27 dalla Finanziaria 2006 è stato quello di dilatare i tempi di emissione del primo atto che sancisce l'inizio formale del procedimento di recupero (nella precedente formulazione l'avviso di accertamento emesso dalla DRE competente che doveva avvenire entro il 11.01.2006).

Nella nuova formulazione dell'art. 27 infatti il primo adempimento che dà il via al procedimento di recupero è l'emissione del Decreto del Ministero dell'Interno in relazione al quale, peraltro, non è fissato un termine di emissione.

Successivamente, con il Decreto Legge 15 febbraio 2007, n. 10, sono state previste nuove modalità di recupero dei suddetti aiuti di Stato considerati illegittimi, senza peraltro introdurre nuovi adempimenti a carico della Società.

In particolare, il recupero sarebbe stato effettuato dall'Agenzia delle Entrate sulla base delle comunicazioni trasmesse dagli enti locali e delle dichiarazioni dei redditi presentate dalle società beneficiarie. L'Agenzia avrebbe dovuto liquidare l'imposta con i relativi interessi, provvedendo al recupero degli aiuti nella misura della loro effettiva fruizione.

L'Agenzia delle Entrate nel secondo bimestre del 2007, ha proceduto alla notifica nei confronti di Iride Spa (oggi Iren, già AEM Torino S.p.A. e incorporante della società AMGA S.p.A) per la posizione di AEM Torino S.p.A. e di AMGA S.p.A.- in base al citato D.L. n. 10/2007 - di avvisi denominati "comunicazione-ingiunzione", relativamente ai presunti aiuti fruiti nei periodi di moratoria.

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.

Con il disposto dell'art. 24, D.L. 29 novembre 2008, n. 185, convertito con modificazioni dalla L. 28 gennaio 2009, n. 2, sono state introdotte nuove disposizioni orientate al recupero degli aiuti equivalenti alle imposte non corrisposte e dei relativi interessi conseguente all'applicazione del regime di esenzione fiscale previsto dagli art. 3, comma 70, della legge 28 dicembre 1995, n. 549, e 66, comma 14, del decreto-legge 30 agosto 1993, n. 331, convertito, con modificazioni, dalla legge 29 ottobre 1993, n. 427; ciò sempre in attuazione della Decisione 2003/193/CE della Commissione Europea.

In base al citato provvedimento, il recupero viene attuato - tenuto conto di quanto già pagato ai sensi dell'art. 1, comma 2, D.L. 15 febbraio 2007, n. 10, convertito, con modificazioni, dalla L. 6 aprile 2007, n. 46, dalla Agenzia delle Entrate, mediante una attività di accertamento volta a determinare l'effettiva imposta dovuta, entro centoventi giorni decorrenti dal 29 novembre 2008. Non è prevista la possibilità di dilazione, né di sospensione dal pagamento.

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 euro 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 euro 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 10 febbraio 2010 davanti la Commissione Tributaria Provinciale di Genova sono stati discussi i ricorsi notificati per l'ex AMGA per gli anni 96, 97, 98 e 99. La Commissione ha accolto parzialmente il ricorso presentato da Iride in relazione al tasso applicato per il calcolo degli interessi dovuti sugli aiuti di stato ritenuti illegittimi.

A tal proposito, in data 12 gennaio 2011 la Commissione di Genova ha stabilito di nominare un Consulente tecnico "(...) al fine della quantificazione degli interessi dovuti nel caso di legittimità della revoca degli aiuti di Stato e la rilevazione dei tassi di interesse dovuti". Il consulente tecnico d'ufficio ha prestato giuramento in data 16 marzo 2011.

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).

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 2010	Esercizio 2009
A) Risultato prima delle imposte	92.673.481	103.574.211
B) Onere fiscale teorico (aliquota 27,5%)	25.485.207	28.482.908
C) Differenze temporanee tassabili in esercizi successivi	-	-
<i>Acc. F.do sval.ne crediti fiscale</i>		
D) Differenze temporanee deducibili in esercizi successivi	3.803.889	17.783.691
<i>Compenso revisori e amministratori</i>	210.285	206.949
<i>Ammortamenti minus plus</i>	338.470	75.728
<i>Acc. Fondi e interessi passivi</i>	1.958.840	16.998.304
<i>Altro</i>	1.296.294	502.711
E) Rigiro differenze temporanee da esercizi precedenti	-91.920.769	-73.520.907
<i>Dividendi non incassati nell'esercizio</i>	-90.890.549	-70.343.375
<i>Utilizzo fondi</i>	-394.915	-2.384.137
<i>Compenso revisori amministratori</i>	-128.885	-287.615
<i>Altro</i>	-506.420	-505.780
F) Differenze che non si riverteranno negli esercizi successivi	-40.764.172	-127.377.766
<i>Quota non imponibile dei dividendi (95%) incassati al 31/12</i>	-41.148.013	-127.826.207
<i>sopravvenienze attive passive</i>	78.245	142.048
<i>Altre</i>	305.596	306.392
G) Imponibile fiscale (A)+C)+D)+E)+F))	-36.207.570	-79.540.771
H) Imposte correnti sull'esercizio	-9.957.082	-21.873.712
<i>Proventi da consolidamento</i>	-9.957.082	-21.873.712
M) Aliquota	0%	0%

### NOTA 32\_ ALTRE COMPONENTI DI CONTO ECONOMICO COMPLESSIVO

La quota efficace delle variazioni di fair value della copertura di flussi finanziari, negativa per 830 migliaia di euro (6.882 migliaia di euro al 31 dicembre 2009) si riferisce ai derivati stipulati come copertura sulla variazione dei tassi di interesse. Il relativo effetto fiscale è positivo per 457 migliaia di euro (2.224 migliaia di euro al 31 dicembre 2009).

## VII. GARANZIE E PASSIVITÀ POTENZIALI

### GARANZIE PRESTATE

L'ammontare delle garanzie personali prestate è pari a 774.682 migliaia di euro (12.716 migliaia di euro al 31 dicembre 2009) da suddividersi in:

- 404.962 migliaia di euro di garanzie fidejussorie bancarie ed assicurative prestate a vari Enti a fronte principalmente di esecuzione lavori e conferimento rifiuti oltre a garanzie prestate a fronte di mutui tra cui 200.000 migliaia di euro verso BEI e 7.669 migliaia di euro a garanzia mutuo Mestni
- 88.271 migliaia di euro di garanzie prestate per conto di Società controllate, principalmente a garanzia affidamenti bancari
- 281.449 migliaia di euro di garanzie prestate per conto di Società collegate, principalmente a garanzia affidamenti bancari tra i quali 231.930 migliaia di euro verso banche diverse per Sinergie Italiane Srl per la quale sono state attivate le azioni che riguardano, oltre la cessione delle quote che presumibilmente avverrà dopo il bilancio di settembre 2011, il rientro dalle garanzie prestate e la definizione della gestione del trasferimento dello stoccaggio del gas.

Tra gli impegni contrattuali è presente, il valore di conferimento, pari a 241.712 migliaia di euro, del complesso dei beni afferenti il ciclo idrico oggetto della scissione verificatasi nel 2005 a favore delle tre società beneficiarie dei beni oggetto dello scorporo ed afferenti il ciclo idrico integrato: Agac Infrastrutture S.p.A., Parma Infrastrutture S.p.A. e Piacenza Infrastrutture S.p.A. con le tre società, tutte al 100% di proprietà pubblica come previsto dall'art. 113 comma 13 del T.U.E.L., Enia ha stipulato appositi contratti di regolazione della concessione d'uso mediante affitto del complesso organizzato dei beni in oggetto.

Inoltre in data 16 febbraio 2010 il Consiglio di Amministrazione 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 il budget prevede per il 2011 un impegno per la controllata Iren Mercato pari a circa 43 milioni di euro.

## VIII. ALTRE INFORMAZIONI

### COMUNICAZIONE CONSOB N. DEM/6064293 DEL 28 LUGLIO 2006

#### *Eventi e operazioni significative non ricorrenti*

Nel corso dell'esercizio 2010 la società non ha posto in essere eventi e/o operazioni significative non ricorrenti, così come definite dalla Comunicazione stessa, vale a dire eventi od operazioni il cui accadimento risulta non ricorrente oppure operazioni o fatti che non si ripetono frequentemente nel consueto svolgimento dell'attività. Nel 2009 era presente l'operazione non ricorrente relativa al recupero dei presunti Aiuti di Stato nei confronti della ex AEM Torino S.p.A. e della ex AMGA S.p.A. che ha generato un onere non ricorrente, al lordo delle imposte, pari a 103.062 migliaia di euro. Più precisamente l'onere si riferiva per 38.749 migliaia di euro alla quota capitale e per 64.312 migliaia di euro agli interessi passivi.

#### *Posizioni o transazioni derivanti da operazioni atipiche e/o inusuali*

Si precisa che nel corso del 2010 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 2010 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 24 Marzo 2011. 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.

## IX. FATTI DI RILIEVO AVVENUTI DOPO LA CHIUSURA DELL'ESERCIZIO

### TRASFORMAZIONE DI SAN GIACOMO S.R.L. IN SOCIETÀ PER AZIONI E RIDENOMINAZIONE IN MEDITERRANEA DELLE ACQUE S.P.A.

In virtù della delibera di Assemblea di San Giacomo S.r.l., società controllata tramite Iren Acqua Gas, assunta il 28 dicembre 2010, ha avuto efficacia, dal 5 gennaio 2011, la trasformazione di San Giacomo da società a responsabilità limitata a società per azioni. Contestualmente la società ha assunto la denominazione di Mediterranea delle Acque S.p.A., adottando così il nome della società dalla stessa incorporata.

## X. ALLEGATI AL BILANCIO SEPARATO

ELENCO DELLE PARTECIPAZIONI

PROSPETTO DI PATRIMONIO NETTO CON INFORMAZIONI AGGIUNTIVE

PROSPETTO DI RILEVAZIONE DELLE IMPOSTE ANTICIPATE  
E DIFFERITE E DEGLI EFFETTI

RAPPORTI CON PARTI CORRELATE ANNO 2010

RICONCILIAZIONE PROSPETTI DI BILANCIO IAS/IFRS  
CON I PROSPETTI DI BILANCIO RICLASSIFICATI

COMPENSI PERCEPITI DA AMMINISTRATORI, SINDACI  
E DIRIGENTI CON RESPONSABILITÀ STRATEGICHE

CORRISPETTIVI ALLA SOCIETÀ DI REVISIONE

## ELENCO DELLE PARTECIPAZIONI

Società	Sede	Valuta	Capitale sociale	% possesso
<b>CONTROLLATE</b>				
Iren Acqua Gas S.p.A.	Genova - Via SS. Giacomo e Filippo 7	euro	359.659.568	100,00
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	82,50
Iren Energia S.p.A.	Torino - C.so Svizzera 95	euro	777.679.968	100,00
Iren Mercato S.p.A.	Genova - Via SS. Giacomo e Filippo 7	euro	61.356.220	90,97
AEM Torino Distribuzione S.p.A.	Torino - Via Bertola 48	euro	126.127.156	30,15
Tecnoborgo	Piacenza - Strada Borgoforte 22/34	euro	10.379.640	0,50
<b>COLLEGATE</b>				
Plurigas S.p.A.	Milano - Corso Porta Vittoria, 4	euro	800.000	30,00
<b>ALTRE IMPRESE</b>				
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	Importo 31/12/2010	Importo 31/12/2009	Importo 31/12/2008
<b>CAPITALE</b>	<b>1.276.225.677</b>	<b>832.041.783</b>	<b>832.041.783</b>
<b>RISERVA DI CAPITALE</b>			
Riserva da sovrapprezzo azioni (1)	105.102.206	105.102.206	105.102.206
Avanzo di fusione	56.792.947	94.319.015	94.319.015
<b>RISERVA DI UTILI</b>			
Riserva legale	23.861.884	20.258.391	17.936.101
Altre riserve:			
Riserva straordinaria	24.248.108	26.453.544	53.053.584
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	-	-
Riserva hedging	(13.713.966)	(10.295.716)	(5.637.663)
Utili/perdite portati a nuovo	(36.506.746)	(36.506.746)	(36.506.746)
<b>TOTALE</b>	<b>1.530.070.901</b>	<b>1.038.927.509</b>	<b>1.067.863.312</b>
Quota non distribuibile	1.405.189.767	998.450.140	998.450.140
Residua quota distribuibile	124.881.134	40.477.369	69.413.172

(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

Importo 31/12/2007	Possibilità di utilizzazione	Quota disponibile	Riepilogo delle utilizzazioni fatte nei tre precedenti esercizi	
			Per copertura perdite	Per altre ragioni
825.135.669	B	1.276.225.677		
105.102.206	A, B	105.102.206		
94.319.015	A, B, C	56.792.947		
17.434.012	B	23.861.884		
113.776.598	A, B, C	24.248.108		89.844.476
7.555.032	A, B, C	7.555.032		
-	A, B	(8.446.663)		
-	A, B, C	94.952.422		
2.759.884		-		
(36.506.746)	A, B, C	(36.506.746)		
<b>1.129.575.670</b>				
990.162.803		1.405.189.767		
139.412.867		124.881.134		

## PROSPETTO IMPOSTE ANTICIPATE E DIFFERITE

2010

	Differenze				Imposte a CE	Imposte a PN	Imposte		Totale
	Iniziale	Formazione	Rivers.	Residuo			IRES 27,5%	IRAP 4,82%	
<b><u>Imposte anticipate</u></b>									
<b>ITALIANE</b>									
Compenso amministr.	380.210	82.712	12.225	450.697	8.466	-	123.942	-	123.942
Compenso revisori	160.029	256.276	116.660	299.644	13.919	-	82.402	4.290	86.692
Spese di rappres.01/05	2.135	4.821	-	6.956	-	-	1.913	335	2.248
Fondo rischi IRES IRAP	1.431.729	-	-	1.431.729	-	-	393.726	69.009	462.735
Fondo rischi IRES	9.370.091	7.316.331	-	16.686.422	456.728	-	4.588.766	-	4.588.766
Fondo premio anzianità	113.631	18.664	100.047	32.248	(14.794)	-	8.799	-	8.799
Fondo personale	(12.498)	-	-	(12.498)	3.437	-	-	-	-
Altro	16.743.350	3.478.973	506.420	19.715.903	217.216	-	4.960.158	81.157	5.041.316
<b>IAS</b>									
Fondo rischi	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Strumenti derivati	15.962.159	829.868	-	16.792.027	(69.863)	268.213	4.279.731	809.376	5.089.107
Fondo premio anzianità	8.378	-	-	8.378	(2.304)	-	-	-	-
Fondi personale	191.219	5.007.950	483.542	4.715.628	(8.526)	-	1.338.371	-	1.338.371
Altro	-	4.368.352	-	4.368.352	-	117.761	1.201.297	-	1.201.297
<b>Totale imponibili/imposte anticip.</b>	<b>44.350.432</b>	<b>21.363.947</b>	<b>1.218.894</b>	<b>64.495.486</b>	<b>604.279</b>	<b>385.974</b>	<b>16.979.106</b>	<b>964.167</b>	<b>17.943.273</b>
<b><u>Imposte differite</u></b>									
<b>ITALIANE</b>									
Ammortamenti eccedenti IRES	637.229	-	-	637.229	-	-	175.238	-	175.238
Ammortamenti eccedenti IRAP	617.801	-	19.428	598.373	(936)	-	-	27.905	27.905
Contributi c/impianti	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Fondo svne crediti	44.158	-	-	44.158	-	-	12.143	-	12.143
Dividendi non incassati	3.517.169	4.968.827	3.517.169	4.968.827	399.211	-	1.366.432	-	1.366.432
Plusvalenze cessione cespiti IRES	-	908.299	294.924	613.375	(81.024)	-	168.678	-	168.678
Plusvalenze cessione cespiti IRAP	-	43.546	43.546	-	(2.099)	-	-	-	-
<b>IAS</b>									
Adeguamento fondo TFR	315.276	172.116	23.851	463.541	4.339	-	127.474	-	127.474
Ammortamento pregresso terreni/fabb	760.127	-	-	760.127	-	-	209.035	36.638	245.673
Altro	-	259.316	259.316	-	-	(71.312)	-	-	-
Fondo 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
<b>Totale imponibile/imposte diff.</b>	<b>6.815.178</b>	<b>6.352.104</b>	<b>4.158.234</b>	<b>9.009.048</b>	<b>319.491</b>	<b>(71.312)</b>	<b>2.345.377</b>	<b>76.612</b>	<b>2.421.988</b>
<b><u>PERDITE FISCALI</u></b>									
	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Imposte anticipate (diff.) nette</b>	<b>37.535.254</b>	<b>15.011.843</b>	<b>(2.939.340)</b>	<b>55.486.437</b>	<b>284.788</b>	<b>457.286</b>	<b>14.633.730</b>	<b>887.555</b>	<b>15.521.285</b>

2009

Differenze				Imposte				
Iniziale	Formazione	Rivers.	Residuo	Imposte a CE	Imposte a PN	IRES 27,5%	IRAP 4,82%	Totale
345.515	46.920	12.225	380.210	9.541	-	104.558	-	104.558
275.391	160.029	275.391	160.029	(31.724)	-	44.008	-	44.008
4.631	-	2.495	2.135	(806)	-	587	103	690
1.347.011	106.348	21.630	1.431.729	27.381	-	393.726	69.009	462.735
10.698.457	597.839	1.926.206	9.370.091	(365.301)	-	2.576.775	-	2.576.775
102.184	11.535	88	113.631	3.148	-	31.249	-	31.249
(3.782)	-	8.716	(12.498)	(2.397)	-	(3.437)	-	(3.437)
489.100	16.716.825	462.575	16.743.350	4.469.919	-	4.604.421	-	4.604.421
351.929	-	351.929	-	(113.744)	-	-	-	-
9.140.442	6.821.717	-	15.962.159	-	2.204.779	4.389.594	769.376	5.158.970
8.378	-	-	8.378	-	-	2.304	-	2.304
178.383	18.620	5.784	191.219	3.530	-	52.585	-	52.585
-	-	-	-	-	-	-	-	-
22.937.639	24.479.833	3.067.039	44.350.432	3.999.547	2.204.779	12.196.370	838.488	13.034.858
712.957	-	75.728	637.229	(20.825)	-	175.238	-	175.238
712.957	-	95.156	617.801	(4.587)	-	-	28.841	28.841
-	-	-	-	-	-	-	-	-
44.158	-	-	44.158	-	-	12.143	-	12.143
-	3.517.169	-	3.517.169	967.221	-	967.221	-	967.221
-	-	-	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	-	-	-
357.932	40.709	83.365	315.276	(11.730)	-	86.701	-	86.701
760.127	-	-	760.127	-	-	209.035	36.638	245.673
-	-	-	-	-	-	-	-	-
-	5.540	5.452	88	24	-	24	-	24
947.490	-	60.750	886.740	-	(19.634)	243.853	42.741	286.594
-	64.243	27.652	36.592	11.827	-	10.063	1.764	11.827
3.535.619	3.627.662	348.103	6.815.178	941.930	(19.634)	1.704.278	109.984	1.814.262
-	-	-	-	-	-	-	-	-
19.402.019	20.852.171	2.718.936	37.535.254	3.057.617	2.224.413	10.492.092	728.504	11.220.596



## RAPPORTI CON PARTI CORRELATE ANNO 2010

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
Comune di Parma	-	2.362	-	-
Comune di Torino	-	49	-	-
Finanziaria Sviluppo Utilities	28	5	28	-

#### Rapporti di natura finanziaria

Società	migliaia di euro			
	Crediti	Debiti	Proventi	Oneri
Finanziaria Sviluppo Utilities	-	3.628	-	11

### 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.	5	-	-	5	-	-
Acquedotto Savona S.p.A.	5	-	-	5	-	-
AEM Torino Distribuzione S.p.A.	508	-	353	37	-	25
AEMNET S.p.A.	19	-	11	6	-	-
AES Torino S.p.A.	187	-	61	103	-	10
AGA S.p.A.	3	-	-	3	-	-
CAE AMGA Energia S.p.A.	25	-	-	-	-	-
CELPI S.c.r.l.	4	-	4	-	-	-
Enia Parma S.r.l.	48	-	-	-	-	-
Enia Piacenza S.r.l.	38	-	-	2	-	-
Enia Reggio Emilia S.r.l.	49	-	-	-	-	-
Enia Tel S.p.A.	11	1.656	-	-	-	-
Genova Reti Gas S.r.l.	137	-	-	-	-	-
Idrotigullio S.p.A.	59	-	-	-	-	-
Immobiliare delle Fabbriche	1	-	-	1	-	-
Iren Acqua Gas S.p.A.	2.021	339	1.855	38	205	-
Iren Ambiente S.p.A.	756	870	381	227	588	-
Iren Emilia S.p.A.	2.499	1.448	2.018	13	-	-
Iren Energia S.p.A.	3.823	563	2.586	16	648	273
Iren Mercato S.p.A.	2.539	350	2.310	32	366	8
Iren Rinnovabili S.p.A.	36	-	35	-	-	-
Iride Servizi S.p.A.	687	1.076	525	39	1.409	-
Laboratori Iride Acqua Gas S.r.l.	4	-	-	-	-	-
Mediterranea delle Acque S.p.A.	199	-	-	-	-	-
Nichelino Energia S.r.l.	15	-	11	-	-	-
OLT Offshore Toscana LNG	2	-	-	2	-	-
SasterNet S.p.A.	18	-	-	2	-	-
Società Acque Potabili S.p.A.	59	-	-	59	-	-
Tema S.c.a.r.l.	9	-	-	-	-	-

## Rapporti di natura finanziaria

Società	migliaia di euro				
	Crediti	Debiti	Proventi	Oneri	Dividendi
AEM Torino Distribuzione S.p.A.	144.854	14	4.749	20	-
AEMNET S.p.A.	-	5.188	-	13	-
AES Torino S.p.A.	182.197	-	2.503	-	24.456
CELPI S.c.r.l.	-	88	-	-	-
Idrotigullio S.p.A.	7.240	-	73	-	-
Iren Acqua Gas S.p.A.	228.741	-	3.213	-	32.145
Iren Ambiente S.p.A.	7.281	-	-	-	7.281
Iren Emilia S.p.A.	127.719	15	1.515	15	5.953
Iren Energia S.p.A.	707.102	-	13.022	-	57.987
Iren Mercato S.p.A.	323.541	107.078	6.507	42	4.021
Iride Servizi S.p.A.	115.020	-	1.814	-	1.916
Nichelino Energia S.r.l.	933	-	26	-	-
Tecnoborgo S.p.A.	7	-	-	-	15

## Rapporti di altra natura

Società	migliaia di euro			
	Crediti IVA di Gruppo	Debiti IVA di Gruppo	Crediti CONS FISC	Debiti CONS FISC
AEM Torino Distribuzione S.p.A.	303	-	-	751
AEMNET S.p.A.	113	-	-	-
AES Torino S.p.A.	907	-	3.339	-
AGA S.p.A.	-	-	-	10
CAE AMGA Energia S.p.A.	-	504	221	-
CELPI S.c.r.l.	-	-	-	5
Enia Parma S.r.l.	4.714	-	61	59
Enia Piacenza S.r.l.	2.979	-	55	-
Enia Reggio Emilia S.r.l.	5.506	-	4	-
Enia Solaris S.r.l.	-	16	-	-
Enia Tel S.p.A.	-	-	-	15
Genova Reti Gas S.r.l.	-	2.798	-	-
Immobiliare delle Fabbriche	-	-	-	44
Iren Acqua Gas S.p.A.	-	2.643	3.318	-
Iren Ambiente S.p.A.	4.408	-	3.158	-
Iren Emilia S.p.A.	-	18.728	4.454	-
Iren Energia S.p.A.	-	9.796	-	3.518
Iren Mercato S.p.A.	11.551	-	3.263	-
Iride Servizi S.p.A.	3.073	-	-	418
Mediterranea delle Acque S.p.A.	-	-	1.777	-
Tecnoborgo S.p.A.	-	-	-	108
Zeus S.p.A.	-	-	-	16

## C) RAPPORTI VERSO COLLEGATE

### Rapporti di natura commerciale

Società	Crediti	Debiti	Ricavi per servizi	migliaia di euro	
				Altri proventi	Oneri
Aciam	12	-	-	-	-
Acos	9	-	-	9	-
Amter	20	-	-	-	-
ASA	166	-	-	39	-
Astea	6	-	-	6	-
BT Enia Telecomunicazioni	-	970	-	-	-
Domus Acqua	11	-	-	-	-
Fata Morgana	1	-	-	-	-
Mondo Acqua	3	-	-	-	-
Piana Ambiente	16	-	-	-	-
S.M.A.G S.r.l. (In.Te.Gra Clienti)	14	-	-	3	-
So. Sel.	-	9	-	-	-
Valle Dora Energia S.r.l.	1	-	1	-	-

### Rapporti di natura finanziaria

Società	Crediti	Debiti	Proventi	migliaia di euro	
				Oneri	Dividendi
Edipower	-	-	-	-	3.517
Plurigas	-	-	-	-	5.400
Valle Dora Energia S.r.l.	7	-	-	-	-

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	7.528		
Partecipazioni in imprese controllate, joint venture e collegate	2.169.160		
Altre partecipazioni	267.834		
<b>Totale (A)</b>	<b>2.444.522</b>	<b>Attivo Immobilizzato (A)</b>	<b>2.444.522</b>
Altre attività non correnti	414		
Debiti vari e altre passività non correnti	-		
<b>Totale (B)</b>	<b>414</b>	<b>Altre attività (Passività) non correnti (B)</b>	<b>414</b>
Crediti commerciali	14.098		
Crediti per imposte correnti	663		
Crediti vari e altre attività correnti	57.156		
Debiti commerciali	(32.413)		
Debiti vari e altre passività correnti	(47.384)		
Debiti per imposte correnti	(3.421)		
<b>Totale (C)</b>	<b>(11.301)</b>	<b>Capitale circolante netto (C)</b>	<b>(11.301)</b>
Attività per imposte anticipate	17.943		
Passività per imposte differite	(2.422)		
<b>Totale (D)</b>	<b>15.521</b>	<b>Attività (Passività) per imposte differite (D)</b>	<b>15.521</b>
Benefici ai dipendenti	(9.806)		
Fondi per rischi ed oneri	(19.193)		
Fondi per rischi ed oneri quota corrente	-		
<b>Totale (E)</b>	<b>(28.999)</b>	<b>Fondi e Benefici ai dipendenti (E)</b>	<b>(28.999)</b>
Attività destinate ad essere cedute	-		
Passività correlate ad attività cessate/destinate ad essere cedute	-		
<b>Totale (F)</b>	<b>-</b>	<b>Attività (Passività) destinate a essere cedute (F)</b>	<b>-</b>
		<b>Capitale investito netto (G=A+B+C+D+E+F)</b>	<b>2.420.157</b>
<b>Patrimonio Netto (H)</b>	<b>1.632.760</b>	<b>Patrimonio Netto (H)</b>	<b>1.632.760</b>
Attività finanziarie non correnti	(885.163)		
Passività finanziarie non correnti	1.771.438		
<b>Totale (I)</b>	<b>886.275</b>	<b>Indeb. finanziario a medio e lungo termine (I)</b>	<b>886.275</b>
Attività finanziarie correnti	(962.643)		
Cassa e altre disponibilità liquide equivalenti	(43.571)		
Passività finanziarie correnti	907.336		
<b>Totale (L)</b>	<b>(98.878)</b>	<b>Indeb. finanziario a breve termine (L)</b>	<b>(98.878)</b>
		<b>Indebitamento finanziario netto (M=I+L)</b>	<b>787.397</b>
		<b>Mezzi propri e indeb. finanziario netto (H+M)</b>	<b>2.420.157</b>

## COMPENSI PERCEPITI DA AMMINISTRATORI, SINDACI E DIRIGENTI CON RESPONSABILITÀ STRATEGICHE

Nella tabella che segue, ai sensi dell'art. 78 della deliberazione Consob 11971 del 14 maggio 1999, e successive modificazioni, 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:

Nome	Carica	Periodo per cui è stata ricoperta la carica		Scadenza della carica (*)	Emolumenti per la carica nella società che redige il bilancio	Benefici non monetari	Bonus e altri incentivi	migliaia di euro	
		dal	al					Altri compensi	Totale
Roberto Bazzano	Presidente	01.01.10	31.12.10	31.12.2012	152			380 (1)	532
Roberto Garbati	Amm. Delegato	01.01.10	31.12.10	31.12.2012	127			380 (2)	507
Luigi Giuseppe Villani	Consigliere	31.08.10	31.12.10	31.12.2012	8				8
Luigi Giuseppe Villani	Vice Presidente	31.08.10	31.12.10	31.12.2012	33				33
Andrea Viero	Consigliere	01.05.10	30.08.10		8				8
Andrea Viero	Direttore Generale	31.08.10	31.12.10	31.12.2012	4			127 (3)	131
Paolo Cantarella	Consigliere	01.01.10	31.12.10	31.12.2012	23			12 (4)	35
Gianfranco Carbonato	Consigliere	01.01.10	31.12.10	31.12.2012	23			8 (4)	31
Franco Debenedetti	Consigliere	01.01.10	30.08.10		15				15
Carla Ferrari	Consigliere	01.01.10	30.08.10		15				15
Loic Hennekinne	Consigliere	01.01.10	30.08.10		15				15
Mario Margini	Consigliere	01.01.10	30.08.10		15				15
Giovanni Quaglia	Consigliere	01.01.10	30.08.10		15				15
Alcide Rosina	Consigliere	01.01.10	31.12.10	31.12.2012	23			8 (4)	31
Stefano Zara	Consigliere	01.01.10	30.08.10		15				15
Ernesto Lavatelli	Consigliere	01.01.10	31.12.10	31.12.2012	23			16 (4)	39
Alberto Clò	Consigliere	31.08.10	31.12.10	31.12.2012	8			8 (4)	16
Ettore Rocchi	Consigliere	31.08.10	31.12.10	31.12.2012	8				8
Marco Elefanti	Consigliere	31.08.10	31.12.10	31.12.2012	8			12 (4)	20
Franco Amato	Consigliere	31.08.10	31.12.10	31.12.2012	8			8 (4)	16
Enrico Salza	Consigliere	31.08.10	31.12.10	31.12.2012	8			12 (4)	20
<b>TOTALE</b>					<b>554</b>			<b>971</b>	<b>1.525</b>

(\*) Il mandato scade con l'Assemblea di approvazione del bilancio dell'esercizio che chiude alla data indicata.

(1) Compenso relativo all'incarico di Direttore Generale di Iren Acqua Gas S.p.A. 380 migliaia di euro. Sono presenti inoltre compensi reversibili a Iren S.p.A. per la carica di Amministratore Delegato di Iren Mercato S.p.A. 11 migliaia di euro e di Iren Acqua Gas S.p.A. 15 migliaia di euro.

(2) Compenso relativo all'incarico di Direttore Generale di Iren Energia S.p.A. 380 migliaia di euro. Sono presenti inoltre compensi reversibili a Iren S.p.A. per la carica di Amministratore Delegato di Iren Energia S.p.A. 15 migliaia di euro e di Iride Servizi S.p.A. 14 migliaia di euro e per la carica di Presidente di Aes S.p.A. 103 migliaia di euro.

(3) Compenso relativo all'incarico di Direttore Generale di Iren S.p.A. 127 migliaia di euro. Sono presenti inoltre compensi reversibili a Iren S.p.A. per la carica di Amministratore Delegato di Iren Emilia S.p.A. 7 migliaia di euro e di Iren Ambiente S.p.A. 7 migliaia di euro.

4) Compensi per la partecipazione ai Comitati di controllo interno e Comitati di remunerazione.

I componenti del Collegio Sindacale e i relativi compensi, comprensivi dei rimborsi spese, sono riportati nella tabella sottostante.

Nome	Carica	Periodo per cui è stata ricoperta la carica		Scadenza della carica (*)	Emolumenti per la carica nella società che redige il bilancio	Benefici non monetari	Bonus e altri incentivi	migliaia di euro	
		dal	al					Altri compensi	Totale
Aldo Milanese	Presidente	01.01.10	31.12.10	31.12.2012	74			31 (1)	105
Lorenzo Ginisio	Sindaco Effettivo	01.01.10	31.12.10	31.12.2012	49			15 (2)	64
Giuseppe Lalla	Sindaco Effettivo	01.01.10	31.12.10	31.12.2012	49			74 (3)	123
<b>TOTALE</b>					<b>172</b>			<b>120</b>	<b>292</b>

(\*) Il mandato scade con l'Assemblea di approvazione del bilancio dell'esercizio che chiude alla data indicata.

(1) Compenso percepito come Presidente del Collegio Sindacale di AEM Torino Distribuzione S.p.A. 31 migliaia di euro.

(2) Compenso percepito come Sindaco Effettivo di Aes S.p.A 15 migliaia di euro.

(3) Compenso percepito come Sindaco Effettivo di Iren Mercato S.p.A. 22 migliaia di euro, di Mediterranea delle Acque S.p.A. 52 migliaia di euro.

## 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	114	
Servizi di attestazione (1)	Revisore della Capogruppo	Società Capogruppo	169	
Servizi di consulenza fiscale	Revisore della Capogruppo	Società Capogruppo	-	
Altri servizi (2)	i) Revisore della Capogruppo	Società Capogruppo	136	
	ii) Rete del revisore della Capogruppo	Società Capogruppo	-	
		<b>Totale</b>	<b>419</b>	

(1) I servizi di attestazione riguardano la sottoscrizione del modello Unico, del modello 770, la verifica e l'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, l'assistenza procedurale per la redazione del bilancio consolidato e la verifica di parte del documento informativo predisposto per il processo di fusione con Eni.

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 2010

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.

Reggio Emilia, 24 marzo 2011

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. (già Iride S.p.A.) chiuso al 31 dicembre 2010. 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.  

Il bilancio d'esercizio presenta ai fini comparativi i dati dell'esercizio precedente. Come illustrato nelle note esplicative, gli amministratori hanno riesposto alcuni dati comparativi relativi all'esercizio precedente, rispetto ai dati precedentemente presentati e da noi assoggettati a revisione contabile, sui quali avevamo emesso la relazione di revisione in data 13 aprile 2010. Le modalità di rideterminazione dei dati comparativi e la relativa informativa presentata nelle note esplicative, sono state da noi esaminate ai fini dell'espressione del giudizio sul bilancio d'esercizio chiuso al 31 dicembre 2010.
- 3 A nostro giudizio, il bilancio d'esercizio della Iren S.p.A. al 31 dicembre 2010 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 Gli amministratori di Iren S.p.A., a seguito dell'operazione di aggregazione dei Gruppi Iride ed Enia che ha comportato, in data 1 luglio 2010, la fusione per incorporazione di

Enia S.p.A. in Iride S.p.A. (ora Iren S.p.A.), hanno redatto due relazioni sul governo societario e gli assetti proprietari: la prima riferita al periodo dell'esercizio 2010 antecedente la data di fusione e relativa a Iride S.p.A. (ora Iren S.p.A.), la seconda riferita alla restante parte dell'esercizio 2010 e relativa a Iren S.p.A..

La responsabilità della redazione della relazione sulla gestione e delle suddette relazioni sul governo societario e gli assetti proprietari di Iren S.p.A., pubblicate 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 nelle suddette relazioni 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 nelle suddette relazioni sul governo societario e gli assetti proprietari sono coerenti con il bilancio d'esercizio della Iren S.p.A. al 31 dicembre 2010.

Torino, 9 aprile 2011

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 che trova compendio nel bilancio al 31 dicembre 2010 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 nell'adempimento dei propri doveri, come disposto dall'art. 2429 codice civile ed in conformità all'art. 153 del T.U.F, nell'osservanza di quanto previsto dalle Comunicazioni Consob in materia di controlli societari.

Come è noto, il 1° luglio 2010 è divenuta efficace la fusione per incorporazione di Enia in Iride S.p.A. che ha assunto la denominazione di Iren S.p.A.. L'attività del Collegio si riferisce pertanto sia al periodo che ha preceduto la fusione che a quello successivo, riguardante l'attuale assetto societario. In alcuni casi è stato quindi necessario fare riferimento all'esito delle attività svolte nel primo semestre dell'anno dal Collegio della società incorporata. Essa si è svolta, fra l'altro, mediante:

- la partecipazione alle Assemblee degli Azionisti, alle quindici riunioni del Consiglio di Amministrazione, alle sei riunioni del Comitato per il Controllo Interno ed alle dodici riunioni del Comitato Esecutivo;
- 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, del Presidente dell'Organismo di Vigilanza e dei Responsabili della funzione di *internal audit* nonché Preposti al controllo interno;
- l'assunzione di informazioni e lo scambio di opinioni con KPMG, società incaricata della revisione contabile e del giudizio sui bilanci, con il Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari, con il Comitato per il Controllo Interno e con i Responsabili di diverse funzioni aziendali, tra le quali in particolare, l'*internal audit*;
- la costante sorveglianza delle attività poste in essere per l'attuazione della fusione deliberata dall'assemblea del 30 aprile 2009;
- 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 state modificate a seguito della fusione sulla base di quanto previsto dal Progetto di fusione e dalle successive integrazioni di informativa fornite al pubblico.

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 dal 2497 e seguenti del Codice Civile. Lo statuto attribuisce al Consiglio di amministrazione e al Comitato esecutivo di Iren Spa il potere di approvazione delle operazioni più significative riguardanti le suddette società.

Buona parte delle informazioni che il Collegio fornisce nel corso dell'esposizione che segue è pertanto contenuta nella Nota esplicativa del bilancio consolidato, in riferimento alle attività svolte dalle singole società comprese nell'area di consolidamento.

Nel contesto delle attività di vigilanza attuate con le modalità sopra descritte, il Collegio rileva quanto segue, in conformità alle indicazioni contenute nella comunicazione Consob DEM/1025564 del 6 aprile 2001 e successivi aggiornamenti.

## 1. *Considerazioni sulle operazioni di maggior rilievo economico, finanziario e patrimoniale*

In relazione alle attività svolte direttamente dalla Capogruppo o dalle SPL, Iren S.p.A. ha riportato nella Relazione sulla gestione del Gruppo le operazioni di maggiore rilievo economico e patrimoniale intervenute nell'esercizio e dopo la sua chiusura. Fra di esse assumono particolare importanza la stessa nascita di Iren S.p.A., l'OPA di San Giacomo su Mediterranea delle Acque S.p.A. e l'approvazione del Piano Industriale 2011-2015.

## 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 alle operazioni con società controllate, società collegate e amministratori e soci correlati, indicando l'entità dei rapporti di natura commerciale, finanziaria o di altra natura intercorsi fra Iren S.p.A. e gli stessi soggetti. Esse riguardano forniture di servizi ad Iren S.p.A. 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. I contratti di servizio che disciplinano i suddetti rapporti sono in aggiornamento in conseguenza della nuova struttura assunta dal Gruppo.

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.

In relazione all'osservazione inserita nella relazione dello scorso anno in merito al credito vantato dalla partecipata Iride Servizi nei confronti del Comune di Torino, il Collegio ha preso atto della sua diminuzione rispetto alla fine dell'esercizio precedente e che proseguono le iniziative atte a ridurne ulteriormente l'ammontare. Particolare attenzione è stata rivolta dagli organi di gestione e controllo anche ai crediti maturati nei rapporti con gli altri enti locali che partecipano al capitale della società.

Il Collegio dà inoltre atto che il Consiglio di Amministrazione della Società, a seguito della delibera di Consob n. 17221 del 12 marzo 2010 in merito all'adozione delle regole previste dall'art. 2391-bis Codice Civile, su parere del Comitato per il Controllo Interno, ha adottato il 30 novembre 2010 il "Regolamento interno recante le procedure in materia di operazioni con parti correlate", in vigore dal 1° gennaio 2011, autorizzandone la pubblicazione. Sono stati inoltre individuati i consiglieri indipendenti che integrano il Comitato per il Controllo Interno agli effetti del suddetto Regolamento.

#### 4. Osservazioni sul rispetto dei principi di corretta amministrazione

Il Collegio, autonomamente o tramite appositi incontri con l'Alta direzione, ha preso conoscenza della dinamica dei processi aziendali ed assunto informazioni sull'andamento dell'attività in generale e sulle operazioni di maggior rilievo effettuate dalla Società e dalle sue controllate.

In base alle notizie acquisite ed alle analisi svolte, può ragionevolmente affermare che le azioni deliberate sono state poste in essere nel rispetto della legge e dello statuto sociale, hanno rispettato i principi di corretta amministrazione, non si sono rivelate manifestamente imprudenti, né azzardate, né in potenziale conflitto di interessi o tali da compromettere l'integrità del patrimonio aziendale.

Il Collegio ha preso altresì atto che il Consiglio di amministrazione, 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 di capitale disponibili per la vendita, recependone il risultato agli effetti della corretta espressione in bilancio 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. Tali linee guida sono in corso di aggiornamento per il necessario adeguamento alla nuova struttura del Gruppo. Le principali controllate hanno applicato le linee guida trasmesse da Iren S.p.A. per garantire l'adeguatezza delle proprie strutture organizzative e di controllo interno. Ha altresì fatto riferimento ai verbali redatti dal Collegio sindacale di Enia S.p.A. nel primo semestre dell'anno. In merito all'applicazione delle suddette linee guida da parte delle società coinvolte, 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.

Il Modello di organizzazione gestione e controllo di cui al D.Lgs. 231/2001 è stato adottato da Iren S.p.A. e dalla maggioranza delle SPL e delle società da queste controllate. Si sta operando per l'estensione o l'adeguamento del Modello per le altre Società. L'Organismo di Vigilanza, la cui composizione è mutata nel corso dell'esercizio, si è avvalso della funzione di *Internal Audit* ed ha svolto una regolare attività di controllo, riferendo semestralmente 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.

Sull'argomento il Collegio non ha pertanto da formulare osservazioni particolari.

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 assicurato dalla trasmissione delle deliberazioni assunte dai rispettivi Consigli di Amministrazione, nonché dalla presenza nei Consigli delle SPL e delle principali società del Gruppo di amministratori della Capogruppo e dalla previsione, contenuta negli statuti delle società direttamente controllate, dell'obbligo di sottoposizione preventiva alla Controllante delle operazioni rilevanti. La società ha inoltre approvato il Regolamento per la gestione interna e la comunicazione all'esterno di informazioni riservate e/o privilegiate, applicabile a tutte le società del Gruppo.

9. *Indicazione dell'eventuale presentazione di esposti o denunce ex art. 2408 C.C.*

Alla vigilia dell'Assemblea degli Azionisti del 27 agosto 2010, l'azionista Pier Luigi Zola ha indirizzato al Collegio una denuncia ai sensi dell'art. 2408 Codice Civile, nella quale ha ritenuto censurabili alcuni fatti riguardanti la procedura di fusione fra Iride S.p.A. ed Enia S.p.A., per effetto del tempo intercorso tra delibera di fusione e stipula del relativo atto.

Al riguardo il Collegio, che si è in parte già espresso nel corso della stessa Assemblea, riservandosi di riferire in questa sede, conferma la non censurabilità degli episodi richiamati dall'Azionista, in relazione ai quali sono stati forniti al mercato gli ampliamenti di informativa richiesti da Consob.

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, la conferma post fusione dell'incarico di Dirigente Preposto alla redazione dei Documenti Contabili e Societari, l'ampliamento di incarico alla Società di revisione e le modifiche statutarie.

11. *Indicazione dell'eventuale conferimento di ulteriori incarichi alla Società di revisione o a soggetti legati alla stessa da rapporti continuativi e relativi costi*

La Società di Revisione KPMG S.p.A. ha trasmesso, ai sensi dell'art. 17, comma 9, lett. a) del D.Lgs. 27/1/2010 n. 39, lettera con la quale conferma la propria indipendenza. Con ulteriore comunicazione, ha fornito l'elenco dei servizi non di revisione resi alla Società, anche dalla propria rete di appartenenza:

- sottoscrizione del Modello Unico 2010, del Modello IRAP 2010, del Modello 770/2010;
- svolgimento di procedure concordate al fine di attestare la conformità procedurale del Bilancio di sostenibilità di Iride S.p.A. e di Enia S.p.A. e Gap Analysis sul processo di reporting

- rispetto al supplemento settoriale delle linee guida GRI;
- verifica delle traduzioni in lingua inglese dei bilanci annuale, semestrale e di sostenibilità;
- revisione contabile dei conti annuali separati e verifica dei prospetti contabili pro-forma al 31 dicembre 2009
- supporto nella identificazione delle differenze fra i principi adottati e IFRIC 12.

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 268 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., 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 2010. Tenuto conto della fusione intervenuta con efficacia 1° luglio 2010, la suddetta Relazione è stata sviluppata in tre parti distinte, riguardanti Iride ed Enia prima della fusione ed Iren Spa nel secondo semestre.

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 2010 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 consolidato e l'apposito giudizio espresso da KPMG S.p.A., non ha osservazioni da formulare in merito alla correttezza tecnica dei bilanci.

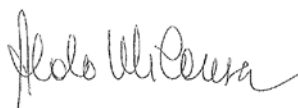
Nei casi in cui ha ritenuto fosse utile, è intervenuto con segnalazioni, indicazioni e raccomandazioni orientate al miglioramento delle metodologie e degli strumenti di conduzione aziendale, nonché alla corretta applicazione della normativa vigente.

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 e alla destinazione dell'utile di esercizio.

Torino, 9 aprile 2011

Per il Collegio sindacale  
(Aldo Milanese, presidente)



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
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	31/12/2010
Centro Estero per l'Internazionalizzazione S.C.P.A.	Presidente Collegio Sindacale	31/12/2012
Pronto Assistance S.p.A.	Presidente Collegio Sindacale	31/12/2011
Azimut Holding S.p.A.	Consigliere	31/12/2012
Gemina S.p.A.	Consigliere	31/12/2012
Infratrasporti. To S.r.l.	Presidente Collegio Sindacale	31/12/2012
FinecoBank S.p.A.	Sindaco Effettivo	31/12/2010

### Dott. Giuseppe Lalla - Sindaco Effettivo

Ragione sociale	Carica	Scadenza nomina
Grosseto Energia Ambiente S.p.A.	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	31/12/2010
Iride Mercato S.p.A.	Presidente Collegio Sindacale	31/12/2012
Metachem S.p.A.	Presidente Collegio Sindacale	31/12/2010
API S.p.A.	Sindaco Effettivo	31/12/2011
Iren S.p.A.	Sindaco Effettivo	31/12/2011
Aquamet S.p.A.	Presidente Collegio Sindacale	31/12/2010
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	31/12/2010

### Dott. Lorenzo Ginisio - Sindaco Effettivo

Ragione sociale	Carica	Scadenza nomina
Aeroporti Holding S.p.A.	Sindaco Effettivo	31/12/2011
Azienda Energia e Servizi AES Torino S.p.A.	Sindaco Effettivo	31/12/2012
Banco di Napoli S.p.A.	Sindaco Effettivo	31/12/2011
Coindas S.r.l.	Amministratore Unico	Dimissioni/Revoca
Eutekne S.p.A.	Presidente Collegio Sindacale	31/12/2011
Fideuram Vita S.p.A.	Sindaco Effettivo	31/12/2012
I.C. Service S.r.l.	Presidente Collegio Sindacale	31/12/2011
I.P.B. S.r.l.	Amministratore Unico	Dimissioni/Revoca
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	31/12/2011
S.A.G.A.T. 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	31/12/2010
Tensister Centro S.r.l.	Presidente Collegio Sindacale	31/12/2010
T.R.M. S.p.A.	Presidente Collegio Sindacale	31/12/2012
Unaservizi S.r.l.	Presidente Collegio Sindacale	31/12/2010



## SINTESI DELLE DELIBERAZIONI DELL'ASSEMBLEA

L'Assemblea dei Soci, riunitasi in seconda convocazione il 6 maggio 2011, ha assunto le seguenti deliberazioni:

### PARTE STRAORDINARIA

L'assemblea straordinaria degli Azionisti, preso atto della proposta formulata dal Consiglio di Amministrazione,

*delibera*

- 1) di approvare le modifiche ai seguenti articoli dello statuto: articoli 10 (Limiti al possesso azionario), 11 (Convocazione dell'assemblea), 12 (Avviso di convocazione), 13 (Intervento in assemblea), 14 (Rappresentanza), 16 (Costituzione dell'assemblea e validità delle deliberazioni), 17 (Verbale delle assemblee), 20 (Modalità e criteri di presentazione delle liste), 25 (Deliberazioni del consiglio di amministrazione), 32 (Modalità e criteri di presentazione delle liste) e 41 (Disposizioni transitorie);
- 2) di adottare un nuovo testo di statuto sociale che sostituisce quello attualmente vigente in base alle modifiche ora approvate;
- 3) di conferire al Presidente del Consiglio di Amministrazione ogni più opportuno potere al fine di apportare alla presente deliberazione ogni eventuale modificazione, soppressione e/o aggiunta, purchè non sostanziali, che fossero ritenute utili e/o opportuni;
- 4) di conferire al Presidente del Consiglio di Amministrazione ogni più opportuno potere al fine di adempiere ad ogni formalità richiesta affinché l'adottata deliberazione venga iscritta nel Registro delle Imprese.

### PARTE ORDINARIA

L'assemblea ordinaria degli Azionisti:

- esaminato il Bilancio di esercizio al 31 dicembre 2010 e la 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 del bilancio consolidato al 31 dicembre 2010 e della relativa relazione della Società di Revisione,

*delibera*

- 1) di approvare il Bilancio di esercizio al 31 dicembre 2010 di Iren S.p.A. e la Relazione sulla gestione che lo correda;
- 2) di destinare l'utile dell'esercizio chiuso al 31 dicembre 2010, pari a euro 102.689.656,80 come segue:
  - quanto ad euro 5.134.482,84 pari al 5% dell'utile di esercizio, a riserva legale;
  - quanto ad euro 97.503.641,72 a dividendo agli Azionisti, corrispondente a euro 0,0764 per ciascuna delle 1.181.725.677 azioni ordinarie e delle n. 94.500.000 azioni di risparmio;
  - a riserva straordinaria l'importo residuo, pari a euro 51.532,24;
- 3) di approvare inoltre la distribuzione di euro 10.975.540,82 a dividendo agli Azionisti, attingendo dalla Riserva Straordinaria, corrispondente a euro 0,0086 per ciascuna delle n. 1.181.725.677 azioni ordinarie e delle n. 94.500.000 azioni di risparmio;
- 4) di assegnare conseguentemente a ciascuna delle 1.181.725.677 azioni ordinarie e delle 94.500.000 azioni di risparmio del valore nominale di 1 euro il dividendo unitario complessivo pari a euro 0,085 - per un totale di euro 108.479.182,54 - in pagamento dal giorno 26 maggio 2011, contro stacco in borsa della cedola n. 12 per le azioni ordinarie e n. 5 per le azioni di risparmio il 23 maggio 2011.



*Coordinamento grafico*  
Vito Rotunno

*Progetto grafico*  
Sunday, Torino

*Impaginazione e stampa*  
Cooperativa Sociale Cabiria, Parma



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

