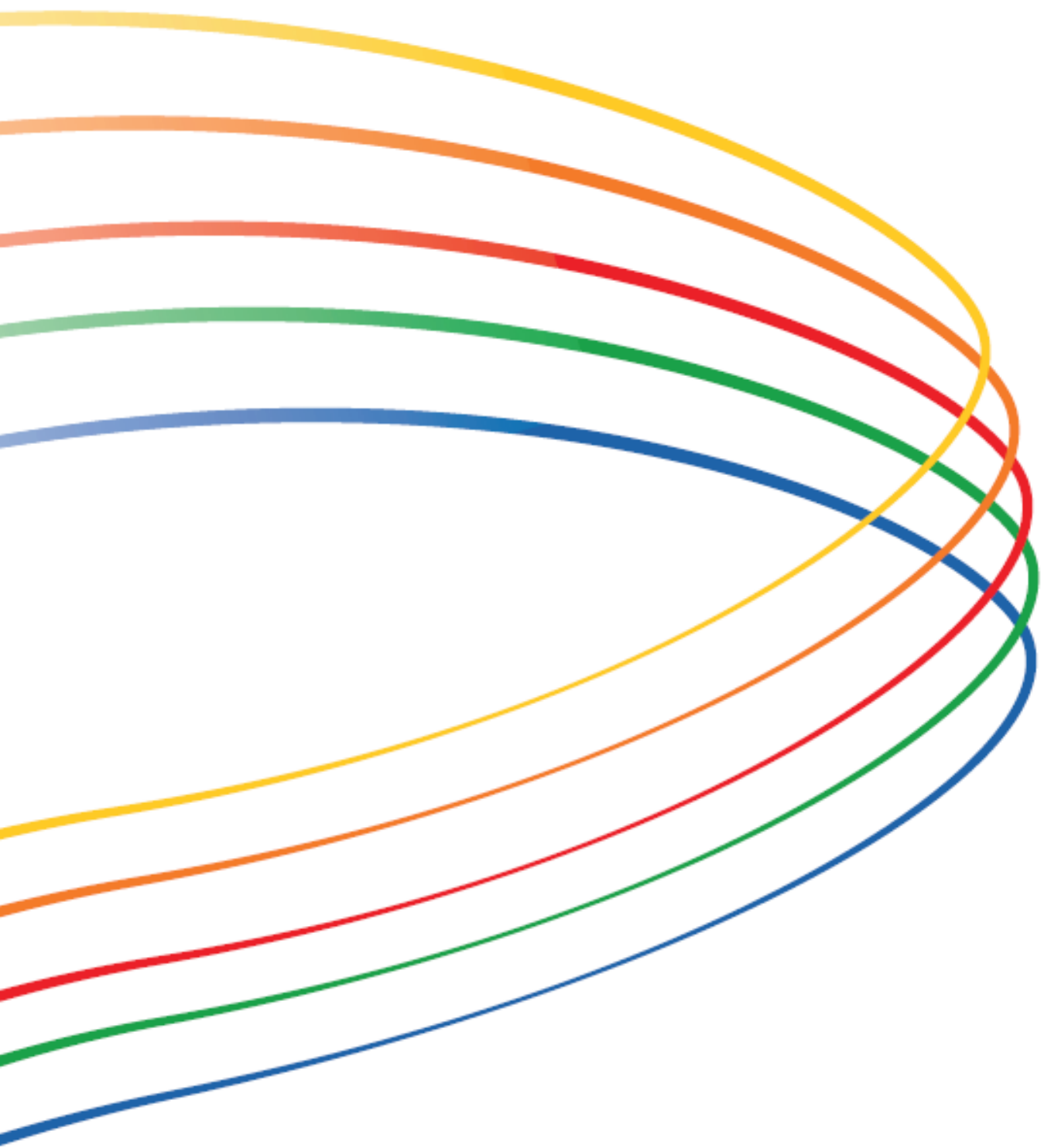


Relazione Finanziaria semestrale

al 30 giugno 2016



Sommario

Gruppo Iren in cifre	2
Cariche sociali	4
Missione e valori del Gruppo Iren	5
RELAZIONE SULLA GESTIONE	7
L'assetto societario del Gruppo Iren.....	8
Informazioni sul titolo Iren nel primo semestre 2016	12
Dati operativi	15
Scenario di mercato	18
Fatti di rilievo del periodo.....	34
Situazione economica, patrimoniale e finanziaria del Gruppo Iren	36
Fatti di rilievo intervenuti dopo la chiusura del periodo ed evoluzione prevedibile della gestione	50
Quadro normativo	51
Gestione finanziaria	78
Rapporti con parti correlate	80
Rischi e incertezze	81
Organizzazione e sistemi informativi.....	85
Ricerca e sviluppo	87
Personale e formazione.....	95
Qualità, Ambiente e Sicurezza	96
Iren e la sostenibilità	97
BILANCIO SEMESTRALE ABBREVIATO CONSOLIDATO E NOTE ILLUSTRATIVE	101
Prospetto della situazione patrimoniale – finanziaria	102
Prospetto di conto economico	104
Prospetto delle altre componenti di conto economico complessivo	105
Prospetto delle variazioni delle voci di patrimonio netto	106
Rendiconto finanziario.....	108
Note illustrative	109
I. Contenuto e forma del bilancio semestrale abbreviato consolidato	110
II. Area di consolidamento	114
III. Gestione dei rischi finanziari del Gruppo	116
IV. Informativa sui rapporti con parti correlate	121
V. Altre informazioni	124
VI. Informazioni sulla situazione patrimoniale – finanziaria	125
VII. Informazioni sul conto economico.....	150
VIII. Garanzie e passività potenziali.....	158
IX. Informativa per settori di attività.....	162
X. Allegati al bilancio semestrale abbreviato consolidato.....	165
Attestazione del bilancio semestrale abbreviato ai sensi dell'art. 154-bis del D.LGS. 58/1998	172
Relazione di revisione contabile limitata sul bilancio semestrale abbreviato consolidato	173

GRUPPO IREN IN CIFRE

	Primo semestre 2016	Primo semestre 2015	Variaz. %
Dati Economici (milioni di euro)			
Ricavi	1.555	1.579	(1,5)
Margine Operativo Lordo (EBITDA)	417	378	10,3
Risultato operativo (EBIT)	242	217	11,5
Risultato prima delle imposte	202	183	10,4
Risultato netto di Gruppo e di Terzi	131	115	13,9
Dati Patrimoniali (milioni di euro)			
	<i>Al 30/06/2016</i>	<i>Al 31/12/2015</i>	
Capitale investito netto	4.713	4.231	11,4
Patrimonio netto	2.169	2.062	5,2
Posizione Finanziaria Netta	(2.544)	(2.169)	17,3
Indicatori economico-finanziari			
	<i>Primo semestre 2016</i>	<i>Primo semestre 2015</i>	
MOL/Ricavi	26,8%	23,9%	
	<i>Al 30/06/2016</i>	<i>Al 31/12/2015</i>	
Debt/Equity	1,17	1,05	
Dati tecnici e commerciali			
	Primo semestre 2016	Primo semestre 2015	
Energia elettrica venduta (GWh)	5.154	5.686	(9,4)
Energia termica prodotta (GWh)	1.581	1.624	(2,6)
Volumetria teleriscaldata (mln m ³)	82	80	2,5
Gas venduto (mln m ³)	1.271	1.254	1,4
Acqua distribuita (mln m ³)	88	71	23,9
Rifiuti raccolti (ton)	602.461	580.889	3,7
Rifiuti smaltiti (ton)	577.308	391.382	47,5

Il Gruppo è strutturato secondo un modello che prevede una holding industriale, con sede legale a Reggio Emilia, e quattro società responsabili delle singole linee di business operanti nelle principali sedi operative di Genova, Parma, Piacenza, Reggio Emilia e Torino.

Alla Holding fanno capo le attività strategiche, di sviluppo, coordinamento e controllo, mentre alle quattro Business Unit (BU), è stato affidato il coordinamento e l'indirizzo delle Società operanti nei rispettivi settori:

- Business Unit Energia operante nel settore della produzione di energia elettrica e teleriscaldamento
- Business Unit Mercato attiva nella vendita di energia elettrica e gas e calore
- Business Unit Reti che opera nell'ambito del ciclo idrico integrato, nel settore della distribuzione gas e della distribuzione di energia elettrica
- Business Unit Ambiente che svolge le attività di raccolta e smaltimento dei rifiuti

Dal 1° maggio 2016 il gruppo Iren consolida Atena SpA e Atena Trading. Atena SpA è una società operante nel ciclo idrico integrato, distribuzione energia elettrica e gas ed ambiente mentre Atena Trading è attiva nella vendita di energia elettrica e gas.

Il Gruppo dispone di un importante portafoglio clienti e di una rilevante dotazione impiantistica a supporto delle attività operative:

Produzione energia elettrica: consistente parco di impianti di produzione di energia elettrica e termica a scopo teleriscaldamento, la capacità produttiva complessiva è pari a oltre 8.800 GWh annui.

Distribuzione Gas: attraverso oltre 7.634 chilometri di rete Iren serve circa 715.000 Clienti.

Distribuzione Energia Elettrica: con 7.555 chilometri di reti interrate ed aeree in alta, media e bassa tensione il Gruppo distribuisce l'energia elettrica a circa 684.000 Clienti a Torino e Parma.

Ciclo idrico integrato: con circa 16.500 chilometri di reti acquedottistiche, oltre 9.270 km di reti fognarie e 1.085 impianti di depurazione, Iren fornisce più di 2.600.000 abitanti.

Ciclo ambientale: con 144 stazioni ecologiche attrezzate, 3 termovalorizzatori, 3 discariche, 18 impianti di trattamento, selezione e stoccaggio e 1 impianto di compostaggio, il Gruppo serve 123 comuni per un totale di circa 2.000.00 di abitanti e di circa 1.754.000 tonnellate gestite.

Teleriscaldamento: grazie a 890 chilometri di reti interrate di doppia tubazione il Gruppo Iren fornisce il calore ad una volumetria di circa 82 milioni di metri cubi, pari ad una popolazione servita di oltre 820.000 persone.

Vendita gas, energia elettrica e termica: il Gruppo commercializza annualmente più di 2,5 miliardi di metri cubi di gas, più di 12.000 GWh di energia elettrica e più di 2.800 GWh_t di calore per teleriscaldamento.

CARICHE SOCIALI

Consiglio Amministrazione ⁽¹⁾

Presidente	Paolo Peveraro ⁽²⁾
Vice Presidente	Ettore Rocchi ⁽³⁾
Amministratore Delegato	Massimiliano Bianco ⁽⁴⁾
Consiglieri	Moris Ferretti ⁽⁵⁾
	Lorenza Franca Franzino ⁽⁶⁾
	Alessandro Ghibellini ⁽⁷⁾
	Fabiola Mascardi
	Marco Mezzalama ⁽⁸⁾
	Paolo Pietrogrande ⁽⁹⁾
	Marta Rocco ⁽¹⁰⁾
	Licia Soncini ⁽¹¹⁾
	Isabella Tagliavini ⁽¹²⁾
	Barbara Zanardi ⁽¹³⁾

Collegio Sindacale ⁽¹⁴⁾

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

Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili e societari

Massimo Levrino

Società di Revisione

PricewaterhouseCoopers S.p.A. ⁽¹⁵⁾

⁽¹⁾ Nominato dall'Assemblea dei Soci del 9 maggio 2016 per il triennio 2016-2017-2018.

⁽²⁾ Nominato Presidente dall'Assemblea dei Soci del 9 maggio 2016.

⁽³⁾ Nominato Vice Presidente nel corso della seduta del Consiglio di Amministrazione del 9 maggio 2016.

⁽⁴⁾ Nominato Amministratore Delegato nel corso della seduta del Consiglio di Amministrazione del 9 maggio 2016.

⁽⁵⁾ Componente del Comitato per la Remunerazione e le Nomine, nominato in data 12 maggio 2016.

⁽⁶⁾ Componente del Comitato per le Operazioni con Parti Correlate, nominata in data 12 maggio 2016.

⁽⁷⁾ Componente del Comitato Controllo e Rischi, nominato in data 12 maggio 2016.

⁽⁸⁾ Componente del Comitato Controllo e Rischi, nominato in data 12 maggio 2016.

⁽⁹⁾ Componente del Comitato Controllo e Rischi, nominato in data 12 maggio 2016. L'ing. Pietrogrande è stato altresì nominato Presidente del Comitato Controllo e Rischi nel corso della seduta del Comitato tenutasi in data 18 maggio 2016.

⁽¹⁰⁾ Componente del Comitato per la Remunerazione e le Nomine, nominata in data 12 maggio 2016. L'avv. Rocco è stata altresì nominata Presidente del Comitato per la Remunerazione e le Nomine nel corso della seduta del Comitato tenutasi in data 24 maggio 2016.

⁽¹¹⁾ Componente del Comitato per le Operazioni con Parti Correlate, nominata in data 12 maggio 2016.

⁽¹²⁾ Componente del Comitato per la Remunerazione e le Nomine, nominata in data 12 maggio 2016.

⁽¹³⁾ Componente del Comitato per le Operazioni con Parti Correlate, nominata in data 12 maggio 2016. La dott.ssa Zanardi è stata altresì nominata Presidente del Comitato per le Operazioni con Parti Correlate nel corso della seduta del Comitato tenutasi in data 24 maggio 2016.

⁽¹⁴⁾ Nominato dall'Assemblea dei Soci del 28 aprile 2015 per il triennio 2015-2016-2017.


⁽¹⁵⁾ Nominata dall'Assemblea dei Soci del 14 maggio 2012 per il novennio 2012-2020.

MISSIONE E VALORI DEL GRUPPO IREN

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



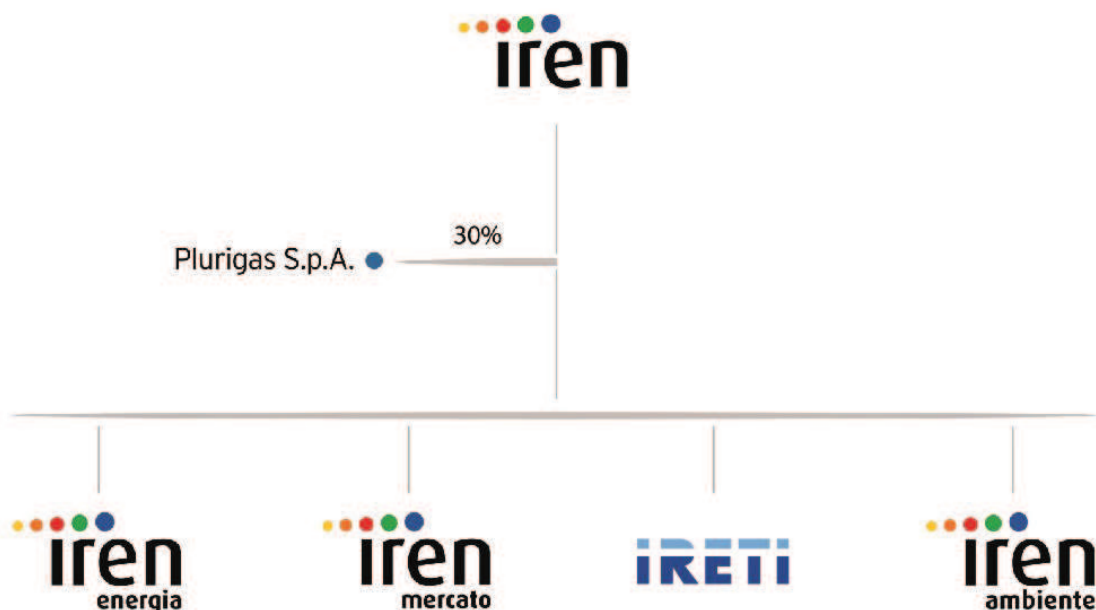




**Relazione
sulla gestione**

al 30 giugno 2016

L'ASSETTO SOCIETARIO DEL GRUPPO IREN



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

Nella rappresentazione sono state considerate le Società controllate direttamente ed integralmente da Iren S.p.A..

BU ENERGIA

Produzione di energia elettrica e termica cogenerativa

Iren Energia dispone complessivamente di circa 3.000 MW di potenza installata (in assetto elettrico), in particolare ha la disponibilità di 25 impianti di produzione di energia elettrica: 19 idroelettrici, 6 termoelettrici in cogenerazione e 1 termoelettrico, per una potenza complessiva di circa 2.800 MW in assetto elettrico e 2.300 MW termici, di cui 900 MW in cogenerazione. Le fonti di energia primaria utilizzate sono totalmente eco-compatibili in quanto idroelettriche e cogenerative. In particolare, il sistema idroelettrico di produzione svolge un ruolo importante in tema di salvaguardia ambientale, in quanto utilizza una risorsa rinnovabile e pulita, senza emissione di sostanze inquinanti; l'energia idroelettrica consente di ridurre il ricorso ad altre forme di produzione a più elevato impatto ambientale. Iren Energia considera il rispetto dell'ambiente un valore aziendale e da sempre ritiene che lo sviluppo del sistema di produzione idroelettrico, in cui investe annualmente notevoli risorse, sia uno degli strumenti principali per la salvaguardia del territorio. Il 40% della potenza termica complessiva proviene dagli impianti di cogenerazione di proprietà e la parte restante è relativa a generatori di calore convenzionali. La produzione di calore nel corso del primo semestre 2016 è stata pari a circa 1.478 GWht, con una volumetria teleriscaldata pari a circa 82 milioni di metri cubi.

Iren Energia presidia le attività di programmazione e dispacciamento delle produzioni di energia elettrica e termica del Gruppo.

Teleriscaldamento

Il totale della volumetria riscaldata al 30 giugno 2016 ammonta a 82,0 milioni di metri cubi, in aumento rispetto al 2015 del 2,1%.

Iren Energia dispone nel capoluogo piemontese della rete di teleriscaldamento più estesa a livello nazionale, con 540,9 km di doppia tubazione (di cui 23,7 km nel Comune di Nichelino), nonché delle reti di

Genova con un'estensione di 10,3 km, di Reggio Emilia con circa 218,4 km, di Parma con circa 98,0 km e di Piacenza con circa 21,9 km per un totale di 889,5 km.

A far data dal primo ottobre 2015 Iren Energia, a seguito del passaggio del ramo d'azienda da Iren Emilia, gestisce direttamente l'esercizio e la manutenzione delle reti e degli impianti di teleriscaldamento delle città emiliane.

Servizi agli Enti Locali e Global Service

Iren Servizi e Innovazione è attiva nel campo dell'illuminazione pubblica e monumentale, degli impianti semaforici, della gestione, in global service tecnologico, degli impianti termici ed elettrici degli edifici pubblici della Città di Torino e delle energie rinnovabili ed alternative.

D'intesa con il Comune di Torino sta portando avanti un articolato piano di rinnovi volti al miglioramento dell'efficienza energetica ed al contenimento dei consumi, tra cui la sostituzione delle lampade tradizionali a mercurio con lampade a led.

BU MERCATO

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

Iren Mercato è presente su tutto il territorio nazionale con una maggiore concentrazione di clientela servita nella zona del centro nord dell'Italia.

Iren Mercato presiede la commercializzazione dell'energia proveniente dalle diverse fonti del Gruppo sul mercato rappresentato dai clienti finali e da altri operatori grossisti.

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

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

Infine, Iren Mercato gestisce la vendita del calore ai clienti teleriscaldati del comune di Torino e dei capoluoghi di Reggio Emilia, Parma, Piacenza e Genova oltre allo sviluppo commerciale sulle aree di nuovo insediamento del teleriscaldamento.

Iren Mercato storicamente è attiva nella vendita diretta del gas metano nei territori di Genova, Torino e dell'Emilia.

Il Gruppo è altresì attivo nella vendita di servizi gestione calore e global service sia a favore di soggetti privati sia di enti pubblici. L'attività di sviluppo è stata concentrata sulla filiera dedicata alla gestione degli impianti di climatizzazione degli edifici adibiti ad usi di civile abitazione e terziario con l'offerta di contratti servizi energia anche attraverso società controllate e partecipate. Tale modello garantisce la fidelizzazione dei clienti nel lungo periodo con il conseguente mantenimento delle forniture di gas naturale che costituiscono una delle principali attività di Iren Mercato.

Commercializzazione Gas Naturale

I volumi complessivi di gas naturale approvvigionati nel corso del primo semestre 2016 sono stati pari a 1.271 Mmc di cui 546 Mmc commercializzati a clienti finali esterni al Gruppo, e 725 Mmc impiegati all'interno del Gruppo IREN sia per la produzione di energia elettrica e termica sia per la fornitura di servizi calore.

Al 30 giugno 2016 i clienti gas retail gestiti dalla Business Unit Mercato sono pari a circa 799.000 comprendenti i clienti sul bacino storico genovese, torinese ed emiliani e le aree di sviluppo limitrofe e Atena Trading consolidata dal 1° maggio 2016 (oltre 26.000 clienti)

Commercializzazione energia elettrica

I volumi commercializzati nel primo semestre 2016 sono pari a 5.154 GWh.

I clienti retail di energia elettrica gestiti al 30 giugno 2016 superano i 778.000 distribuiti principalmente sul bacino tradizionalmente servito, corrispondente a Torino e Parma, e sulle aree presidiate commercialmente dall'azienda e ad Atena Trading (circa 28.000 clienti).

Vendita calore tramite rete di teleriscaldamento

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

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

Il totale della volumetria teleriscaldata al 30 giugno 2016 ammonta a 82 milioni di metri cubi.

Gestione servizi calore

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

BU RETI

A seguito delle operazioni straordinarie di razionalizzazione societaria, poste in essere a fine 2015 e con efficacia 1° gennaio 2016, le attività afferenti alla BU Reti sono svolte prevalentemente dalla società IRETI che accorpa le ex società Genova Reti Gas, Iren Acqua Gas, Iren Emilia e AEMD. La società si occupa del ciclo idrico integrato, della distribuzione di energia elettrica, della distribuzione di gas naturale ed altre attività minori.

Servizi Idrici Integrati

IRETI, direttamente e tramite le società operative controllate Mediterranea delle Acque e Idrotigullio opera nell'ambito dell'approvvigionamento idrico, fognatura e depurazione delle acque reflue nelle province di Genova, Savona, Piacenza, Parma e Reggio Emilia.

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

Complessivamente negli Ambiti Territoriali Ottimali (ATO) gestiti (Area Genovese, Reggio Emilia Parma, Piacenza, Savona e La Spezia), viene svolto il servizio in 191 Comuni e per oltre 2,6 milioni di abitanti serviti.

Nel corso del primo semestre 2016 la BU Reti ha venduto circa 88 milioni di metri cubi di acqua, attraverso una rete di distribuzione di oltre 16.500 km. Per quanto riguarda le acque reflue gestisce una rete fognaria complessiva di circa 9.300 Km.

Distribuzione Gas

IRETI, distribuisce il gas metano in 75 comuni delle province di Reggio Emilia Parma e Piacenza, nel comune di Genova e in altri 19 comuni limitrofi. La rete di distribuzione composta da circa 7.634 km di rete in alta, media e bassa pressione serve un bacino di circa 719.000 clienti. IRETI nel corso del primo semestre 2016 ha distribuito circa 693 milioni di metri cubi di gas.

Distribuzione di energia elettrica

Con circa 7.555 km di rete in media e bassa tensione IRETI svolge il servizio di distribuzione dell'energia elettrica nelle città di Torino e Parma.

BU AMBIENTE

La Business Unit Ambiente svolge le attività di raccolta e smaltimento di rifiuti principalmente attraverso tre società: IREN Ambiente operativa in area Emilia oltre ad AMIAT e TRM operative in area Piemonte.

La BU Ambiente svolge tutte le attività della filiera di gestione dei rifiuti urbani (raccolta, selezione, recupero e smaltimento) con particolare attenzione allo sviluppo sostenibile e alla salvaguardia ambientale confermata da crescenti livelli di raccolta differenziata; gestisce inoltre un importante portafoglio clienti a cui fornisce tutti i servizi per lo smaltimento di rifiuti speciali.

Nel primo semestre 2016 il Gruppo ha acquisito il controllo di TRM S.p.A., società che ha ricevuto l'affidamento per progettare, costruire e gestire fino al 2034 il termovalorizzatore dei rifiuti urbani e assimilati al servizio della provincia di Torino. L'impianto di TRM ha una capacità di termovalorizzazione di circa 500 mila tonnellate/anno di rifiuti con recupero di energia.

L'acquisizione del controllo di TRM ha permesso al Gruppo di triplicare la propria capacità di termovalorizzazione, confermando IREN tra i primi tre soggetti a livello nazionale in termini di rifiuti trattati.

Si segnala inoltre la partecipazione nella società Ecoprogetto Tortona, che gestisce un impianto di trattamento anaerobico della FORSU, avente la potenzialità di 32.000 ton/anno di FORSU.

INFORMAZIONI SUL TITOLO IREN NEL PRIMO SEMESTRE 2016

Andamento del titolo IREN in Borsa

Nel primo semestre dell'anno il FTSE Italia All-share, (il principale indice di Borsa Italiana), ha riportato una contrazione del 21,1% legata principalmente alle negative performance del settore bancario. Tale risultato è anche da attribuire agli effetti di un perdurante scenario di incertezza e di fragilità economica globale segnalato dalla debolezza del prezzo del petrolio. Quest'ultimo sebbene in ripresa rispetto al primo trimestre, rimane comunque ai livelli minimi degli ultimi anni.

Le performance del titolo IREN è impattata in maniera marginale dai fenomeni soprariportati, facendo registrare una lieve decrescita (-4,1%) rispetto al valore di inizio anno. Tale risultato arriva peraltro a valle di una crescita significativa pari al 60,9% ottenuta dal titolo nel corso del 2015.

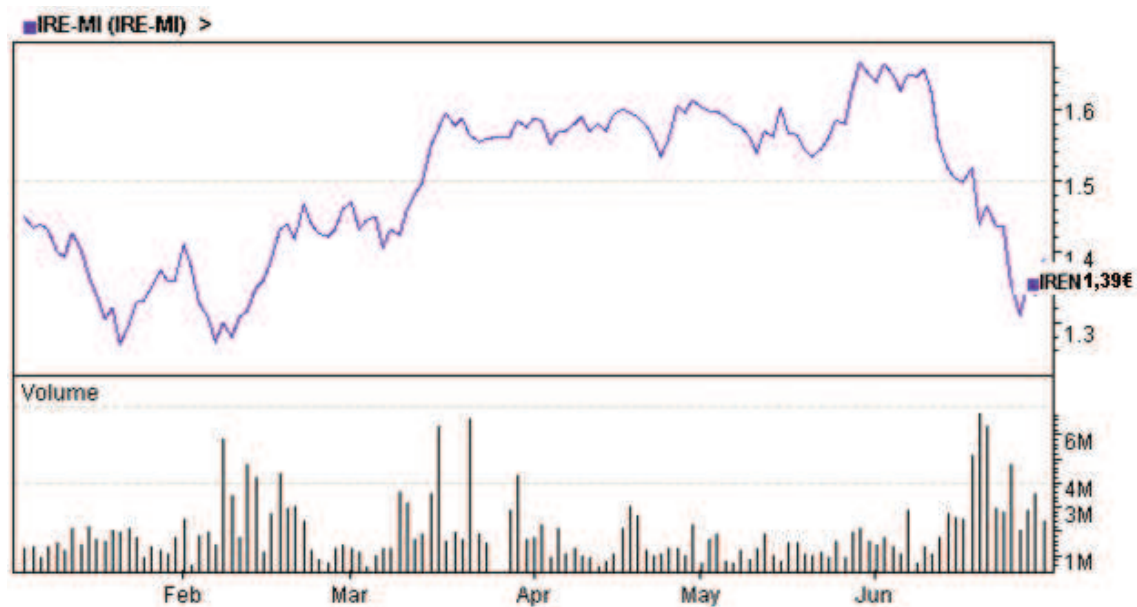
ANDAMENTO TITOLO IREN VS COMPETITORS



Il titolo Iren a fine giugno 2016 si è attestato a 1,39 euro per azione con volumi medi nel semestre pari a circa 2,0 milioni di pezzi giornalieri.

Nel corso dei primi sei mesi dell'anno il prezzo medio è stato di 1,49 euro per azione avendo toccato il massimo di 1,67 euro per azione il 30 maggio ed il minimo di 1,27 euro per azione il 20 gennaio.

ANDAMENTO PREZZO E VOLUMI DEL TITOLO IREN

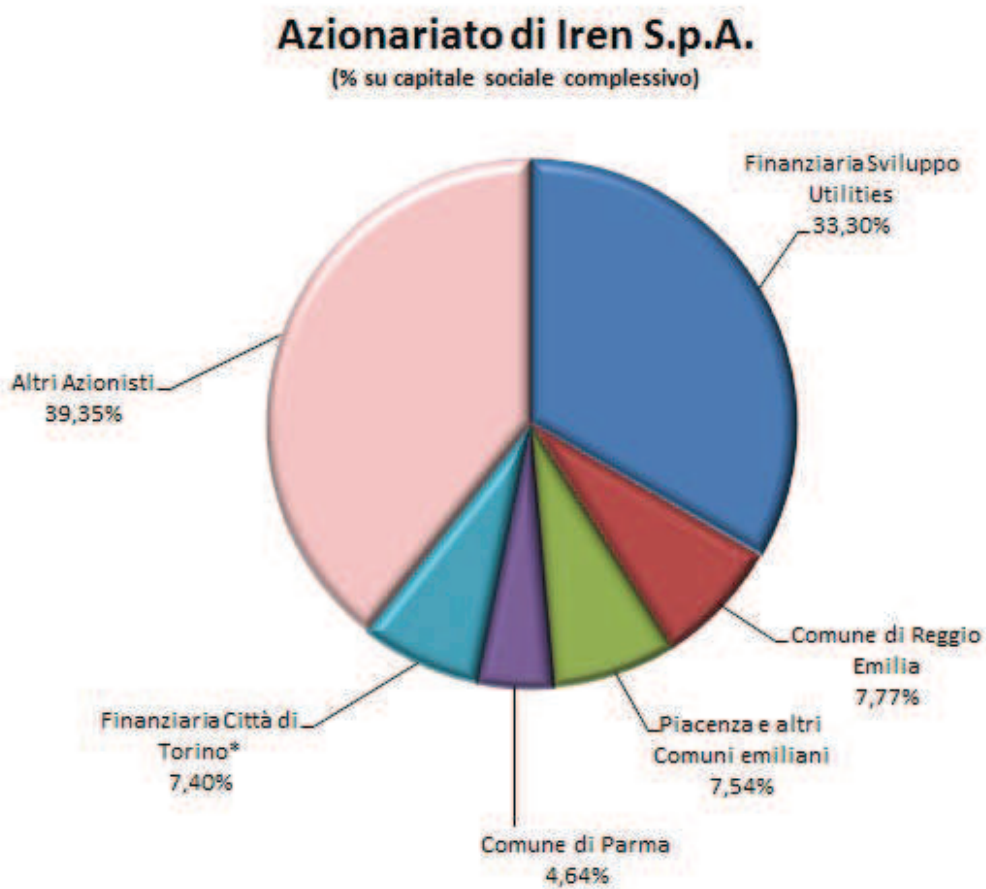


Il coverage del titolo

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

Azionariato

Al 30 giugno 2016 sulla base delle informazioni disponibili alla società, l'azionariato di Iren era il seguente:



(*) Azioni di risparmio senza diritto di voto

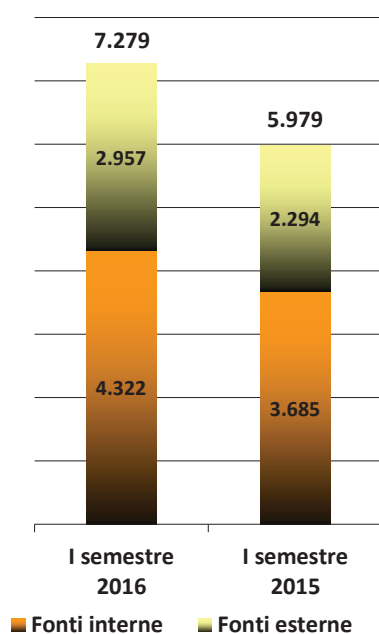
DATI OPERATIVI

Bilancio dell'energia elettrica

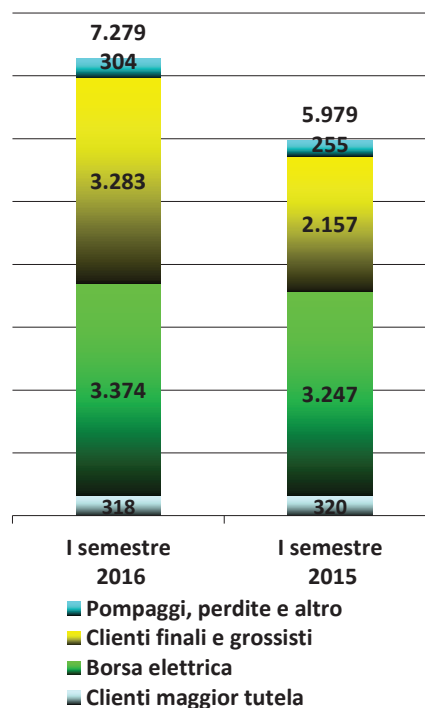
GWh	Primo semestre 2016	Primo semestre 2015	Variaz. %
FONTI			
Produzione lorda del Gruppo	4.322	3.685	17,3
<i>a) Idroelettrica</i>	674	767	(12,1)
<i>b) Cogenerativa</i>	2.713	2.475	9,6
<i>c) Termoelettrica</i>	649	335	93,7
<i>d) Produzione da WTE e discariche</i>	286	108	(*)
Acquisto da Acquirente Unico	334	337	(0,9)
Acquisto energia in Borsa Elettrica	1.588	791	(*)
Acquisto energia da grossisti e importazioni	1.035	1.166	(11,2)
Totale Fonti	7.279	5.979	21,7
IMPIEGHI			
Vendite a clienti di maggior tutela	318	320	(0,6)
Vendite in Borsa Elettrica	3.374	3.247	3,9
Vendite a clienti finali e grossisti	3.283	2.157	52,2
Pompaggi, perdite di distribuzione e altro	304	255	19,2
Totale Impieghi	7.279	5.979	21,7

(*) Variazione superiore al 100%

Composizione Fonti



Composizione Impieghi

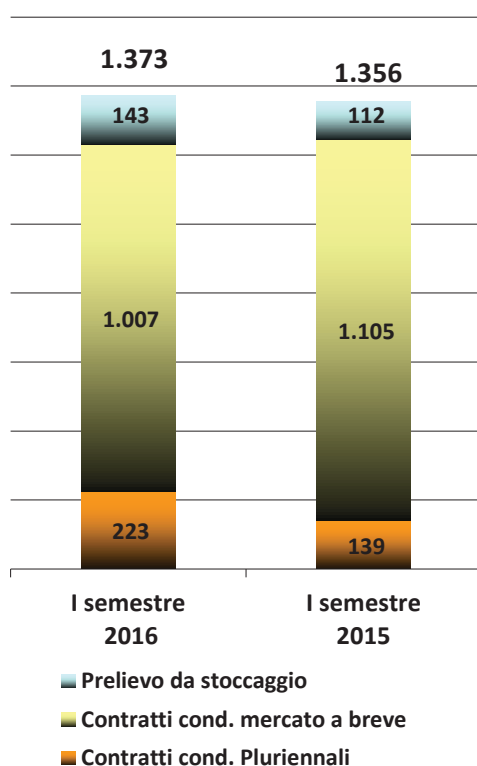


Bilancio del gas

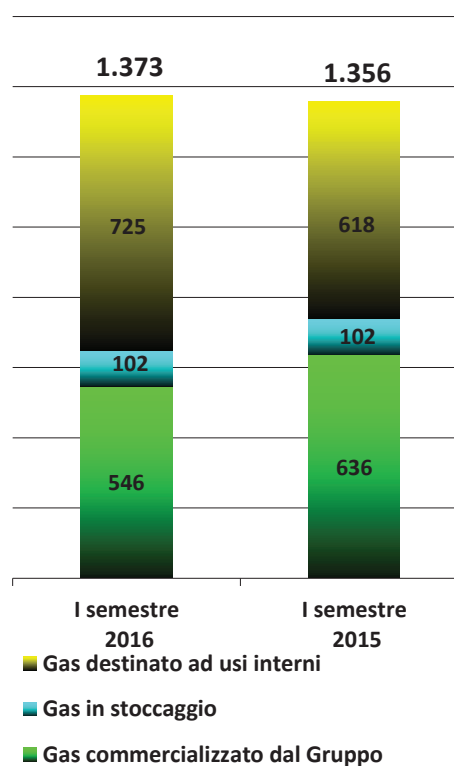
Milioni di metri cubi	Primo semestre 2016	Primo semestre 2015	Variaz. %
FONTI			
Contratti con condizioni pluriennali	223	139	60,4
Contratti con condizioni mercato a breve (annuali e spot)	1.007	1.105	(8,9)
Prelievi da stoccaggio	143	112	27,7
Totale Fonti	1.373	1.356	1,3
IMPIEGHI			
Gas commercializzato dal Gruppo	546	636	(14,2)
Gas in stoccaggio	102	102	-
Gas destinato ad usi interni (1)	725	618	17,3
Totale Impieghi	1.373	1.356	1,3

(1) Gli usi interni riguardano il termoelettrico e l'impiego per i servizi calore e gli autoconsumi

Composizione Fonti



Composizione Impieghi



Servizi a rete

	Primo semestre 2016	Primo semestre 2015	Variaz. %
DISTRIBUZIONE ENERGIA ELETTRICA			
Energia elettrica distribuita (GWh)	2.096	1.887	11,1
N. contatori elettronici	710.827	706.535	0,6
DISTRIBUZIONE GAS			
<i>Gas distribuito area Emilia (mln mc)</i>	483	504	(4,3)
<i>Gas distribuito area Genova (mln mc)</i>	206	216	(4,6)
<i>Gas distribuito area Vercelli (mln mc)</i>	4	-	n.s
Totale Gas distribuito	693	720	(3,8)
TELERISCALDAMENTO			
Volumetria teleriscaldata (mln mc)	82	80	2,1
Rete Teleriscaldamento (Km)	890	889	0,1
SERVIZIO IDRICO INTEGRATO			
Volumi Acqua (mln mc)	88	71	24,3

SCENARIO DI MERCATO

Lo scenario macro economico

Dopo tre anni di recessione nel 2015 il PIL, corretto per gli effetti di calendario, è aumentato dello 0,6%.

Per il 2016 l'economia italiana ha fatto registrare segnali positivi in avvio d'anno. Il PIL nel primo trimestre è cresciuto dell'1,0% su base tendenziale¹, mentre nel complesso, sulla base di assunzioni², nel primo semestre 2016 il PIL dovrebbe essere aumentato dello 0,5% circa rispetto al semestre precedente.

Nel primo trimestre dell'anno gli investimenti fissi hanno fatto registrare un segno positivo, confermando l'inversione del ciclo avviatasi nell'ultimo trimestre 2015. È in particolare l'industria in senso stretto a trainare la risalita, mentre il settore delle costruzioni, dopo un lungo periodo negativo, sembra essersi perlomeno stabilizzato. Allo stesso tempo, la spesa delle famiglie è aumentata dell'1,5% su base tendenziale nel primo trimestre 2016.

Tuttavia, la ripresa dell'economia italiana appare ancora fragile e potrebbe subire una frenata anche nel breve termine. L'aumento dei consumi delle famiglie sembra infatti, in particolare, legato al crollo del prezzo del petrolio e, con la risalita del Brent nell'intorno di 50 \$/bbl, potrebbe rapidamente ridimensionarsi. Gli indicatori relativi al mondo del lavoro mostrano tuttavia una situazione ancora critica, con il tasso di inattività tra i giovani (25-34 anni) stabile da inizio anno sul 27,6%. L'export italiano, da sempre traino dell'economia nazionale, mostra un *trend* di rallentamento, coerente con la dinamica del commercio mondiale, ed è soprattutto diretto verso i paesi europei.

Nel complesso nell'anno in corso il PIL, anche alla luce del rallentamento indicato dall'ISTAT per il secondo trimestre, dovrebbe attestarsi su tassi di crescita positivi ma inferiori all'1%.

Per quanto concerne gli effetti dell'esito del referendum britannico, ci potrebbero essere ripercussioni rilevanti per l'economia italiana soprattutto nel prossimo anno, in quanto esso si innesta su un contesto fragile sotto il profilo finanziario e ancora molto delicato dal punto di vista economico. Sebbene le previsioni ufficiali (e pre-Brexit) erano di una crescita del PIL nel 2017 superiore all'1%, permane il rischio che anche per il prossimo anno ci si attesti su tassi inferiori.

¹ Ultimo dato ISTAT trimestrale disponibile. La stima ISTAT del secondo trimestre sarà disponibile in agosto 2016.

² Per il secondo trimestre 2016 si assume una crescita congiunturale lievemente inferiore a quanto registrato nel primo trimestre dell'anno.

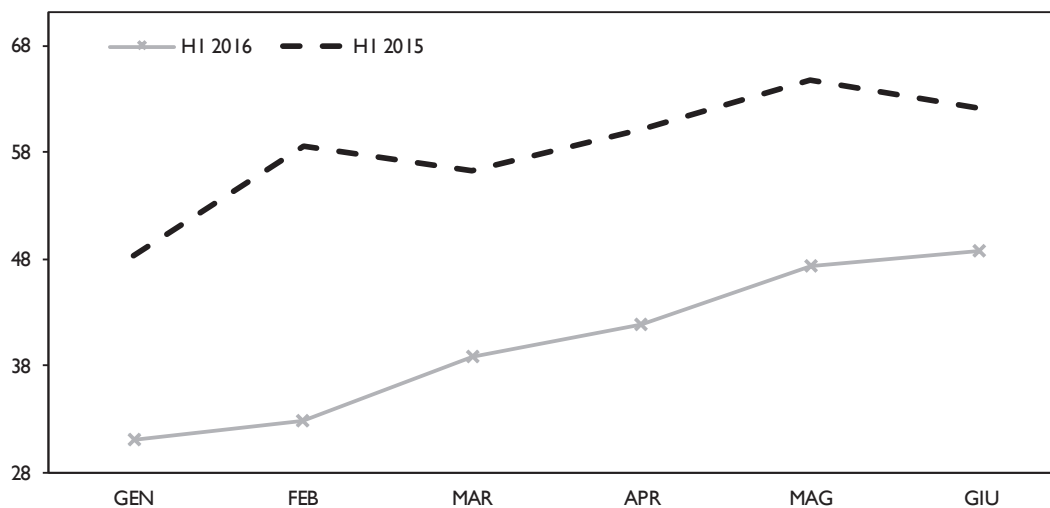
Il mercato petrolifero

Nei primi sei mesi del 2016 il prezzo medio del greggio è stato pari a 39,73 \$/bbl, in netta riduzione rispetto allo stesso periodo del 2015 (-31,4%). Il cambio \$/€ medio è stato 1,155 \$/€, essenzialmente in linea con la quotazione dell'anno precedente (-0,03%). Per effetto delle precedenti dinamiche, la quotazione media del greggio in euro è stata 35,54 €/bbl nel 2016 in riduzione rispetto al valore medio del 2015 (-31,67%).

Nel primo semestre 2016 le quotazioni *spot* del Brent Dated in dollari sono risultate in continuo aumento con quotazioni di giugno a 48,34 \$/bbl, in aumento di circa 17,7 dollari rispetto a gennaio 2016.

DINAMICHE PREZZO BRENT

(\$/bbl)



Fonte: elaborazioni REF-E su dati Platts

Il mercato dell'energia elettrica

Domanda e offerta

Nel periodo gennaio - giugno 2016 la produzione netta di energia elettrica in Italia è stata pari a 129.688 GWh in riduzione (-1,9%) rispetto allo stesso periodo del 2015. La richiesta di energia elettrica, pari a 151.005 GWh (-1,5%) è stata soddisfatta per l'86% dalla produzione nazionale (-2% rispetto al 2015) e per il restante 14% dal saldo con l'estero. A livello nazionale, la produzione termoelettrica tradizionale è stata pari a 83.823 GWh, allineata al 2015, e ha rappresentato il 65% dell'offerta produttiva; la produzione di fonte idroelettrica è stata pari a 21.505 GWh (-8,9% rispetto al 2015) rappresentandone il 17%, mentre la produzione da fonte geotermica, eolica e fotovoltaica è stata pari a 24.360 GWh (-1,5%) coprendo il 19% dell'offerta.

Domanda e offerta di energia elettrica cumulata

	fino a 30/06/2016	fino a 30/06/2015	Var. %
Domanda	151.005	153.239	-1,5%
<i>Nord</i>	70.931	70.707	0,3%
<i>Centro</i>	44.554	45.782	-2,7%
<i>Sud</i>	22.237	22.797	-2,5%
<i>Isole</i>	13.283	13.953	-4,8%
Produzione netta	129.688	132.153	-1,9%
<i>Idroelettrico</i>	21.505	23.601	-8,9%
<i>Termoelettrico</i>	83.823	83.808	0,0%
<i>Geotermoelettrico</i>	2.953	2.874	2,7%
<i>Eolico e fotovoltaico</i>	21.407	21.870	-2,1%
<i>Consumo Pompaggi</i>	-1.245	-1.023	21,7%
Saldo estero	22.562	22.109	2,0%

Fonte: Terna

Il primo semestre del 2016 ha visto complessivamente una domanda elettrica in leggero calo rispetto all'anno precedente. I decrementi percentuali si verificano in tutte le zone del Paese, in particolare nelle Isole (-4,8%) e al Centro Sud (-2,5%), mentre a Nord è rimasto essenzialmente stabile (0,3%).

Prezzi Mercato del Giorno Prima (MGP)

Relativamente ai prezzi zonal si assiste, nel primo semestre 2016, a un ridimensionamento generale dei prezzi rispetto al 2015 con un calo di tutte le zone e di conseguenza anche del PUN.

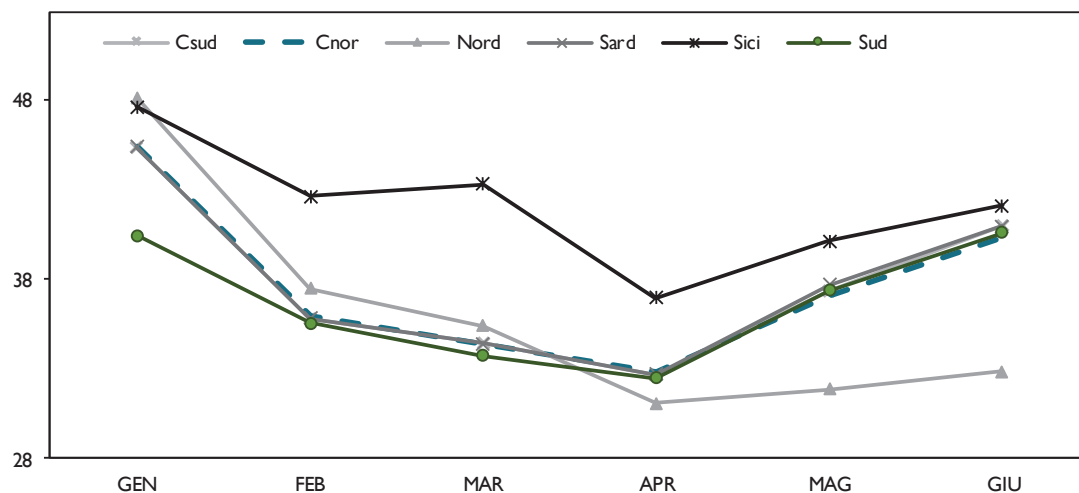
Nel secondo trimestre 2016 il prezzo Nord è stato il più basso della penisola a differenza dei trimestri precedenti. Questo comportamento è dovuto alle dinamiche di mercato sottostanti che hanno visto la domanda alzarsi nelle zone Centrali e a Sud e diminuire al Nord, in contemporanea a una contrazione delle offerte a zero al Sud e a un aumento di quest'ultime al Nord. Di conseguenza il maggior contendibile, assieme a un aumento di indisponibilità al Sud, ha provocato un aumento dei prezzi, mentre al Nord il contendibile è sceso e l'import dall'estero ha tenuto i prezzi bassi tramite le efficienti dinamiche di *Market Coupling*.

Il prezzo zonale maggiore rimane quello siciliano, che nel mese di giugno registra una diminuzione dello *spread* con le altre zone dovuto al raddoppio del cavo Sorgente-Rizziconi a fine maggio che ha coinciso con la revoca del regime amministrato imposto agli impianti siciliani³. Tale provvedimento ha permesso, da una parte agli impianti siciliani di tornare ad offrire mediante mercato a prezzi liberi, ma al contempo di formare una macro zona con il Sud, aumentando la competitività in zona Sicilia e di conseguenza abbassando i prezzi.

³ Il regime amministrato, imposto da inizio 2015, prevedeva l'offerta ai propri costi variabili riconosciuti per tutte le unità di produzione sopra i 50 MW.

DINAMICHE PREZZI ZONALI ITALIANI HI 2016

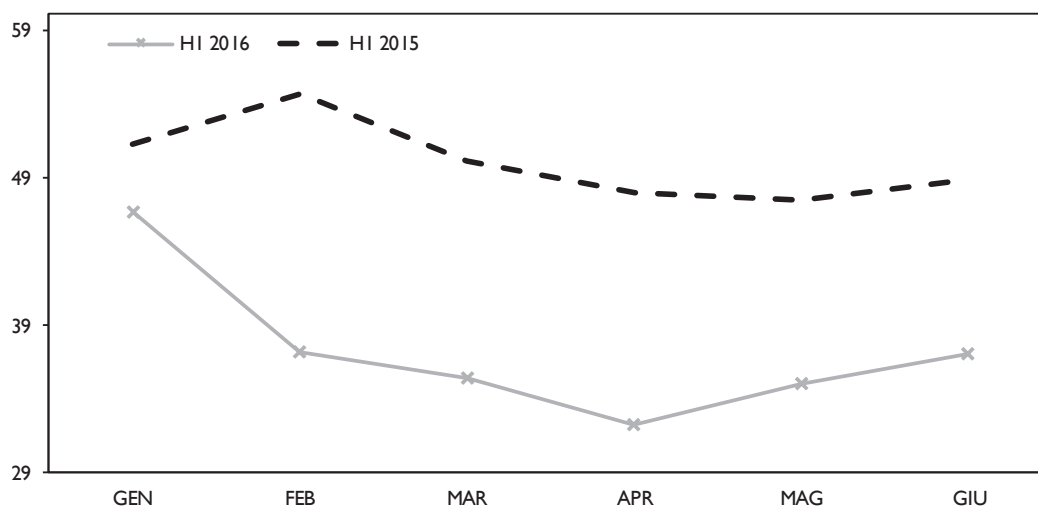
(€/MWh)



Fonte: elaborazioni REF-E su dati GME

DINAMICHE PREZZO MEDIO DI ACQUISTO SU MGP - PUN

(€/MWh)



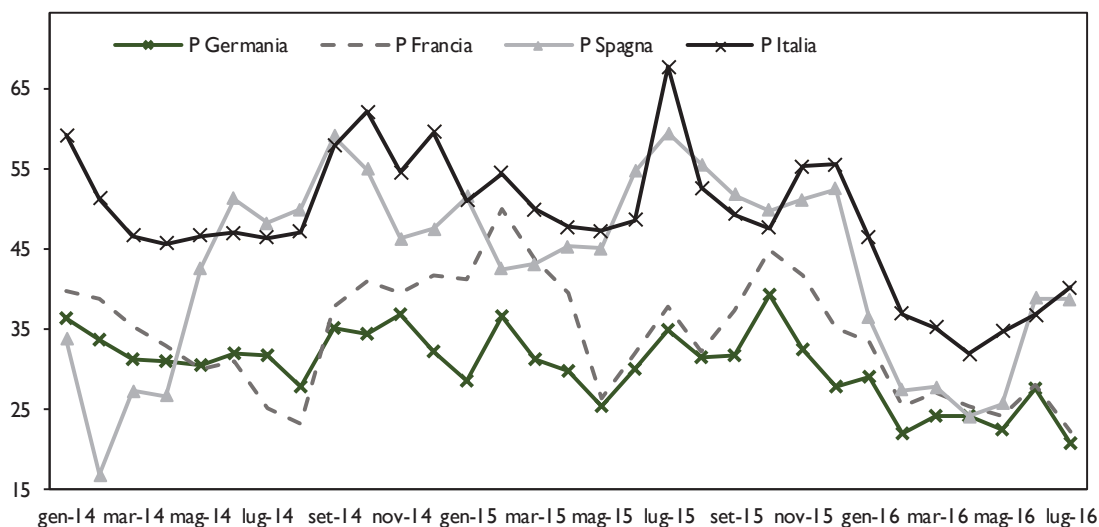
Fonte: elaborazioni REF-E su dati GME

Andamenti delle principali borse europee

Le borse elettriche europee hanno espresso, nel primo semestre 2016, un prezzo medio di 27,5 €/MWh rispetto al PUN medio pari a 37,0 €/MWh con un differenziale di 9,5 €/MWh in riduzione rispetto agli 11,1 €/MWh del 2015.

DINAMICHE PREZZI ELETTRICI EUROPEI

(€/MWh)



Fonte: elaborazioni REF-E su dati Borse Europee

Future del PUN Baseload su EEX

La tabella seguente mostra il confronto tra i prezzi *future* medi dei prodotti disponibili per il secondo trimestre 2016. Nei tre mesi da aprile a giugno si registrano variazioni in aumento per le quotazioni dei trimestrali di settembre (Q3) e dicembre (Q4) 2016 e marzo (Q1) 2017. Il *future* annuale (dicembre 2017) che quotava 37,9 €/MWh ad aprile si è portato a 42,2 €/MWh in giugno (+4,3 €/MWh). Questo andamento è spiegabile attraverso le dinamiche dei *future* dei combustibili; prevalentemente il gas ha contribuito per il 70% circa (3 €/MWh) mentre il carbone per il 10%.

apr-16 Futures		mag-16 Futures		giu-16 Futures	
mensili	€/MWh	mensili	€/MWh	mensili	€/MWh
mag-16	31,9	giu-16	34,6	lug-16	38,0
giu-16	32,7	lug-16	37,6	ago-16	45,9
lug-16	34,8	ago-16	44,5	set-16	41,9
trimestrali		trimestrali		trimestrali	
Q3 16	39,0	Q3 16	42,2	Q3 16	44,0
Q4 16	39,5	Q4 16	42,1	Q4 16	44,5
Q1 17	39,0	Q1 17	41,6	Q1 17	43,5
annuali		annuali		annuali	
Y1 17	37,9	Y1 17	39,6	Y1 17	42,2

Fonte: Reuters su dati EEX

Il mercato del gas naturale

Domanda e offerta

Il primo semestre 2016 fa rilevare un consumo di gas leggermente in crescita rispetto al 2015 (+1,3%), risultato di una crescita del termoelettrico (+9,8%) compensata da una riduzione della domanda residenziale (-3,9%) e sostanziale stazionarietà dei restanti fattori di domanda.

A seguito di un inverno mite, la domanda residenziale è calata di circa 0,7 miliardi mentre l'incremento dei volumi per usi termoelettrici è stato favorito soprattutto dalla riduzione della produzione idroelettrica. Leggermente in crescita i consumi industriali (+1,6%).

GAS PRELEVATO (Mld mc)	HY1-2016	HY1-2015	HY1-2014	HY1-2013	Var %2016 vs 2015	Var %2015 vs 2014	Var %2014 vs 2013
Usi Industriali	6,8	6,6	6,7	6,8	3%	-1%	-1%
Usi Termoelettrici	10,1	9,2	8,4	9,7	10%	10%	-14%
Impianti di distribuzione	17,8	18,5	16,7	20,6	-4%	11%	-19%
Rete Terzi e consumi di sistema (*)	1,1	0,9	0,9	1,0	12%	10%	-14%
Totale prelevato	35,7	35,2	32,7	38,1	1%	8%	-14%

Ultimo dato 30 giu 2016

Fonte: elaborazioni REF-E su dati SRG

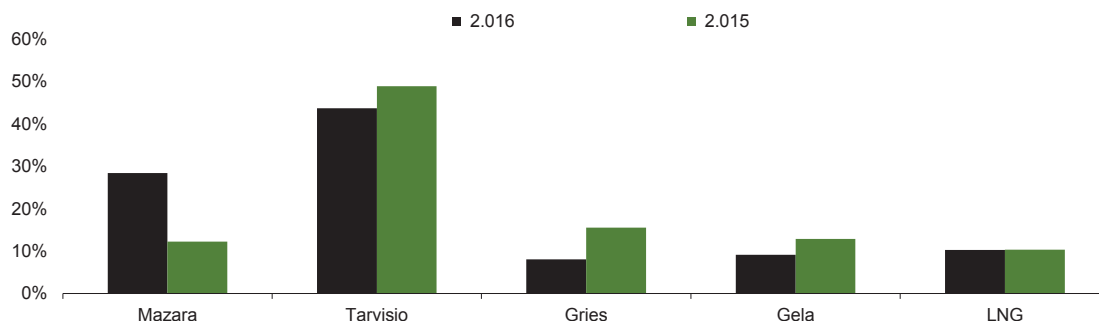
GAS IMMESSO (Mld mc)	HY1-2016	HY1-2015	HY1-2014	HY1-2013	Var %2016 vs 2015	Var %2015 vs 2014	Var %2014 vs 2013
Importazioni	31,3	29,5	29,3	30,8	6%	1%	-5%
Prod. Nazionale	2,7	3,2	3,4	3,7	-15%	-6%	-7%
Stoccaggi	1,6	2,5	(0,1)	3,6	-34%	-2124%	-103%
Totale Immeso (incl. Stoccaggi)	35,7	35,2	32,7	38,1	1%	8%	-14%
Capacità max	63,4	63,0	63,9	61,2			
Load Factor	49%	47%	46%	50%			

Ultimo dato 30 giu 2016

Fonte: elaborazioni REF-E su dati SRG

Lato offerta, le importazioni sono cresciute del 6% mentre è ancora confermato il *trend* in calo della produzione nazionale (-15%). Il saldo dei sistemi di stoccaggio (erogazioni +/-immissioni -) indica -0.9 miliardi/mc rispetto a 2.5 miliardi/mc dell'anno scorso, risultato della maggiore giacenza a fine marzo e dunque minor erogazione durante l'inverno.

Importazioni per punto d'entrata sul totale



Da inizio anno, si è riscontrato un aumento significativo dei volumi algerini, passando dal 12% dei volumi importati nel primo semestre 2015 a circa il 28% del primo semestre 2016, riconducibile al recupero di capacità di esportazione algerina connessa all'incremento di produzione (in Salah e in Amenas) e alla limitata crescita della domanda interna.

I volumi importati nel primo semestre 2016 sono provenuti per il 44,0% da Tarvisio (prevalentemente Russia), l'8,1% da Passo Gries (Nord Europa), il 28,4% da Mazara del Vallo (Algeria), il 9,2% da Gela (Libia) e il 10,3% da GNL (principalmente dal rigassificatore di Rovigo/punto d'entrata di Cavarzere –Qatar-).

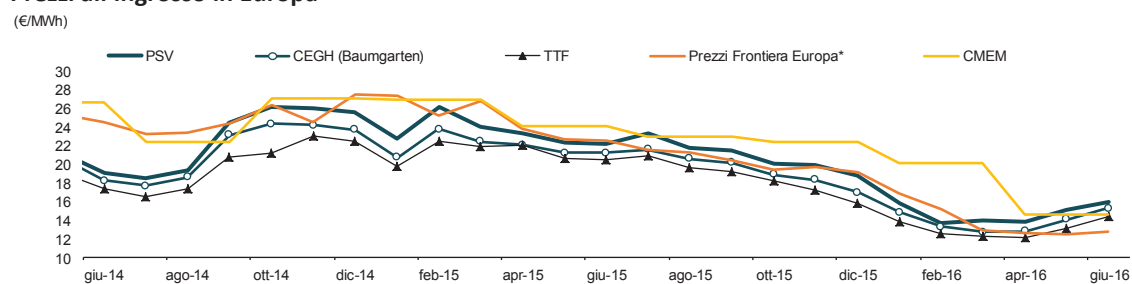
Prezzi ingrosso gas

Nel primo semestre 2016 i prezzi all'ingrosso del gas naturale hanno mostrato un calo tendenziale in tutte le aree internazionali, rispetto al precedente semestre. In Europa, in un contesto di domanda ancora debole accentuato dal protrarsi di un inverno mite e dal calo del Brent, i prezzi degli *hub*, dopo una forte riduzione nel primo trimestre 2016 (-24% nei confronti del quarto trimestre 2015), in controtendenza con le normali dinamiche stagionali, hanno mostrato un leggero rialzo nel secondo trimestre (+2%).

Il TTF olandese fa segnare un valore medio semestrale delle quotazioni *spot* di 13,02 €/MWh. Il PSV italiano risulta ancora un mercato a premio rispetto agli *hub* nord-europei con uno *spread* nei confronti del TTF di +1,7 €/MWh (-25% rispetto al dato del primo semestre 2015).

Le rinegoziazioni dei contratti a lungo termine ed il crollo dei prezzi del petrolio, a cui parte dei volumi importati sono ancora direttamente o indirettamente collegati, hanno portato a una sensibile diminuzione dei "prezzi alla frontiera" e a una loro progressiva convergenza con quelli a breve: in giugno le stime indicano prezzi di importazione in Europa di 12,7 €/MWh, da compararsi con prezzi agli *hub* tra i 14 ed i 16 €/MWh.

Prezzi all'ingrosso in Europa



Ultimo dato 30 giu 16

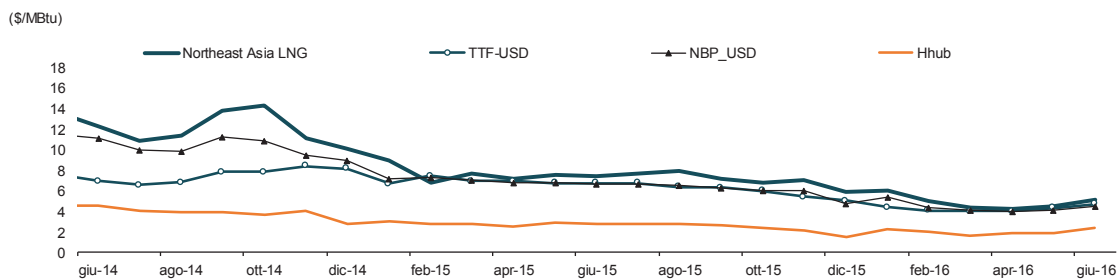
Fonte: elaborazioni REF-E su dati Platts- WGI

Riguardo al contesto italiano, oltre alle già citate dinamiche del PSV, il mercato del bilanciamento (PB-Gas) si è confermato nel primo semestre l'unico mercato gas liquido tra quelli organizzati dal Gestore dei Mercati Energetici (GME). Nei due comparti che lo costituiscono (G+1 e G-1) sono stati scambiati nel primo semestre volumi per circa 2,1 miliardi/mc (1,1 miliardi/mc nello stesso periodo 2015), con un prezzo medio di 14,7 €/MWh per il comparto G+1 e di 15,2 €/MWh per il G-1, mostrando dinamiche e livelli di prezzo in linea con quelli delle contrattazioni bilaterali al PSV.

La c.d. "componente CMEM", intesa a riflettere il costo di approvvigionamento del gas nel prezzo al mercato tutelato, definita da AEEGSI sulla base delle quotazioni *forward* del TTF, è risultata nel primo trimestre pari a 20,1 €/MWh e nel secondo trimestre di 14,63 €/MWh.

Nei mercati del Nord-Est asiatico, la rallentata crescita della domanda mondiale e l'entrata in produzione di nuova capacità di liquefazione in Australia e in USA (Sabine Pass) e la riduzione dei prezzi del petrolio, si sono riflessi in una riduzione dei prezzi GNL.

Prezzi LNG



Ultimo dato 30 giu 16

Fonte: elaborazioni REF-E su dati Platts

I prezzi *spot* asiatici, che nel primo semestre 2015 avevano segnato in media 7,6 \$/MBtu, sono calati a 4,9 \$/MBtu nel primo semestre 2016, confermando un *trend* al ribasso a 4,6 \$/MBtu negli ultimi tre mesi (rispetto ai 4,2 circa degli *hub* nordeuropei). Dunque il premio dei mercati asiatici risulta sempre più ridotto in seguito all'incremento di offerta GNL in Asia, il che riduce anche l'attrattiva dei *reloadings* dal mercato europeo verso quello asiatico.

In USA anche l'Henry Hub, principale mercato americano, ha fatto osservare valori in diminuzione dai 2,8 \$/MBtu del primo semestre 2015 ai 2,1 \$/MBtu circa del 2016.

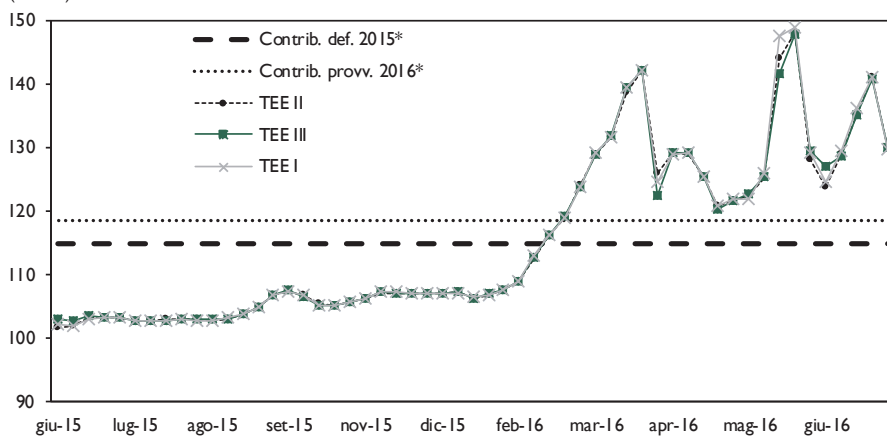
Certificati Bianchi (TEE)

Andamento del mercato

Nei primo semestre del 2016 si sono rilevati andamenti "anomali" sul mercato dei TEE rispetto a quanto osservato nel precedente anno e mezzo. Da giugno 2014 (inizio anno d'obbligo 2014) fino alle sessioni di borsa di gennaio 2016 i prezzi dei TEE di tipo I, II e III (che costituiscono la maggior parte dei titoli scambiati) si sono infatti sostanzialmente mantenuti tra i 100 e i 110 €/TEE. Da febbraio 2016 è però iniziato un sentiero altalenante di crescita dei prezzi, che hanno sfiorato punte di 150 €/TEE, attestandosi in media sui 130 €/TEE. Questo andamento al rialzo si è ovviamente riflesso sul valore del contributo tariffario definitivo per l'anno d'obbligo 2015, come stabilito da Determina AEEGSI, che si è attestato a 114,83 €/TEE, mentre per l'anno d'obbligo 2016 si parte da un contributo preventivo di 118,37 €/TEE⁴.

TEE: PREZZI DI BORSA E CONTRIBUTO TARIFFARIO

(€/TEE)

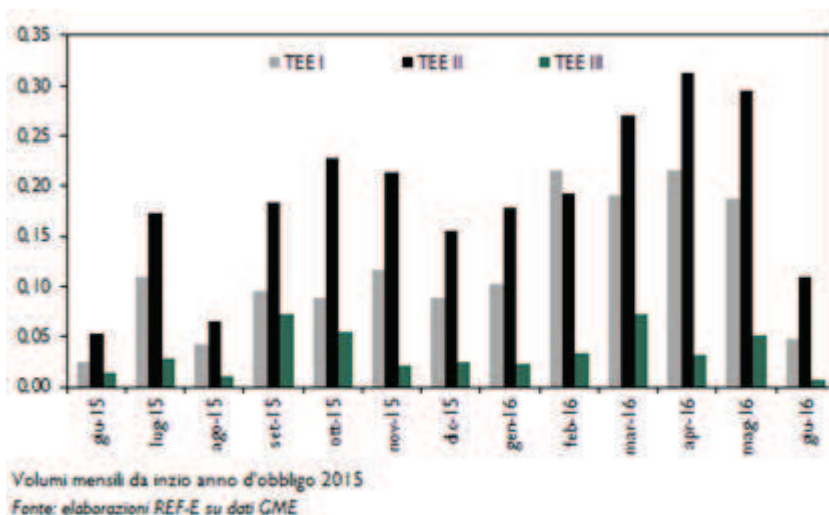


* AEEGSI II/2016 - DMEG. Ultimo dato al 05/07/2016

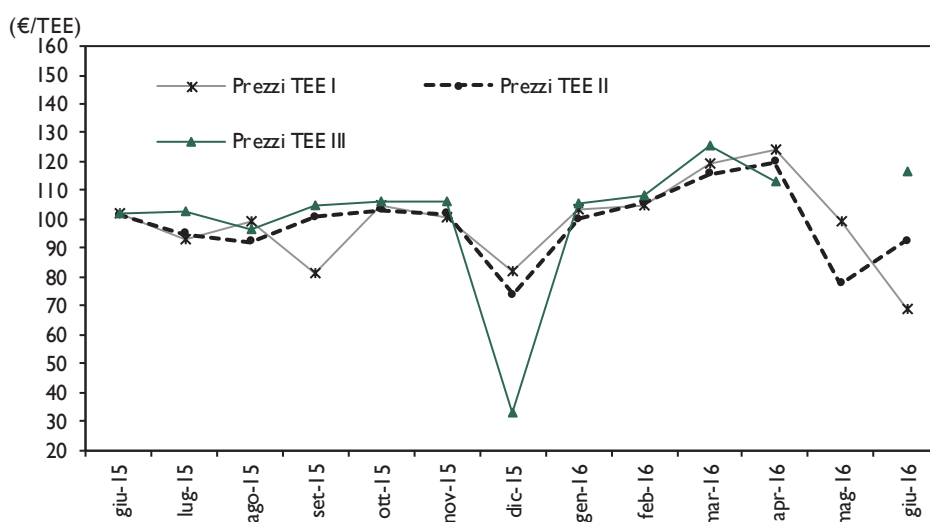
Fonte: elaborazioni REF-E su dati GME, AEEGSI

In termini di volumi scambiati in borsa negli ultimi mesi il *trend* è stato crescente, salvo a giugno, quando a valle della *compliance* per l'anno d'obbligo 2015 si è registrata una significativa contrazione.

⁴ AEEGSI Determina 16 giugno 2016 DMEG/EFR/11/2016.

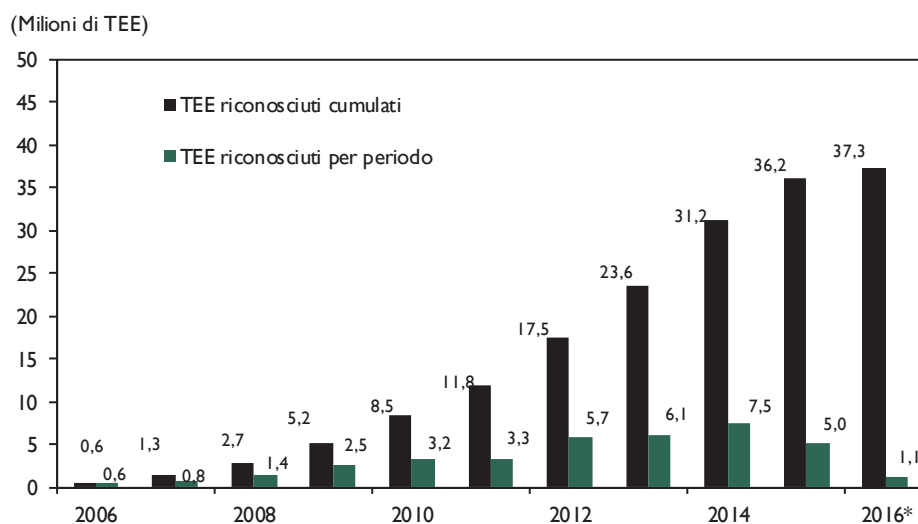


Anche sul mercato OTC i prezzi sono risultati in crescita nei primi mesi dell'anno, sebbene non si siano raggiunti i livelli di borsa e negli ultimi due mesi (maggio e giugno) si sia registrata un tendenza contraria che, quantomeno per maggio, si suppone legata a scambi infragruppo pre-compliance. I volumi invece, storicamente più elevati di quelli di borsa, negli ultimi mesi sono risultati anche decisamente inferiori a quelli registrati sul mercato organizzato.



TEE emessi: il rallentamento dopo l'accelerazione del 2013-2014

Analizzando la serie storica dei TEE riconosciuti dal 2006 a inizio 2016 si può evidenziare come l'andamento delle emissioni sia influenzato dagli aggiornamenti di carattere regolatorio o legislativo.



*Gennaio-marzo consuntivo GSE

Fonte: elaborazioni REF-E su dati GSE

Un primo elemento rilevante è costituito dall'introduzione, a partire dal 2012, del coefficiente τ , ha supportato l'offerta di titoli garantendone un maggior numero a parità di intervento rispetto alla situazione precedente.

Il picco di progetti presentati e TEE riconosciuti nel 2013-2014 è invece in buona parte collegabile a due aggiornamenti introdotti dal DM 28 dicembre 2012: l'ammissibilità al meccanismo limitata, a partire dal 2014, ai soli nuovi progetti o in corso di realizzazione, e il divieto di cumulabilità, vigente da metà 2013, con altri incentivi statali. Nel 2015 invece si è registrato una sorta di riallineamento al periodo precedente. Nei primi sei mesi del 2016 sono invece stati emessi circa 2,6 milioni di TEE, e nel complesso per l'anno d'obbligo 2015 (giugno 2015 - maggio 2016) il GSE stima che i TEE generabili siano stati pari a 5,1 milioni; tenendo in considerazione il numero di TEE ancora disponibili sui conti degli operatori a valle della compliance per l'anno d'obbligo 2014, nonché le compensazioni sui due anni precedenti, e l'obbligo complessivo 2015 (7,75 milioni di TEE tra distributori gas ed elettrici), il Gestore stima una copertura dell'obbligo 2015 pari al 77%, cioè superiore al valore minimo di flessibilità fissato per il 2015 e il 2016, pari al 60%.

La situazione potrebbe risultare più critica negli anni successivi nel caso in cui venisse confermato un trend calante di emissioni di titoli, combinato con obblighi sempre crescenti. In tal caso, le recenti turbolenze registrate sul mercato dei titoli potrebbero essere lette come un primo segnale delle necessità di collocarsi su valori dei TEE più alti rispetto a quanto registrato negli ultimi anni, al fine di incentivare la presentazione dei progetti e rendere possibile la copertura degli obblighi.

GAS

Delibera AEEGSI 166/2016/R/gas: modalità di calcolo delle componenti CMEM e CCR per il periodo compreso tra il 1° ottobre 2016 e il 31 dicembre 2017.

Con tale delibera l'Autorità si esprime in merito alle modalità di determinazione delle componenti relative ai costi di approvvigionamento del gas naturale nei mercati all'ingrosso (CMEM) e delle attività connesse (CCR).

L'AEEGSI conferma le attuali modalità di calcolo/aggiornamento della componente tariffaria CMEM, a copertura del costo di acquisto della materia prima, mantenendo il riferimento alle quotazioni TFF.

E' stata inoltre aggiornata la modalità di quantificazione della CCR confermandone le componenti "Rischi bilanciamento" e "Profilo ed eventi climatici" ed adeguandone le componenti "Rischio Livello"- in considerazione di un tasso atteso di uscita dal servizio di tutela maggiore di quello rilevato nell'ultimo biennio - e "Rischio pro-die".

Sono confermate le modalità di determinazione dei costi relativi alla logistica nazionale e internazionale.

Infine viene estesa di un trimestre l'applicazione della componente GRAD (per la gradualità nell'applicazione delle condizioni economiche del servizio di tutela in esito alla riforma del 2013) prevista per l'AT 2016-17 a parità di ammontare di gettito atteso.

DM 25 febbraio 2016: modifiche urgenti alla Disciplina del mercato del gas naturale.

Con tale Decreto, il MSE ha approvato le modifiche urgenti alla Disciplina del mercato del gas naturale, disposte dal GME. Le modifiche in oggetto sono state eseguite in ottemperanza all'art. 13 del Regolamento (UE) 2015/703, facendo seguito a quanto comunicato da Snam relativamente al cambio di unità di misura da GJ a MWh.

Delibera 312/2016/R/gas: bilanciamento gas.

L'AEEGSI ha approvato il nuovo Testo Integrato del Bilanciamento (TIB) gas che recepisce gli orientamenti espressi nel DCO n. 103/2016 nonché il regolamento Europeo n. 312/2014. La disciplina del TIB sarà efficace dal 1° ottobre 2016 se sussisteranno tutte le condizioni previste per l'avvio.

La delibera dettaglia:

- i criteri generali di intervento del responsabile del bilanciamento (RdB) nel mercato del bilanciamento;
- le modalità con cui il responsabile del bilanciamento può proporre il ricorso ai servizi di bilanciamento;
- le modalità con cui il responsabile del bilanciamento può ricorrere ai prodotti di tipo locational;
- il prezzo di sbilanciamento per gli aspetti non definiti dal Regolamento, compresa l'entità dello small adjustment;
- l'introduzione nell'ambito del mercato disciplinato dal GME di un mercato organizzato per lo scambio di gas in stoccaggio tra utenti a cui può accedere anche il responsabile del bilanciamento nel caso ciò sia necessario per far fronte per eventuali esigenze operative e di sicurezza;
- un criterio generale di neutralità per il responsabile del bilanciamento con la contestuale previsione di un fondo per la copertura degli oneri connessi al sistema di bilanciamento e delle modalità in base alle quali il responsabile del bilanciamento versa o recupera gli importi dovuti.
- l'introduzione di alcuni obblighi informativi funzionali al bilanciamento, in capo al responsabile del bilanciamento.

Inoltre, l'Autorità ritiene necessario prevedere che il responsabile del bilanciamento e gli altri operatori infrastrutturali stabiliscano, accordi di interconnessione volti a garantire l'interoperabilità e l'allocazione dei costi di sbilanciamento agli utenti che li hanno provocati.

DCO 12/2016/R/gas: Modifiche inerenti alla disciplina del settlement gas.

L'Autorità per l'Energia, con tale DCO, prova a risolvere le anomalie del funzionamento del settlement gas, mettendo in consultazione le proprie proposte su algoritmi, fatturazione, obblighi informativi e penali. In particolare viene affrontata la questione dell'algoritmo funzionale alla determinazione delle partite fisiche ed economiche in esito alla sessione di aggiustamento, con la proposta di due opzioni. La prima prevede il mantenimento dell'attuale algoritmo, spostando però l'utilizzo delle informazioni sulla "matrice di corrispondenza" al termine del processo (c.d. "risalita delle filiere"). La seconda opzione estende invece l'applicazione dell'algoritmo ad oggi utilizzato per le sessioni di bilanciamento.

DCO 321/2016/R/gas: Ottemperanza alla sentenza del Consiglio di Stato relativa alla regolazione tariffaria del servizio di trasporto e dispacciamento del gas naturale per il periodo 2010-2013.

Con tale documento, l'AEEGSI presenta i propri orientamenti finali in materia di determinazione dei criteri tariffari del servizio di trasporto gas per il periodo di regolazione 2010-13 in ottemperanza della sentenza del Consiglio di Stato. In particolare stabilisce:

- Criterio di ripartizione dei ricavi tra componente capacity e commodity: confermate 90% capacity e 10% commodity; confermata la pianura padana come baricentro del mercato.
- Corrispettivo a copertura degli autoconsumi: l'AEEGSI propone di introdurre un corrispettivo differenziato tra i diversi punti di entry, in modo da tenere conto della distanza dei punti di entrata dal baricentro del sistema
- Nei confronti degli *shipper* cui sia stato effettivamente allocato gas di autoconsumo in natura nel periodo 2010-13 e che ne facciano richiesta entro il 30 settembre 2016, Snam emanerà, entro il 30 novembre 2016, una nota di credito.

Delibera n. 336/2016/R/gas: Avvio di un progetto pilota relativo alla capacità presso i punti di riconsegna della rete di trasporto gas che alimentano impianti di generazione di energia elettrica.

Con tale delibera l'AEEGSI stabilisce il mantenimento di un regime di conferimento ex-ante nel quale siano previste tutte le tipologie di prodotti di capacità ora disponibili presso i punti di interconnessione con i paesi dell'Unione Europea al fine di consentire a ciascun utente di scegliere la composizione del portafoglio di prodotti di capacità che meglio soddisfa le proprie esigenze di produzione. Il progetto pilota intende realizzare il passaggio verso più flessibili ed efficienti meccanismi di conferimento, consentendo ai produttori di coordinare meglio l'acquisto di capacità di trasporto gas con la vendita di energia elettrica e servizi.

Delibera 173/2016/R/gas: Determinazione delle tariffe di riferimento provvisorie per i servizi di distribuzione e misura del gas, per l'anno 2016 e approvazione di importi di perequazione bimestrale d'acconto, relativi al servizio di distribuzione del gas naturale, per l'anno 2016.

Con detta delibera l'AEEGSI ha provveduto a fissare in via provvisoria i valori delle tariffe di riferimento delle società di gestione delle reti di distribuzione e i relativi importi di perequazione, per l'anno 2016, sulla base dei dati tecnici/economici relativi agli investimenti sostenuti nel 2015, dati che, essendo soggetti alla fase di verifica, non possono che determinare tariffe provvisorie.

Delibera 223/2016/R/gas: Disposizioni in materia di assicurazione a favore dei clienti finali del gas, per il quadriennio 1 gennaio 2017 - 31 dicembre 2020.

L'AEEGSI ha deliberato in merito all'assicurazione finale a favore dei clienti finali del gas per il periodo 2017 – 2020. L'assicurazione in oggetto è ormai in vigore da diversi anni ed ha lo scopo di fornire una garanzia ed una copertura economica a favore dei clienti finali gas coinvolti in incidenti derivanti l'uso del gas. Il costo di tale assicurazione è sempre stata per il cliente finale un onere marginale di pochi decimi di euro euro all'anno, applicati ad ogni singolo Punto di Riconsegna.

DCO 205/2016/R/gas: Criteri per il riconoscimento dei costi relativi agli investimenti nelle reti di distribuzione del gas naturale, realizzati a partire dall'anno 2017 - Orientamenti iniziali.

L'AEEGSI con questo primo DCO (ne seguirà un secondo verso settembre 2016) esprime i propri orientamenti in merito ai riconoscimenti in tariffa degli investimenti, identificando due opzioni: l'uso del meccanismo del *price – cap* o l'uso del meccanismo dei costi standard. Il DCO riveste una significativa importanza per i gestori del servizio di distribuzione considerando il contesto temporaneo delle gare gas; gli orientamenti presentati dall' AEEGSI possono impattare i piani economico/finanziari con i quali i gestori si stanno apprestando a partecipare alle gare gas.

ENERGIA ELETTRICA

DCO 75/2016: riforma delle tutele di prezzo nel mercato retail dell'energia elettrica e del gas naturale: tutela simile al mercato libero di energia elettrica per clienti finali domestici e piccole imprese.

Nel DCO l'AEEGSI individua due linee di intervento per addivenire al superamento della Maggior Tutela:

- la riforma della maggior tutela al fine di renderla più coerente con il ruolo di servizio universale che essa sarà destinata ad assumere: l'AEEGSI intende mantenere la funzione di approvvigionamento di AU e la commercializzazione in capo agli attuali esercenti di maggior tutela; tale servizio verrebbe erogato ai domestici e alle piccole imprese che non hanno un fornitore sul mercato libero. Il prezzo dell'energia sarebbe definito ex ante con riferimento al prezzo che si forma su MGP.
- la maturazione del segmento retail dei clienti di piccola dimensione, facilitandone l'accesso al mercato attraverso un'evoluzione "guidata e vigilata" dall'Autorità (c.d Tutela Simile). L'AEEGSI intende avviare un processo di adesione volontaria di clienti e venditori tramite la gestione centralizzata dell'accesso. Per i venditori che intendono aderire sono richiesti specifici requisiti di solidità (economico/finanziaria), onorabilità e operativi coerenti con il numero massimo di clienti che è disposto a fornire. L'accesso alla Tutela Simile è consentito solo ai clienti che sono ricompresi nel servizio di maggior tutela riformato e avviene tramite uno specifico sito internet gestito da AU in qualità di amministratore centrale. La Tutela Simile riguarda solo la fornitura di energia elettrica e prevede condizioni contrattuali standard per tutti i clienti, a prescindere dal fornitore selezionato. Il prezzo applicato è pari a quello del servizio di maggior tutela riformato oltre a uno sconto definito dal fornitore per ciascuna tipologia di cliente.

Si sottolinea come le proposte del DCO siano innestate in un contesto di grande instabilità evolutiva in quanto il provvedimento dal quale le proposte possono essere potenzialmente influenzate, ossia il DDL concorrenza, è ancora in attesa di approvazione da parte del Senato, a cui dovrà poi seguire un ulteriore provvedimento del Ministero dello Sviluppo Economico (MISE).

Delibera 327/2016: Proroga del termine per l'adempimento all'obbligo di separazione delle politiche di comunicazione e del marchio per la vendita di energia elettrica ai clienti finali

Nell'attuale quadro di incertezze relativa all'atteso DDL concorrenza, l'AEEGSI ha deciso di prorogare al 01/01/2017 l'obbligo di *debranding* tra vendita su mercato libero e tutela.

Legge stabilità (28 dicembre 2015 n 208) e DM MISE: Canone RAI in bolletta

Sulla G.U. 04/06/2016 è uscito il decreto attuativo n.94 del MISE e il 21 giugno la circolare esplicativa dell'Agenzia delle Entrate sulle regole di determinazione del canone dovuto per le varie casistiche.

L'Acquirente Unico ha inviato a fine maggio e a metà giugno i file per l'allineamento delle banche dati con i venditori.

È confermata l'applicazione del canone sulle emissioni delle fatture successive al 1° luglio 2017.

Sentenza Consiglio di Stato 2182 del 24 maggio 2015: annullamento del 612/2013/R/eel per la parte riguardante l'obbligo per i venditori di prestare garanzie a copertura anche del rischio di inadempimento del pagamento degli oneri di sistema.

Il codice di rete EE (CADE) prevede che il calcolo delle garanzie che i venditori devono prestare ai distributori tenga conto del totale della bolletta di trasporto compresi gli oneri di sistema.

Il Consiglio di Stato ha annullato parte della del. n. 612/2013 che specificava espressamente che i venditori devono prestare le garanzie anche sugli oneri di sistema.

Delibera 138/2016/R/eel: avvio di procedimento per la revisione degli oneri generali di sistema per i clienti non domestici.

La delibera avvia un procedimento di consultazione per determinare gli oneri generali di sistema per tutti i clienti non domestici secondo le regole delle tariffe di distribuzione dell'energia elettrica (maggior peso della quota potenza rispetto a quello della quota variabile) in ottemperanza al comma 3.2.b. della Legge Milleproroghe (Legge 21/16).

Di fatto, il provvedimento supera la precedente del. 13/2016/R/eel, che definiva prime regole transitorie per gli oneri generali di sistema da applicare da gennaio 2016 ai clienti AT e AAT (la Legge Milleproroghe ne estende la portata anche ai clienti a livelli di tensione più bassi).

Operativamente, la delibera applica transitoriamente e salvo conguaglio gli oneri generali di sistema per tutti i clienti non domestici previsti dalla precedente del. 657/2015/R/com e successivi aggiornamenti (normava gli OGS da gennaio 2016).

Delibera 654/2015/R/EEL: Regolazione tariffaria dei servizi di trasmissione distribuzione e misura.

L'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico definisce la regolazione tariffaria dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'elettricità per il 2016-2023, estendendo a otto anni la durata del periodo regolatorio, che viene nel contempo articolato in due sub-periodi di quattro anni (NPR1 2016-2019 e NPR2 2020-2023). Relativamente ai criteri tariffari la delibera prevede nel NPR1 schemi di regolazione incentivante per il riconoscimento dei costi operativi e schemi di regolazione del tipo rate-of-return per i costi di capitale, in sostanziale continuità di metodo; nel NPR2 l'adozione, in via evolutiva, di un approccio in chiave di controllo complessivo della spesa (approccio Totex), come sarà successivamente definito. Tra le principali novità della delibera si segnala la nuova modalità di remunerazione del capitale investito che prevede, fra l'altro, l'eliminazione del cosiddetto regulatory lag (i.e. ritardo nel riconoscimento tariffario della remunerazione dei nuovi investimenti).

DCO 255/2016: Riforma della struttura tariffaria degli oneri generali di sistema per i clienti non domestici nel mercato elettrico

Il DCO si inserisce come prima consultazione nell'ambito del procedimento avviato con la Del. 138/2016. Il DCO affronta la fattibilità della riforma prevista dalla suddetta legge presentando possibili opzioni di gradualità nell'applicazione della nuova struttura tariffaria degli oneri generali ai clienti non domestici alimentati in MT e BT.

La legge n. 21/2016 indica che la struttura tariffaria degli oneri generali debba adeguarsi ai criteri utilizzati per le tariffe di rete, introducendo quindi anche per la prima una struttura tariffaria trinomia. Il DCO presenta tre diverse modalità di introdurre quindi una struttura trinomia per gli oneri generali. Ogni opzione presenta una redistribuzione del peso degli oneri tra le diverse tipologie di utenti e classi di consumo.

Delibera 87/2016/R/eel: specifiche funzionali e performance Smart Meters 2G.

La delibera (che entrerà in vigore passati 3 mesi dalla notifica alla Comunità Europea) disciplina i misuratori elettrici per i clienti BT (detti smart meters 2G) in vista della loro sostituzione a valle del completo ammortamento dei precedenti attualmente installati (detti "1G"), definendone 7 funzionalità necessarie e livelli attesi di performance di sistema (e connessa tempistica di messa a regime).

Il provvedimento prevede una prima versione 2.0 (di immediata disponibilità), che deve avere sia un canale di comunicazione verso il "sistema elettrico" che può usare la Power Line Carrier (PLC) in banda A o in radiofrequenza, sia un secondo canale verso i dispositivi utente da installare in casa, che dovrà poter sfruttare almeno la PLC in banda C.

La delibera inoltre vuole valutare l'effettiva disponibilità di soluzioni tecnologiche standardizzate con funzionalità incrementali ed evolutive per la comunicazione dei misuratori e per il limitatore di potenza che consenta di interrompere l'erogazione dell'energia elettrica in caso di supero di potenza disponibile senza l'apertura dell'interruttore magneto-termico.

Delibera AEEGSI 29/2016/R/efr: determinazione del valore medio del prezzo di cessione dell'energia elettrica del 2015

L'AEEGSI determina il valore medio annuo del prezzo di cessione dell'energia elettrica registrato nel 2015 in 51,69 €/MWh; da tale prezzo vengono calcolati il prezzo di ritiro da parte del GSE dei CV relativi alle produzioni 2015 (100,08 €/CV) e, utilizzando la medesima formula, a meno di un coefficiente K dipendente dalla data di entrata in esercizio del singolo impianto, il valore, per il 2016, dell'incentivo post-CV.

GAS/EE

DCO 216/2016: Fatturazione di periodo nel mercato retail, nel quadro di evoluzione e superamento dei regimi di tutela di prezzo.

L'AEEGSI propone l'introduzione di vincoli normativi nelle procedure di acquisizione e gestione delle autoletture, periodicità e modalità di fatturazione, criteri di calcolo delle stime dei consumi.

Nel corso del 2016 AEEGSI avvierà uno specifico procedimento di revisione delle condizioni contrattuali di fornitura: ciascun venditore offrirà ai propri clienti di mercato libero anche un'offerta caratterizzata da condizioni standardizzate (definite dall'Autorità) e da livelli di prezzo liberamente contrattati tra le parti. Le altre offerte di mercato libero proposte dal venditore conterranno invece clausole non derogabili (definite dall'Autorità e presenti quindi in tutte le offerte) e derogabili (oggetto di contrattazione tra le parti e dunque strumento di differenziazione tra i venditori). Le clausole contrattuali definite per l'offerta standard si intendono obbligatoriamente applicate anche ai contatti di tutela gas e maggior tutela.

DCO 225/2016: Tutele clienti finali, trattamento reclami e risoluzione extragiudiziale delle controversie.

Il documento conferma lo schema proposto nel precedente DCO 614/2015, ovvero l'obiettivo di razionalizzare e riformare il sistema di tutele agendo su tre livelli in escalation:

- primo livello: incentrato su trattamento del reclamo, ha come protagonisti il cliente e l'impresa. Attuazione prevista tra gennaio 2017 e luglio 2018;
- secondo livello: il tentativo di conciliazione viene confermato come principale strumento di risoluzione delle controversie individuali.
- terzo livello: in capo direttamente all'Autorità e accessibile solo a condizioni precise. L'implementazione dovrebbe avvenire nel corso del 2017.

Il Call Center dello Sportello per il consumatore ha il compito di diffondere informazioni fra i clienti finali riguardo gli strumenti a loro disposizione per risolvere le controversie con i fornitori e più in generale per ampliare la conoscenza dei diritti.

Delibera 302/2016: revisione disciplina recesso clienti retail.

Con la delibera 302/2016/R/com l'AEEGSI modifica le modalità e tempistiche per l'esercizio del diritto di recesso dai contratti di fornitura dei clienti finali di piccole dimensioni, anche al fine di omogeneizzare la disciplina al contesto di evoluzione del mercato retail.

La nuova disciplina sarà efficace dal 1° gennaio 2017, anche per i contratti in essere a tale data.

Delibera 134/2016/R/eel: Disposizioni in tema di ulteriore corrispettivo per la remunerazione transitoria della disponibilità di capacità produttiva, per gli anni 2010 e 2011.

Con la Del. 48/04, l'Autorità ha definito la disciplina per la remunerazione transitoria della disponibilità di capacità produttiva, articolandola in due parti:

- Remunerazione sulla base dell'effettiva capacità produttiva resa disponibile, dai soggetti ammessi, nei giorni di alta e media criticità → Corrispettivo CAP1.
- Remunerazione integrativa dei ricavi su MPE, qualora questi siano inferiori ad un livello di riferimento convenzionale (pari ai ricavi che il produttore avrebbe ottenuto, a parità di produzione, nel regime amministrato) → Corrispettivo S.

La Deliberazione in oggetto, ha disposto che Terna ricalcoli e comunichi agli operatori interessati, entro il 30 aprile 2016, l'importo del corrispettivo S.

Delibera 303/2016/R/eel: Aggiornamento disciplina transitoria remunerazione capacità produttiva per il 2015.

L'AEEGSI definisce i criteri per la quantificazione del parametro "GCAP1", in funzione del quale è calcolato il corrispettivo unitario CAP1 per la remunerazione della disponibilità della capacità produttiva per l'anno 2015.

La delibera stabilisce altresì le fasce di prezzo per il 2015 sulle quali è articolato il CAP1 (F1 punta, F2 alto carico, F3 medio carico, F4 vuote). Terna effettua il riconoscimento degli importi del corrispettivo CAP1 per l'anno 2015 entro il 30 giugno 2016.

Testo Integrato della Disciplina del Mercato Elettrico (TIDME) aggiornato.

A seguito di parere positivo dell'AEEGSI, con Decreto del 15 giugno 2016 il MiSE ha approvato le modifiche al Testo Integrato della Disciplina del Mercato Elettrico (TIDME), riguardanti le disposizioni necessarie all'avvio del market coupling per il mercato infragiornaliero.

Le modifiche riguardano la revisione della definizione di "market coupling" e la previsione che gli esiti delle sessioni del mercato infragiornaliero tengano conto delle importazioni ed esportazioni nei confronti dei mercati confinanti con i quali è attivo il market coupling.

Del. 333/2016/R/eel: Valorizzazione sbilanciamenti effettivi 2012-2014.

La delibera è stata pubblicata e il contenuto, come auspicato, dà seguito agli orientamenti illustrati nel DCO 623/2015 sulla regolazione da attuare per gli sbilanciamenti effettivi del periodo 2012-2014 in seguito alle sentenze del Consiglio di Stato che avevano annullato la regolazione previgente.

L'Autorità prevede dunque il ripristino della regolazione che era stata annullata dal TAR.

E' inoltre prevista una disciplina alternativa, con applicazione della disciplina in vigore antecedentemente al primo intervento dell'Autorità nel 2012.

Del. 342/2016/R/eel: Apertura di procedimento per provvedimenti relativi a MSD.

La deliberazione 342/2016 dispone l'avvio di un procedimento, da concludere entro sessanta giorni, per l'adozione di misure volte a contrastare, mediante l'adozione di provvedimenti prescrittivi ovvero anche mediante provvedimenti di regolazione asimmetrica, alcune condotte poste in essere da parte degli utenti del dispacciamento nel mercato all'ingrosso dell'energia elettrica e potenzialmente configurabili come abusi di mercato ai sensi del Regolamento (UE) 1227/2011 – REMIT.

Delibera 315/2016/S/eel: Avvio di procedimento sanzionatorio per violazioni di obblighi in materia di continuità del servizio elettrico. Eventuale chiusura con procedura semplificata.

A seguito delle interruzioni di lunga durata del servizio elettrico dovute alle nevicate copiose in Emilia Romagna e Lombardia, l'Autorità, con Del. 96/2015/E/eel, ha avviato un'indagine conoscitiva avente ad oggetto la gestione dei disservizi che hanno interessato, tra l'altro, le reti di distribuzione in MT e BT gestite da AEM Torino Distribuzione S.p.a. (ora IRETI S.p.A.).

L'indagine si è conclusa con la Del. 644/2015/E/eel ed i suoi esiti sono stati illustrati nella "Relazione conclusiva sulle interruzioni del servizio elettrico occorse nei giorni 6 febbraio 2015 e seguenti in Emilia Romagna e Lombardia".

La Relazione ha evidenziato alcune non conformità nelle procedure interne di gestione delle emergenze di IRETI.

Con la Del. 315/2016/S/eel l'Autorità ha deliberato di avviare un procedimento sanzionatorio nei confronti di IRETI S.p.A. per le violazioni ex art. 59 del TIQE e di prevedere l'eventuale chiusura con procedura semplificata del procedimento in essere.

Delibera 233/2016/R/eel: Determinazione delle tariffe di riferimento provvisorie per il servizio di distribuzione dell'energia elettrica, per l'anno 2016.

La delibera provvede alla determinazione in via provvisoria delle tariffe di riferimento per il servizio di distribuzione dell'energia elettrica di cui al comma 8.1 del TIT, per l'anno 2016, per le imprese che servono oltre 100.000 punti di prelievo.

RIGASSIFICAZIONE

Delibera 191/2016/R/gas: Integrazione delle modalità applicative del fattore di copertura dei ricavi per il servizio di rigassificazione del GNL, a seguito dell'introduzione del servizio integrato di rigassificazione e stoccaggio.

Il D. Min. 25/2/2016 e la Del. N. 77/2016, insieme alla Del. n. 135/2016 hanno introdotto le Aste per l'allocazione della capacità di rigassificazione autorizzando i clienti finali industriali all'approvvigionamento diretto di GNL dall'estero. Il MISE ha deciso di effettuare l'asta per la capacità di rigassificazione in concomitanza all'asta per la capacità di stoccaggio. In attuazione dei DM di cui sopra, con la delibera n. 135/2016 l'AEEGSI ha disciplinato le modalità di calcolo del prezzo di riserva per le procedure d'asta per il conferimento di capacità per il servizio integrato di rigassificazione e stoccaggio per l'anno 2016/2017. Infine, con la Del. n. 191/2016 l'AEEGSI ha adeguato il fattore di garanzia di OLT per tenere conto dei ricavi che può realizzare con il nuovo servizio integrato di rigassificazione e stoccaggio. La delibera aggiorna la formula di calcolo del fattore di garanzia, sottraendo dai ricavi di riferimento da moltiplicare il 64% dei ricavi realizzati con il servizio integrato, oltre a quelli derivanti dai corrispettivi unitari incassati per l'utilizzo normale dell'impianto e dal servizio di flessibilità.

FATTI DI RILIEVO DEL PERIODO

IRETI S.p.A.

A seguito delle operazioni straordinarie poste in essere a fine 2015 con effetti dal 1° gennaio 2016, ha preso avvio IRETI S.p.A.

La società si occupa dei servizi idrici nelle province di Genova, Savona, La Spezia, Parma, Piacenza e Reggio Emilia dove opera negli ambiti dell'approvvigionamento idrico, fognatura e depurazione delle acque reflue. Con più di 18.000 km di reti acquedottistiche, oltre 9.300 km di reti fognarie e 1.085 impianti di depurazione, la società serve oltre 2.550.000 abitanti su 219 comuni, caratterizzandosi come il terzo operatore in Italia nel settore dei servizi idrici per numero di metri cubi gestiti.

Attraverso oltre 7.600 km di rete la società distribuisce gas naturale nel Comune di Genova e in altri 19 comuni limitrofi, oltre che in 72 comuni delle province di Parma, Piacenza e Reggio Emilia, per un totale di circa 726.000 clienti serviti.

Con circa 7.283 km di reti in media e bassa tensione IRETI distribuisce energia elettrica nelle città di Torino e Parma; con un portfolio di più di 1,5 milioni di clienti, si contraddistingue come il quinto operatore in Italia nel settore dell'elettricità per la quantità di energia elettrica distribuita.

Nel territorio emiliano inoltre IRETI gestisce gli impianti di illuminazione pubblica e impianti semaforici, attraverso attività di manutenzione e gestione degli impianti presenti ma anche di progettazione e realizzazione dei nuovi.

TRM

Il Gruppo IREN ha raggiunto un altro importante obiettivo del piano industriale che ha determinato l'acquisizione del controllo di TRM S.p.A., società che gestisce in particolare l'attività di trattamento finale rifiuti al servizio della provincia di Torino. Infatti, in data 29 gennaio 2016 è stato sottoscritto l'accordo di acquisizione da parte di IREN S.p.A. - attraverso la controllata IREN Ambiente S.p.A. - del 100% della società F2i Ambiente S.p.A. (ora TRM Holding S.p.A.) che detiene quale unica partecipazione il 51% di TRM V. S.p.A.

La società TRM V. S.p.A. è già partecipata da IREN Ambiente S.p.A. per il 49% del capitale sociale e attraverso tale operazione diviene controllata dal Gruppo IREN.

TRM V S.p.A. detiene l'80% del capitale sociale di TRM S.p.A., società che ha ricevuto l'affidamento per progettare, costruire e gestire fino al 2034 il termovalorizzatore dei rifiuti urbani e assimilati al servizio della provincia di Torino e che è stato autorizzato dalla Città Metropolitana nel mese di luglio 2015 alla saturazione del carico termico ai sensi dell'art. 35 del Decreto Legge "Sblocca Italia".

L'impianto dispone di una capacità di termovalorizzazione di circa 500.000 tonnellate di rifiuti urbani indifferenziati, con produzione di energia.

L'acquisizione permette al Gruppo di triplicare la propria capacità di termovalorizzazione, confermando IREN tra i primi tre soggetti a livello nazionale in termini di rifiuti trattati e rappresenta, inoltre, una solida base su cui costruire eventuali ulteriori operazioni di successo nel settore.

Cessione della rete TLC del territorio emiliano

Il Gruppo, attraverso la controllata IRETI S.p.A., società attiva nei servizi pubblici locali a rete ha stipulato, in data 21 marzo 2016, un accordo con BT Italia S.p.A., che prevede la cessione di un ramo di azienda costituito dalla rete di telecomunicazioni (TLC) presente in Emilia Romagna, i diritti e le autorizzazioni connessi, nonché i contratti attivi e passivi afferenti il ramo di azienda. L'accordo si inserisce nell'ambito delle precedenti pattuizioni fra IRETI (già Iren Emilia) e BT Italia/BT Enìa che attribuivano già a BT Enìa, controllata da BT Italia e partecipata da IRETI, i diritti di esclusiva di lunga durata per l'utilizzo della Rete TLC.

Contestualmente è stato stipulato fra BT Enìa e IRETI uno specifico contratto che prevede la concessione a quest'ultima del diritto d'uso, per un periodo di 30 anni rinnovabile di altri 10, del 25% della capacità complessiva della rete TLC ceduta e la concessione a BT Enìa del diritto d'uso per un periodo di 30 anni rinnovabile di altri 10 del 25% dello spazio fisico esistente all'interno di tutti i cavidotti di servizio della rete di teleriscaldamento di proprietà di IREN Energia nella Regione Emilia Romagna.

L'operazione, in coerenza con le linee guida del piano industriale, consente quindi una razionalizzazione del portafoglio delle attività nel settore delle TLC ed una valorizzazione delle infrastrutture al servizio del teleriscaldamento cittadino, conservando contestualmente l'accesso alla rete TLC per le necessità ed i fabbisogni del Gruppo Iren e degli Enti pubblici di riferimento.

Assemblea degli Azionisti di Iren S.p.A.

L'Assemblea degli Azionisti di Iren S.p.A. ha approvato in data 9 maggio 2016, nella sessione ordinaria, il Bilancio della Società relativo all'esercizio 2015, ed ha deliberato la distribuzione di un dividendo di 0,055 euro per azione, confermando quanto proposto dal Consiglio di Amministrazione. Il dividendo di 0,055 per ciascuna azione ordinaria e di risparmio è stato messo in pagamento a partire dal giorno 22 giugno 2016 (stacco cedola il 20 giugno 2016 e record date il 21 giugno 2016).

Con l'approvazione del bilancio al 31 dicembre 2015 si è concluso il mandato del Consiglio di Amministrazione fino ad allora in carica.

L'Assemblea degli Azionisti ha provveduto a nominare pertanto il nuovo Consiglio di Amministrazione della società che rimarrà in carica per gli esercizi 2016/2017/2018 (scadenza: data di approvazione del bilancio dell'esercizio 2018).

I tredici componenti del nuovo Consiglio di Amministrazione sono: Marco Mezzalama, Lorenza Franca Franzino, Fabiola Mascardi, Marta Rocco, Alessandro Ghibellini, Moris Ferretti, Isabella Tagliavini, Barbara Zanardi, Paolo Peveraro, Ettore Rocchi, Massimiliano Bianco, nominati dalla lista presentata da Finanziaria Sviluppo Utilities S.r.l. e n. 64 Soci pubblici ex Eni e votata dalla maggioranza, a cui si aggiungono Paolo Pietrogrande e Licia Soncini nominati dalla lista presentata da Anima SGR S.p.A., votata dalla minoranza.

L'Assemblea ha, inoltre, nominato Paolo Peveraro alla carica di Presidente del Consiglio di Amministrazione per gli esercizi 2016/2017/2018.

Nella sessione straordinaria l'Assemblea degli Azionisti ha approvato:

- (i) la modifica degli articoli 6, 9, 10, 16, 18, 19, 21, 25, 27, 28 e 38 e l'inserimento degli articoli 6-bis, 6-ter e 6-quater dello statuto sociale per introdurre il voto maggiorato e
- (ii) l'inserimento del comma 4 all'articolo 5 dello statuto sociale per delegare al Consiglio di Amministrazione, ai sensi dell'articolo 2443 del codice civile, aumenti di capitale con esclusione del diritto di opzione fino ad un importo massimo di Euro 39.470.897,00 nominali.

Cariche sociali

Il nuovo Consiglio di Amministrazione, riunitosi in data 9 maggio 2016 dopo la nomina di Paolo Peveraro a Presidente da parte dell'Assemblea degli Azionisti, ha proceduto alla nomina del Vice Presidente, Ettore Rocchi, e dell'Amministratore Delegato, Massimiliano Bianco, oltre che all'attribuzione delle deleghe e dei poteri, così come previsto dallo Statuto vigente.

Acquisizione quota di maggioranza in Atena S.p.A.

Il continuo impegno del Gruppo verso l'ottenimento degli obiettivi fissati nel piano industriale ha portato all'acquisizione della quota di maggioranza in Atena S.p.A.

Infatti IREN, tramite la sua controllata IRETI, ha incrementato la partecipazione nel capitale sociale di Atena S.p.A. passando dal 22,7% (a valle della fusione per incorporazione di Atena Patrimonio) al 60,0% della compagine societaria.

Tale risultato, successivo all'accordo quadro stipulato tra IREN e il Comune di Vercelli il 21 dicembre del 2015 e posto alla base del progetto di sviluppo di Atena, è stato ottenuto tramite la sottoscrizione da parte di IRETI, in data 26 maggio 2016, di un aumento di capitale pari a 50 milioni di Euro, deliberato dall'Assemblea di Atena S.p.A. il 21 dicembre 2015 (contestualmente alle assemblee straordinarie di Atena S.p.A. e Atena Patrimonio che hanno deliberato la fusione tra le due entità), e l'acquisto in pari data dal Comune di Vercelli di un ulteriore 7,9% del capitale sociale della società post fusione, per un importo pari a 10,47 milioni di Euro.

L'operazione, come anzidetto, si fonda su uno dei principali pilastri strategici posti a base del piano industriale del Gruppo: il consolidamento territoriale all'interno delle proprie aree di riferimento.

Lo sviluppo sarà alla base della strategia gestionale di Atena S.p.A., con una previsione di investimenti significativa nei settori reti energetiche, idrico, ambiente e efficienza energetica.

SITUAZIONE ECONOMICA, PATRIMONIALE E FINANZIARIA DEL GRUPPO IREN

Situazione economica

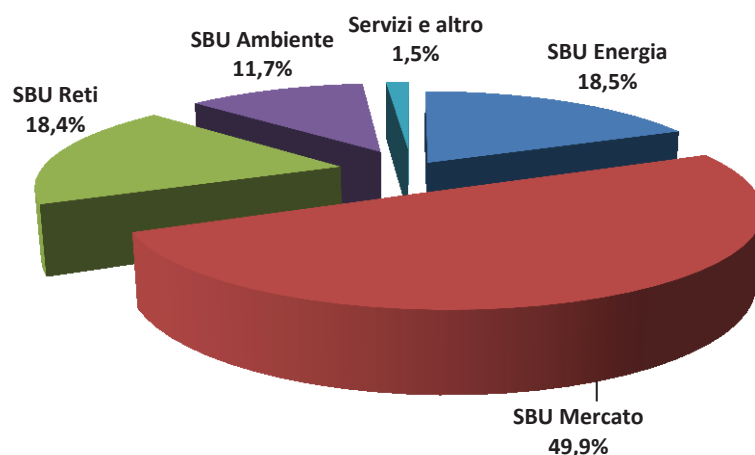
CONTO ECONOMICO CONSOLIDATO GRUPPO IREN

	Primo semestre 2016	Primo semestre 2015	Var. %
migliaia di euro			
Ricavi			
Ricavi per beni e servizi	1.439.272	1.442.412	(0,2)
Variazione dei lavori in corso	923	(74)	(*)
Altri proventi	115.033	137.035	(16,1)
Totale ricavi	1.555.228	1.579.373	(1,5)
Costi operativi			
Costi materie prime sussidiarie di consumo e merci	(456.748)	(535.399)	(14,7)
Prestazioni di servizi e godimento beni di terzi	(472.733)	(454.416)	4,0
Oneri diversi di gestione	(34.358)	(38.995)	(11,9)
Costi per lavori interni capitalizzati	10.130	10.583	(4,3)
Costo del personale	(184.444)	(183.041)	0,8
Totale costi operativi	(1.138.153)	(1.201.268)	(5,3)
MARGINE OPERATIVO LORDO	417.075	378.105	10,3
Ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni			
Ammortamenti	(142.996)	(130.937)	9,2
Accantonamenti e svalutazioni	(32.122)	(30.514)	5,3
Totale ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni	(175.118)	(161.451)	8,5
RISULTATO OPERATIVO	241.957	216.654	11,7
Gestione finanziaria			
Proventi finanziari	13.135	16.090	(18,4)
Oneri finanziari	(65.983)	(54.747)	20,5
Totale gestione finanziaria	(52.848)	(38.657)	36,7
Risultato di partecipazioni contabilizzate con il metodo del patrimonio netto	705	4.793	(85,3)
Rettifica di valore di partecipazioni	12.599	-	-
Risultato prima delle imposte	202.413	182.790	10,7
Imposte sul reddito	(71.328)	(67.918)	5,0
Risultato netto delle attività in continuità	131.085	114.872	14,1
Risultato netto da attività operative cessate	-	-	-
Risultato netto del periodo	131.085	114.872	14,1
attribuibile a:			
- Utile (perdita) di pertinenza del Gruppo	119.112	102.559	16,1
- Utile (perdita) di pertinenza di terzi	11.973	12.313	(2,8)

(*) Variazione superiore al 100%

Ricavi

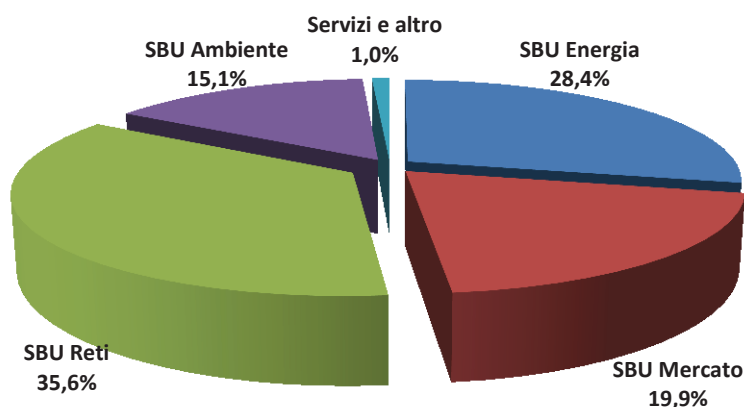
Al 30 giugno 2016 il Gruppo Iren ha conseguito ricavi per 1.555 milioni di euro in riduzione del -1,5% rispetto ai 1.579 milioni di euro del primo semestre 2015 principalmente per effetto di una riduzione dei prezzi delle commodity e dei minori volumi venduti di gas e calore per effetto di una stagione invernale più mite in parte compensati dall'ampliamento del perimetro di consolidamento a TRM, società che gestisce l'impianto di termovalorizzazione di Torino.



Margine Operativo Lordo

Il margine operativo lordo ammonta a 417 milioni di euro in aumento del +10,3% rispetto ai 378 milioni di euro del primo semestre 2015. L'incremento è principalmente riferibile alla variazione del perimetro di consolidamento, con l'inclusione di TRM a partire da gennaio 2016 e del gruppo ATENA da maggio; inoltre, a differenza del primo semestre 2015, è compreso nell'arco temporale in oggetto il risultato del "Ramo Ligure" acquisito da Acque Potabili S.p.A. con efficacia 1° luglio 2015.

Contribuiscono alla variazione positiva tutte le aree di business con la sola eccezione della Produzione Idroelettrica, per effetto della riduzione dei prezzi dell'energia elettrica, e dei segmenti delle Reti Elettriche e del Ciclo idrico integrato caratterizzati entrambi dalla riduzione del vincolo ricavi per effetto di delibere AEEGSI (revisione della remunerazione sul capitale investito) e per il venir meno di sopravvenienze attive che avevano caratterizzato il primo semestre dello scorso anno ed in particolare: ricavi da perequazione sulla distribuzione energia elettrica e conguagli tariffari pregressi sul ciclo idrico integrato.



Risultato operativo

Il risultato operativo è pari a 242 milioni di euro in miglioramento del +11,7% rispetto ai 217 milioni di euro del primo semestre 2015. Il risultato riflette la dinamica del margine operativo lordo che è parzialmente assorbita dai maggiori ammortamenti per 12 milioni di euro, principalmente per il consolidamento di TRM, oltre a maggiori accantonamenti e svalutazioni per 1,6 milioni di euro.

Oneri e Proventi finanziari

Gli oneri e proventi finanziari esprimono un saldo di -53 milioni (-39 milioni nel corrispondente periodo comparativo). In particolare gli oneri finanziari ammontano a 66 milioni (55 milioni nel primo semestre 2015). L'aumento è principalmente imputabile alla variazione di perimetro a seguito del consolidamento degli oneri finanziari di TRM. I proventi finanziari ammontano a 13 milioni di euro. Nel periodo di

confronto ammontavano a 16 milioni, ed includevano la plusvalenza derivante dalla cessione di una partecipazione minoritaria per 2 milioni.

Risultato di collegate contabilizzate con il metodo del patrimonio netto

Il risultato di società collegate contabilizzate con il metodo del patrimonio netto ammonta a +0,7 milioni di euro (+4,8 milioni nel primo semestre 2015). La variazione fra i periodi in analisi (-4,1 milioni) è principalmente imputabile all'andamento dei risultati pro-quota di ASA ed OLT Offshore, parzialmente mitigati dalla variazione, complessivamente positiva, dei risultati di altre società collegate.

Nel primo semestre 2015 la voce comprendeva il risultato di TRM V. ed ATENA, oggi consolidate integralmente.

Rettifica di valore di partecipazioni

La voce ammonta a +12,6 milioni di euro (non presente nel periodo comparativo) e si riferisce alla rideterminazione al fair value, alla data di acquisizione delle quote di controllo, dell'interessenza di minoranza detenuta al 31 dicembre 2015 in TRM V. (10,5 milioni) ed alla differenza fra le attività nette acquisite del gruppo ATENA e il costo di acquisizione (2,1 milioni).

Risultato prima delle imposte

Per effetto delle dinamiche sopra indicate il risultato consolidato prima delle imposte si attesta a 202,4 milioni di euro, in aumento rispetto ai 182,8 milioni di euro del primo semestre 2015.

Imposte sul reddito

Le imposte sul reddito del periodo sono pari a 71,3 milioni, con un aumento del 5% rispetto allo stesso periodo del 2015. Il tax rate effettivo è del 35% (37% nel corrispondente periodo 2015) e rappresenta una stima, ad oggi, dell'incidenza del costo per imposte dell'anno 2016.

Risultato netto del periodo

Il risultato netto è pari a 131,1 milioni di euro, in aumento del 14,1% rispetto allo stesso periodo del 2015 (114,9 milioni di euro).

Analisi per settori di attività

Il Gruppo Iren opera nei seguenti settori di attività:

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

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

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

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

Nel seguito sono presentate le principali grandezze economiche con i relativi commenti suddivisi per settore di attività raffrontate ai dati del primo semestre 2015.

Nel primo semestre 2016 le attività non regolate contribuiscono alla formazione del margine operativo lordo per il 24% (23% il valore 2015), le attività regolate pesano per il 41% (50% nel 2015), mentre le attività semi regolate crescono passando dal 27% del 2015 al 35% del 2016.

Situazione patrimoniale riclassificata per settori di attività al 30 giugno 2016

	milioni di euro						
	Energia	Mercato	Reti	Ambiente	Altri servizi	Non allocabili	Totale
Capitale immobilizzato	1.875	78	2.088	900	22	151	5.114
Capitale circolante netto	(33)	14	112	31	45	-	168
Altre attività e passività non correnti	(63)	20	(398)	(129)	1	-	(569)
Capitale investito netto (CIN)	1.778	112	1.802	802	68	151	4.713
Patrimonio netto							2.169
Posizione Finanziaria netta							2.544
Mezzi propri ed indebitamento finanziario netto							4.713

Situazione patrimoniale riclassificata per settori di attività al 31 dicembre 2015

milioni di euro

	Energia	Mercato	Reti	Ambiente	Altri servizi	Non allocabili	Totale
Capitale immobilizzato	1.940	74	1.973	400	24	237	4.648
Capitale circolante netto	91	(62)	125	(17)	17	-	154
Altre attività e passività non correnti	(94)	28	(408)	(99)	1	-	(571)
Capitale investito netto (CIN)	1.937	40	1.690	285	42	237	4.231
Patrimonio netto							2.062
Posizione Finanziaria netta							2.169
Mezzi propri ed indebitamento finanziario netto							4.231

Conto Economico per settori di attività al 30 giugno 2016

milioni di euro

	Energia	Mercato	Reti	Ambiente	Altri servizi	Elisioni e rettifiche	Totale
Totali ricavi e proventi	403	1.084	400	254	32	(617)	1.555
Totale costi operativi	(284)	(1.001)	(251)	(191)	(27)	617	(1.138)
Margine Operativo Lordo (EBITDA)	119	83	148	63	4	-	417
Amm.ti, acc.ti netti e svalutazioni	(59)	(24)	(61)	(31)	(1)	-	(175)
Risultato operativo (EBIT)	60	59	87	33	3	-	242

Conto Economico per settori di attività al 30 giugno 2015

milioni di euro

	Energia	Mercato	Reti	Ambiente	Altri servizi	Elisioni e rettifiche	Totale
Totali ricavi e proventi	398	1.199	392	234	55	(698)	1.579
Totale costi operativi	(295)	(1.137)	(234)	(198)	(36)	698	(1.201)
Margine Operativo Lordo (EBITDA)	103	62	158	36	18	-	378
Amm.ti, acc.ti netti e svalutazioni	(66)	(16)	(54)	(24)	(1)	-	(161)
Risultato operativo (EBIT)	38	46	104	12	17	-	217

SBU Energia

Al 30 giugno 2016 i ricavi di periodo ammontano a 403 milioni di euro in aumento del 1,1% rispetto ai 398 milioni di euro del primo semestre 2015.

		Primo semestre 2016	Primo semestre 2015	Δ %
Ricavi	€/mil.	403	398	1,1%
Margine operativo lordo (Ebitda)	€/mil.	119	103	14,5%
<i>Ebitda Margin</i>		29,4%	26,0%	
Risultato Operativo (Ebit)	€/mil.	60	38	58,0%
Investimenti	€/mil.	15	9	67,4%
Energia elettrica prodotta	GWh	4.036	3.577	12,8%
<i>da fonte idroelettrica</i>	GWh	674	767	-12,1%
<i>da fonte cogenerativa</i>	GWh	2.713	2.475	9,6%
<i>da fonte termoelettrica</i>	GWh	649	335	93,6%
Calore prodotto	GWh _t	1.479	1.532	-3,5%
<i>da fonte cogenerativa</i>	GWh _t	1.281	1.333	-3,9%
<i>da fonte non cogenerativa</i>	GWh _t	197	199	-1,0%
Volumetrie teleriscaldare	Mmc	82	80	2,1%

Al 30 giugno 2016 l'energia elettrica prodotta è stata pari a 4.036 GWh in aumento del 12,8% rispetto ai 3.577 GWh dell'esercizio 2015, per effetto della maggiore produzione termoelettrica dell'impianto di Turbigio e degli impianti in cogenerazione.

In particolare la produzione termoelettrica è stata pari a 3.362 GWh, di cui 2.713 GWh da fonte cogenerativa, in aumento dello 9,6% rispetto ai 2.475 GWh del 2015 e di 649 GWh da fonte termoelettrica in senso stretto, connesso all'apporto dell'impianto di Turbigio in aumento del 93,6% rispetto ai 335 GWh del 2015.

La produzione idroelettrica è stata pari a 674 GWh in riduzione dell'-12,1% rispetto ai 767 GWh del 2015.

La produzione di calore del periodo è stata pari a 1.479 GWh_t in diminuzione del -3,5% rispetto ai 1.532 GWh_t del 2015, per effetto di una stagione termica particolarmente mite rispetto a quella del primo semestre 2015 che ha più che compensato l'aumento delle volumetrie allacciate. Complessivamente le volumetrie teleriscaldare ammontano a circa 82 Mmc in aumento del +2,1% rispetto ai circa 80 Mmc del 2015.

Il margine operativo lordo (EBITDA) è stato pari a 119 milioni di euro, in aumento del +14,5% rispetto ai 103 milioni di euro del primo semestre 2015.

Il miglioramento che ha caratterizzato il primo semestre 2016 è da ricondursi principalmente al recupero della marginalità sia della produzione di energia elettrica in cogenerazione, sia della produzione termoelettrica. Questo ha consentito di assorbire completamente l'effetto del calo di produzione e marginalità del settore idroelettrico, la minor produzione di calore in seguito ad una stagione termica particolarmente mite, e anche il fatto che sul 2015 si erano manifestate sopravvenienze attive significative connesse ai conguagli ex Edipower.

Il risultato operativo del settore energia ammonta a 60 milioni di euro ed è in miglioramento del 58% rispetto ai 38 milioni di euro del corrispondente periodo 2015. Il miglioramento del risultato operativo oltre a riflettere la dinamica del margine operativo lordo beneficia dei minori ammortamenti e dal rilascio di fondi, per il venir meno dei relativi rischi.

Gli investimenti tecnici realizzati relativi al settore sono pari a 15 milioni di euro.

SBU Mercato

Al 30 giugno 2016 i ricavi del settore ammontano a 1.084 milioni di euro in flessione del -9,6% rispetto ai 1.199 milioni di euro del corrispondente periodo dell'esercizio 2015.

Il margine operativo lordo (Ebitda) ammonta a 83 milioni di euro ed è in aumento del 33,6% rispetto ai 62 milioni di euro dell'esercizio 2015.

		Primo semestre 2016	Primo semestre 2015	Δ %
Ricavi	€/mil.	1.084	1.199	-9,6%
Margine operativo lordo (Ebitda)	€/mil.	83	62	33,6%
<i>Ebitda Margin</i>		7,6%	5,2%	
	<i>da Energia Elettrica</i>	€/mil. 32	13	(*)
	<i>da Gas</i>	€/mil. 51	47	9,5%
	<i>da Calore</i>	€/mil. 0	3	(*)
Risultato Operativo (Ebit)	€/mil.	59	46	29,0%
Investimenti		9	7	34,6%
Energia Elettrica Venduta	GWh	5.154	5.686	-9,4%
Energia Elettrica Venduta al netto Compravendita in Borsa	GWh	4.767	5.366	-11,2%
Gas Acquistato	Mmc	1.373	1.356	1,3%
	<i>Gas commercializzato dal Gruppo</i>	Mmc 546	636	-14,2%
	<i>Gas destinato ad usi interni</i>	Mmc 725	618	17,4%
	<i>Gas in stoccaggio</i>	Mmc 102	102	-0,1%

(*) Variazione superiore al 100%

Commercializzazione Energia Elettrica

I volumi venduti di energia elettrica ammontano a 5.154 GWh (al netto dei pompaggi, perdite di rete e ritiri dedicati) in diminuzione del -9,4% rispetto ai 5.686 GWh del corrispondente periodo dell'esercizio 2015.

La flessione è dovuta esclusivamente alle vendite in borsa che a far data dal 1° di aprile 2016 sono effettuate, a seguito di una revisione organizzativa delle attività di energy management, direttamente dalla BU Energia.

Al netto di questo evento riorganizzativo i volumi venduti sul mercato libero, comprendente i segmenti dei clienti liberi business liberi retail e grossisti, ammontano complessivamente a 3.283 GWh in aumento del 52,2% rispetto ai 2.157 GWh del 2015. Tutti i segmenti del mercato libero presentano miglioramenti, in particolare il segmento dei grossisti presenta un incremento del +104,5% con quantitativi pari a 1.396 GWh rispetto ai 683 GWh del 2015; i clienti liberi business registrano vendite per 1.222 GWh con un miglioramento del +47,3% rispetto ai 830 GWh del 2015 mentre i clienti liberi retail registrano vendite per 664 GWh con un miglioramento del +9,5% rispetto ai 607 GWh del 2015.

I volumi venduti sul mercato tutelato risultano pari a 318 GWh in diminuzione del -0,7% rispetto ai 320 GWh del 2015.

Il margine operativo lordo (Ebitda) della vendita di energia elettrica ammonta a 32 milioni di euro con un miglioramento più che doppio rispetto ai 13 milioni di euro dell'esercizio 2015. La dinamica del margine operativo lordo è stata caratterizzata da un primo margine in aumento sia per il mercato libero che per il mercato tutelato. Per quanto concerne il mercato libero il miglioramento è attribuibile prevalentemente alla revisione tariffaria sulla componente di commercializzazione, al miglioramento delle condizioni di approvvigionamento e ai maggiori volumi venduti. Relativamente al mercato della maggior tutela il miglioramento della marginalità è derivante dalla revisione relativa al recupero degli oneri sulla morosità dei clienti e dalla revisione dei ricavi di commercializzazione progressi.

Commercializzazione Gas Naturale

I volumi venduti ammontano a 1.373 Mmc in aumento del +1,3% rispetto ai 1.356 Mmc dell'esercizio 2015. Il periodo è stato caratterizzato da vendite del gas commercializzato pari a 546 Mmc in flessione del 14,2% rispetto ai 636 Mmc del 2015, mentre i consumi interni sono pari a 725 Mmc in aumento del 17,4% rispetto ai 618 Mmc dell'esercizio 2015.

Il margine operativo lordo (EBITDA) di settore ammonta a 51 milioni di euro in aumento del 9,5% rispetto ai 47 milioni di euro del primo semestre 2015. L'aumento del margine è riconducibile al miglioramento della marginalità delle vendite e delle attività di approvvigionamento che hanno consentito di assorbire completamente i minori volumi venduti per effetto di una stagione termica invernale particolarmente mite.

Vendita calore tramite reti di teleriscaldamento:

La vendita calore presenta un marginalità in pareggio, in flessione rispetto ai 3 milioni di euro del 2015. La flessione è da ricondursi all'incidenza di maggiori costi di periodo.

SBU Reti

Al 30 Giugno 2016 il settore di attività Reti, che comprende i business della Distribuzione Gas, Energia Elettrica e del Servizio Idrico Integrato, ha registrato ricavi per 400 milioni di euro, in aumento del +2% rispetto al primo semestre 2015 pari a 392 milioni di euro.

Il margine operativo lordo (Ebitda) è stato pari a 148 milioni di euro in diminuzione del -6,3% rispetto ai 158 milioni di euro del 2015

Il risultato operativo netto (Ebit) è stato pari a 87 milioni di euro in flessione del 15,9% rispetto ai 104 milioni di euro del 1 semestre 2015

Di seguito vengono espone le principali dinamiche dei settori interessati.

		Primo semestre 2016	Primo semestre 2015	Δ %
Ricavi	€/mil.	400	392	2,0%
Margine operativo lordo (Ebitda)	€/mil.	148	158	-6,3%
<i>Ebitda Margin</i>		<i>37,1%</i>	<i>40,4%</i>	
	<i>da Reti Elettriche</i>	€/mil. 35	37	-4,8%
	<i>da Reti Gas</i>	€/mil. 36	34	6,7%
	<i>da Servizio Idrico Integrato</i>	€/mil. 77	88	-11,9%
Risultato Operativo (Ebit)	€/mil.	87	104	-15,9%
	Investimenti	€/mil. 60	64	-6,8%
	<i>in Reti Elettriche</i>	€/mil. 12	13	-6,9%
	<i>in Reti Gas</i>	€/mil. 16	16	0,9%
	<i>in Servizio Idrico Integrato</i>	€/mil. 32	36	-10,2%
Energia elettrica distribuita	GWh	2.096	1.887	11,1%
Gas distribuito	Mmc	693	720	-3,8%
Acqua Venduta	Mmc	88	71	24,3%

SBU Reti - Energia elettrica

Il margine operativo lordo è stato pari a 35 milioni di euro, in diminuzione del -4,8% rispetto ai 37 milioni di euro del primo semestre 2015.

La flessione del margine è da ricondursi principalmente dalla contrazione del vincolo dei ricavi di distribuzione derivante dalla riduzione della remunerazione del capitale investito ai fini tariffari definita da AEEGSI per il nuovo periodo regolatorio. dall'effetto contabile sul primo semestre 2015 della sopravvenienza attiva relativa alla perequazione di anni pregressi.

Nel periodo sono stati effettuati investimenti per 12 milioni di euro, prevalentemente inerenti ai nuovi allacciamenti, alla costruzione di nuove cabine BT/MT e linee BT/MT.

SBU Reti - Distribuzione Gas

Il margine operativo lordo della distribuzione reti gas ammonta a 36 milioni di euro, in aumento del +6,7% rispetto ai 34 milioni di euro dell'esercizio 2015. La variazione in aumento del margine è da ricondursi principalmente ad una riduzione dei costi operativi che hanno più che compensato la riduzione del vincolo dei ricavi di distribuzione dovuta alla riduzione, stabilita da AEEGSI, della remunerazione del capitale investito.

Gli investimenti di periodo realizzati ammontano a 16 milioni di euro e riguardano quanto previsto dalle delibere dell'AEEGSI, in particolare l'adeguamento della rete alla protezione catodica, l'installazione di misuratori elettronici e la sostituzione delle tubazioni in ghisa grigia.

SBU Reti - Ciclo Idrico

Il margine operativo lordo di periodo ammonta a 77 milioni di euro in diminuzione del -11,9% rispetto agli 88 milioni di euro del corrispondente periodo del 2015. La riduzione del margine è da ricondursi principalmente al venir meno dell'effetto positivo di conguagli tariffari pregresso registrati sul primo semestre 2015. La revisione tariffaria relativa al nuovo periodo regolatorio e caratterizzata da una riduzione della remunerazione del capitale ha comportato un calo del vincolo dei ricavi che è stato compensato dalle sinergie operative e dalla variazione del perimetro di consolidamento derivante dall'acquisizione del ramo d'azienda ligure di Società Acque Potabili (SAP).

Gli investimenti di periodo ammontano a 32 milioni di euro e sono relativi alla realizzazione, sviluppo e manutenzione di reti ed impianti della rete di distribuzione, della rete fognaria e in particolare dei sistemi di depurazione.

SBU Ambiente

Al 30 giugno 2016 il volume d'affari del settore ammonta a 254 milioni di euro in aumento del 8,8% rispetto ai 234 milioni di euro dello stesso periodo del 2015 principalmente per effetto dell'entrata nel perimetro di consolidamento di TRM spa dal 1° gennaio 2016, società che gestisce l'impianto di termovalorizzazione di Torino. Tale incremento risulta parzialmente compensato dai minori ricavi energetici degli impianti di smaltimento .

		Primo semestre 2016	Primo semestre 2015	Δ %	
Ricavi	€/mil.	254	234	8,8%	
Margine operativo lordo (Ebitda)	€/mil.	63	36	75,6%	
<i>Ebitda Margin</i>		<i>24,8%</i>	<i>15,4%</i>		
Risultato Operativo (Ebit)	€/mil.	33	12	(*)	
Investimenti	€/mil.	7	6	10,0%	
Energia Elettrica venduta	GWh	246	93	(*)	
Rifiuti raccolti	ton	602.461	580.889	3,7%	
Rifiuti smaltiti	ton	577.308	391.382	47,5%	
	<i>Rifiuti indifferenziati</i>	<i>ton</i>	<i>375.086</i>	<i>132.396</i>	<i>(*)</i>
	<i>Rifiuti speciali</i>	<i>ton</i>	<i>202.222</i>	<i>258.986</i>	<i>-21,9%</i>

(*) Variazione superiore al 100%

Il margine operativo lordo del settore ammonta a 63 milioni di euro in aumento del 75,6% rispetto ai 36 milioni di euro del corrispondente periodo 2015. L'incremento è da ricondursi principalmente al consolidamento dell'impianto di termovalorizzazione TRM Torino oltre alla riduzione dei costi di smaltimento conseguente ad un minor utilizzo di poli esterni.

Il risultato operativo ammonta a 33 milioni di euro in aumento rispetto agli 12 milioni di euro del 2015.

Gli investimenti realizzati nell'esercizio ammontano a 7 milioni di euro e si riferiscono ad investimenti per manutenzione dei diversi impianti e ad investimenti in attrezzature e mezzi a supporto della raccolta rifiuti con la modalità porta-porta e differenziata.

Servizi e altro

		Prima semestre 2016	Primo semestre 2015	Δ %
Ricavi	€/mil.	32	55	-42,3%
Margine operativo lordo (Ebitda)	€/mil.	4	18	-77,0%
<i>Ebitda Margin</i>		13,4%	33,5%	
Risultato Operativo (Ebit)	€/mil.	3	17	-83,5%
Investimenti	€/mil.	7	10	-34,5%

(*) Variazione superiore al 100%

Al 30 giugno 2016 i ricavi ammontano a 32 milioni di euro in diminuzione del -42,3% rispetto ai 55 milioni di euro del primo semestre 2015.

Il margine operativo lordo ammonta a 4 milioni di euro in riduzione rispetto ai 18 milioni di euro del 2015. Ricavi e margine operativo lordo risentono principalmente della contabilizzazione sul primo semestre 2015 del conguaglio di stime relative ad oneri sul trasporto energia elettrica relativi agli anni pregressi del periodo 2004-2010.

Gli investimenti di periodo ammontano a 7 milioni di euro e sono relativi prevalentemente ai sistemi informativi e telecomunicazioni.

Situazione patrimoniale e finanziaria

STATO PATRIMONIALE RICLASSIFICATO GRUPPO IREN (1)

	migliaia di euro		
	30.06.2016	31.12.2015	Var. %
Attivo immobilizzato	5.113.666	4.648.465	10,0
Altre attività (Passività) non correnti	(144.730)	(161.911)	(10,6)
Capitale circolante netto	168.487	153.888	9,5
Attività (Passività) per imposte differite	95.885	110.972	(13,6)
Fondi rischi e Benefici ai dipendenti	(520.917)	(525.799)	(0,9)
Attività (Passività) destinate a essere cedute	920	5.420	(83,0)
Capitale investito netto	4.713.311	4.231.035	11,4
Patrimonio netto	2.169.248	2.061.666	5,2
<i>Attività finanziarie a lungo termine</i>	<i>(50.749)</i>	<i>(53.012)</i>	<i>(4,3)</i>
<i>Indebitamento finanziario a medio e lungo termine</i>	<i>3.035.921</i>	<i>2.698.648</i>	<i>12,5</i>
Indebitamento finanziario netto a medio lungo termine	2.985.172	2.645.636	12,8
<i>Attività finanziarie a breve termine</i>	<i>(719.050)</i>	<i>(690.878)</i>	<i>4,1</i>
<i>Indebitamento finanziario a breve termine</i>	<i>277.941</i>	<i>214.611</i>	<i>29,5</i>
Indebitamento finanziario netto a breve termine	(441.109)	(476.267)	(7,4)
Indebitamento finanziario netto	2.544.063	2.169.369	17,3
Mezzi propri ed indebitamento finanziario netto	4.713.311	4.231.035	11,4

(*) Variazione superiore al 100%

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

La quota corrente del fondo oneri futuri per compensazioni ambientali di TRM S.p.A. è compresa nel Capitale circolante netto.

Nel seguito sono commentate le principali dinamiche patrimoniali del primo semestre 2016.

L'attivo immobilizzato al 30 giugno 2016 ammonta a 5.114 milioni di euro con un incremento di 465 milioni di euro (+10%) rispetto al 31 dicembre 2015 (4.648 milioni di euro). La variazione del periodo, oltre agli investimenti (98 milioni di euro) e agli ammortamenti (143 milioni), consegue essenzialmente al consolidamento delle immobilizzazioni di TRM (impianto di termovalorizzazione) e del gruppo ATENA, al netto dell'elisione delle relative partecipazioni valutate ad equity sino all'acquisizione del controllo, ed alle differenze derivanti dal consolidamento di TRM V e TRM Holding (già F2i Ambiente), temporaneamente allocate ad avviamento.

Per maggiori informazioni sul dettaglio degli investimenti, si rimanda al paragrafo "Analisi per settori di attività".

Il Capitale Circolante Netto al 30 giugno 2016 è pari a 168 milioni di euro (154 milioni di euro al 31 dicembre 2015); la variazione è sostanzialmente riconducibile all'andamento dei debiti commerciali, bilanciata dalla diminuzione stagionale degli stoccaggi gas e dall'effetto delle imposte del periodo.

Il Patrimonio Netto al 30 giugno 2016 risulta di 2.169 milioni di euro, con un incremento del 5,2% rispetto al 31 dicembre 2015 (2.062 milioni di euro); l'aumento consegue essenzialmente all'effetto dell'utile di periodo (131 milioni), all'incremento del patrimonio netto (principalmente di competenza dei terzi) derivante dal consolidamento integrale del gruppo ATENA e di TRM (prima dell'acquisizione del controllo valutate ad equity) per 63 milioni, parzialmente compensati dall'erogazione di dividendi (87 milioni).

L'indebitamento finanziario netto al 30 giugno 2016 è pari a 2.544 milioni di euro, con un incremento di 374 milioni rispetto al 31 dicembre 2015. La variazione afferisce sostanzialmente all'indebitamento finanziario a medio lungo termine e deriva in gran parte dall'acquisizione di TRM, mitigata dai flussi finanziari netti del periodo.

Il rendiconto finanziario, presentato di seguito, fornisce un dettaglio analitico delle ragioni della movimentazione delle poste finanziarie del primo semestre 2016.

RENDICONTO FINANZIARIO DEL GRUPPO IREN

	migliaia di euro		
	Primo semestre 2016	Primo semestre 2015	Var. %
A. Disponibilità liquide iniziali	139.576	51.601	(*)
Flusso finanziario generato dall'attività operativa			
Risultato del periodo	131.085	114.872	14,1
Rettifiche per:			
Imposte del periodo	71.329	67.918	5,0
Quota del risultato di collegate e joint ventures	(13.304)	(4.793)	(*)
Oneri (proventi) finanziari netti	52.848	38.657	36,7
Ammortamenti attività materiali e immateriali	142.996	130.937	9,2
Svalutazioni (Rivalutazioni) nette di attività	4.146	220	(*)
Accantonamenti netti a fondi	36.089	40.248	(10,3)
(Plusvalenze) Minusvalenze	(1.339)	(2.459)	(45,5)
Erogazioni benefici ai dipendenti	(5.487)	(4.403)	24,6
Utilizzo fondo rischi e altri oneri	(10.490)	(11.712)	(10,4)
Variazione altre attività/passività non correnti	(4.665)	(6.735)	(30,7)
Altre variazioni patrimoniali	(2.553)	(1.302)	96,1
Imposte pagate	(3.726)	(2.235)	66,7
B. Cash flow operativo prima delle variazioni di CCN	396.929	359.213	10,5
Variazione rimanenze	14.246	(5.832)	(*)
Variazione crediti commerciali	104.814	93.918	11,6
Variazione crediti tributari e altre attività correnti	(32.881)	63.612	(*)
Variazione debiti commerciali	(229.739)	(155.966)	47,3
Variazione debiti tributari e altre passività correnti	29.171	(26.318)	(*)
C. Flusso finanziario derivante da variazioni di CCN	(114.389)	(30.586)	(*)
D. Cash flow operativo (B+C)	282.540	328.627	(14,0)
Flusso finanziario da (per) attività di investimento			
Investimenti in attività materiali e immateriali	(97.701)	(96.316)	1,4
Investimenti in attività finanziarie	(30)	(1.355)	(97,8)
Realizzo investimenti e variazione attività destinate ad essere cedute	7.531	4.547	65,6
Variazione area di consolidamento	(437.046)	-	-
Dividendi incassati	6.979	7.260	(3,9)
E. Totale flusso finanziario da attività di investimento	(520.267)	(85.864)	(*)
F. Free cash flow (D+E)	(237.727)	242.763	(*)
Flusso finanziario da attività di finanziamento			
Erogazione di dividendi	(86.698)	(81.417)	6,5
Nuovi finanziamenti a lungo termine	20.000	250.000	(92,0)
Rimborsi di finanziamenti a lungo termine	(88.235)	(111.812)	(21,1)
Variazione debiti finanziari	449.058	(223.380)	(*)
Variazione crediti finanziari	9.916	(66.948)	(*)
Interessi pagati	(42.451)	(40.334)	5,2
Interessi incassati	7.691	8.984	(14,4)
G. Totale flusso finanziario da attività di finanziamento	269.281	(264.907)	(*)
H. Flusso monetario del periodo (F+G)	31.554	(22.144)	(*)
I. Disponibilità liquide finali (A+H)	171.130	29.457	(*)

(*) Variazione superiore al 100%

Al fine di migliorare l'informativa del rendiconto finanziario si è provveduto alla sua redazione fornendo una maggiore analiticità dei flussi finanziari, in particolare di quelli generati dall'attività operativa e di finanziamento. Per coerenza rappresentativa il periodo di confronto è stato reso omogeneo con quello del periodo.

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

	migliaia di euro		
	Primo semestre 2016	Primo semestre 2015	Var. %
Free cash flow	(237.727)	242.763	(*)
Erogazione di dividendi	(86.698)	(81.417)	6,5
Interessi pagati	(42.451)	(40.334)	5,2
Interessi incassati	7.691	8.984	(14,4)
Variazione fair value strumenti derivati di copertura	(1.730)	6.740	(*)
Altre variazioni	(13.779)	(6.081)	(*)
Variazione posizione finanziaria netta	(374.694)	130.655	(*)

(*) Variazione superiore al 100%

L'incremento dell'indebitamento finanziario netto attiene principalmente al *free cash flow* del periodo. Il *free cash flow* è pari a -238 milioni di euro a seguito essenzialmente dell'effetto straordinario dell'operazione di acquisizione di TRM e, in misura ridotta, del gruppo ATENA, che hanno assorbito i flussi monetari netti positivi del periodo.

In particolare, il *free cash flow* deriva dall'effetto congiunto delle seguenti determinanti.

- il *cash flow* operativo è pari a 283 milioni di euro e si compone di un *cash flow* operativo prima delle variazioni di capitale circolante netto positivo per 397 milioni di euro e da un flusso finanziario derivante dalle variazioni di capitale circolante netto, legato alle componenti commerciali, negativo per 114 milioni;
- il flusso monetario da attività di investimento, negativo per 520 milioni, è generato principalmente dall'anzidetta variazione della posizione finanziaria conseguente all'acquisizione del controllo e al consolidamento integrale di F2i Ambiente, TRM V, TRM, ATENA ed ATENA Trading per 437 milioni. Le altre componenti del flusso dell'attività di investimento sono relative all'effetto combinato degli investimenti del periodo per 98 milioni di euro, del realizzo di attività immobilizzate per 8 milioni di euro e dei dividendi incassati dalle società collegate (principalmente Plurigas) per complessivi 7 milioni.

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

Successivamente alla chiusura del periodo non sono intervenuti fatti di rilievo.

EVOLUZIONE PREVEDIBILE DELLA GESTIONE

Il primo semestre dell'anno in corso si è caratterizzato per il persistente scenario di debolezza economica che ha inciso in maniera rilevante sul prezzo delle commodity energetiche: il prezzo medio dell'energia elettrica e quello del gas hanno subito infatti cali a doppia cifra rispetto ai primi sei mesi del 2015. Tuttavia, avendo il prezzo del gas riportato una riduzione maggiore rispetto a quello dell'energia elettrica, si è creato un quadro congiunturale che ha consentito al Gruppo di cogliere significative opzioni di crescita, riportando risultati in forte incremento guidati dalle ottime performance della filiera energetica. Tali risultati, impattati positivamente anche dal conseguimento di significative sinergie e dal processo di consolidamento territoriale confermano l'impegno di IREN, anche per il futuro, a raggiungere gli obiettivi definiti dal piano industriale.

QUADRO NORMATIVO

Nel seguito sono presentati i principali riferimenti normativi relativi ai settori di competenza del Gruppo.

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

La disciplina dei servizi pubblici locali risultante dal quadro normativo è contenuta nella Legge di conversione del Decreto Legge 18/10/2012 n. 179 recante ulteriori misure urgenti per la crescita del Paese, art. 34, come risultante dalla legge di conversione (L. 17/12/2012 n. 221), e come modificata dal D.L. 30-12-2013 n. 150 - Proroga di termini previsti da disposizioni legislative, art. 13 *Termini in materia di servizi pubblici locali*, in vigore dal 1° marzo 2014, ai sensi del quale:

1. In deroga a quanto previsto dall'*articolo 34, comma 21 del decreto-legge 18 ottobre 2012, n. 179*, convertito, con modificazioni, dalla *legge 17 dicembre 2012, n. 221*, al fine di garantire la continuità del servizio, laddove l'ente responsabile dell'affidamento ovvero, ove previsto, l'ente di governo dell'ambito o bacino territoriale ottimale e omogeneo abbia già avviato le procedure di affidamento pubblicando la relazione di cui al comma 20 del medesimo articolo, il servizio è espletato dal gestore o dai gestori già operanti fino al subentro del nuovo gestore e comunque non oltre il 31 dicembre 2014.
2. La mancata istituzione o designazione dell'ente di governo dell'ambito territoriale ottimale ai sensi del comma 1 dell'*articolo 3-bis del decreto-legge del 13 agosto 2011, n. 138*, convertito, con modificazioni, dalla *legge 14 settembre 2011, n. 148*, ovvero la mancata deliberazione dell'affidamento entro il termine del 30 giugno 2014, comportano l'esercizio dei poteri sostitutivi da parte del Prefetto competente per territorio, le cui spese sono a carico dell'ente inadempiente, che provvede agli adempimenti necessari al completamento della procedura di affidamento entro il 31 dicembre 2014.
3. Il mancato rispetto dei termini di cui ai commi 1 e 2 comporta la cessazione degli affidamenti non conformi ai requisiti previsti dalla normativa europea alla data del 31 dicembre 2014.
4. Il presente articolo non si applica ai servizi di cui all'*articolo 34, comma 25, del decreto-legge 18 ottobre 2012, n. 179*, convertito, con modificazioni, dalla *legge 17 dicembre 2012, n. 221*. (servizio di distribuzione di gas naturale, di cui al *Decreto Legislativo 23 maggio 2000, n. 164*, servizio di distribuzione di energia elettrica, di cui al *decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79*, e alla *legge 23 agosto 2004, n. 239*, nonché gestione delle farmacie comunali, di cui alla *legge 2 aprile 1968, n. 475*).

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

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

Al comma 23 dell'art. 34 viene precisato che "Dopo il comma 1 dell'*articolo 3-bis del decreto-legge 13 agosto 2011, n. 138*, convertito, con modificazioni, dalla *legge 14 settembre 2011, n. 148*, e successive modificazioni, è inserito il seguente: "1-bis. Le funzioni di organizzazione dei servizi pubblici locali a rete di rilevanza economica, compresi quelli appartenenti al settore dei rifiuti urbani, di scelta della forma di gestione, di determinazione delle tariffe all'utenza per quanto di competenza, di affidamento della gestione e relativo controllo sono esercitate unicamente dagli enti di governo degli ambiti o bacini territoriali ottimali e omogenei istituiti o designati ai sensi del comma 1 del presente articolo".

Gli affidamenti diretti assentiti alla data del 1° ottobre 2003 a società a partecipazione pubblica già quotate in Borsa a tale data, e a quelle da esse controllate, cessano alla scadenza prevista nel contratto di

servizio; gli affidamenti che non prevedono una data di scadenza cessano, improrogabilmente, il 31 dicembre 2020.

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

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

L'operatore economico succeduto al concessionario iniziale, in via universale o parziale, a seguito di operazioni societarie effettuate con procedure trasparenti, comprese fusioni o acquisizioni, prosegue nella gestione dei servizi fino alle scadenze previste. In tali ipotesi il soggetto competente accerta la permanenza dei criteri qualitativi e delle condizioni di equilibrio economico-finanziario anche con aggiornamento del termine di scadenza di tutte o di alcune delle concessioni in essere, previa verifica dell'eventuale Autorità di regolazione.

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

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

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

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

A tal fine il successivo comma 612 della stessa Legge dispone, nell'ottica di una riorganizzazione e riduzione delle società partecipate, che i presidenti delle regioni e delle province autonome di Trento e di Bolzano, i presidenti delle province, i sindaci e gli altri organi di vertice delle amministrazioni di cui al comma 611, in relazione ai rispettivi ambiti di competenza, definiscono e approvano, entro il 31 marzo 2015, un piano operativo di razionalizzazione delle società e delle partecipazioni societarie direttamente o indirettamente possedute, le modalità e i tempi di attuazione, nonché l'esposizione in dettaglio dei risparmi da conseguire. Tale piano, corredato di un'apposita relazione tecnica, è previsto sia trasmesso alla competente sezione regionale di controllo della Corte dei conti e pubblicato nel sito internet istituzionale dell'amministrazione interessata. Entro il 31 marzo 2016, gli organi di cui al primo periodo predispongono una relazione sui risultati conseguiti, che è trasmessa alla competente sezione regionale di controllo della Corte dei conti e pubblicata nel sito internet istituzionale dell'amministrazione interessata. La pubblicazione del piano e della relazione costituisce obbligo di pubblicità. Con la sentenza 16 giugno 2016 n.144, la Corte Costituzionale ha respinto le questioni di legittimità costituzionale sollevate dalla Regione Veneto avverso le norme con cui la legge di stabilità 2015 ha inteso intervenire al fine di ridurre le partecipazioni societarie degli enti pubblici territoriali nonché i relativi costi, di cui ai commi 611 e 612 sopra citati. Il rigetto della questione, sollevata con riferimento alla legittimità dei criteri individuati, è motivato, oltre che con riferimento al generale obiettivo di risparmio per la finanza pubblica, con l'abbinamento di ciascun criterio con una materia di competenza statale.

In data 13 agosto 2015 sulla G.U. n. 187 è stata pubblicata la Legge 124/2015 recante "Deleghe al Governo in materia di riorganizzazione delle amministrazioni pubbliche", meglio conosciuta come Legge Madia di Riforma della PA.

Il provvedimento contiene 14 importanti deleghe legislative: dirigenza pubblica, riorganizzazione dell'amministrazione statale centrale e periferica, digitalizzazione della PA, semplificazione dei procedimenti amministrativi, razionalizzazione e controllo delle società partecipate, anticorruzione e trasparenza.

In particolare, gli articoli 18 e 19 contengono criteri direttivi per la definizione di decreti legislativi recanti testi unici relativi a servizi pubblici locali di interesse economico generale e in materia di società a partecipazione pubblica.

In attuazione delle previsioni della legge delega sono stati circolarizzati gli schemi dei suddetti decreti (c.d. "decreto Madia") la cui approvazione è prevista entro settembre/ottobre 2016.

La legge 28 dicembre 2015 nr. 1.058 "Legge di Stabilità per il 2016" ai commi 672-676 ha posto limiti ai compensi degli amministratori delle società a controllo pubblico, modificando il comma 1 dell'art. 23 bis del D.L. 201/2011 convertito con legge 214/2011 che ora recita come segue:

"Fatto salvo quanto previsto dall'articolo 19, comma 6, del decreto-legge 1° luglio 2009, n. 78, convertito, con modificazioni, dalla legge 3 agosto 2009, n. 102, con decreto del Ministro dell'economia e delle finanze, da emanare entro il 30 aprile 2016, sentita la Conferenza unificata per i profili di competenza, previo parere delle Commissioni parlamentari competenti, per le società direttamente o indirettamente controllate da amministrazioni dello Stato e dalle altre amministrazioni pubbliche di cui all'articolo 1, comma 2, del decreto legislativo 30 marzo 2001, n. 165, e successive modificazioni, ad esclusione delle società emittenti strumenti finanziari quotati nei mercati regolamentati e loro controllate, sono definiti indicatori dimensionali quantitativi e qualitativi al fine di individuare fino a cinque fasce per la classificazione delle suddette società.

Per ciascuna fascia è determinato, in proporzione, il limite dei compensi massimi al quale i consigli di amministrazione di dette società devono fare riferimento, secondo criteri oggettivi e trasparenti, per la determinazione del trattamento economico annuo onnicomprensivo da corrispondere agli amministratori, ai dirigenti e ai dipendenti, che non potrà comunque eccedere il limite massimo di euro 240.000 annui al lordo dei contributi previdenziali e assistenziali e degli oneri fiscali a carico del beneficiario, tenuto conto anche dei compensi corrisposti da altre pubbliche amministrazioni.

Le società di cui al primo periodo verificano il rispetto del limite massimo del trattamento economico annuo onnicomprensivo dei propri amministratori e dipendenti fissato con il decreto di cui al presente comma. Sono in ogni caso fatte salve le disposizioni legislative e regolamentari che prevedono limiti ai compensi inferiori a quelli previsti dal decreto di cui al presente comma".

La stessa legge di stabilità prevede altresì ai commi 675-676 che "Le società controllate direttamente o indirettamente dallo Stato e dalle altre amministrazioni pubbliche di cui all'articolo 1, comma 2, del decreto legislativo 30 marzo 2001, n. 165, e successive modificazioni, nonché le società in regime di amministrazione straordinaria, ad esclusione delle società emittenti strumenti finanziari quotati nei mercati regolamentati e loro controllate, pubblicano, entro trenta giorni dal conferimento di incarichi di collaborazione, di consulenza o di incarichi professionali, inclusi quelli arbitrali, e per i due anni successivi alla loro cessazione, le informazioni relative agli incarichi conferiti, quale condizione di efficacia per il pagamento stesso e, in caso di omessa o parziale pubblicazione, il soggetto responsabile della pubblicazione ed il soggetto che ha effettuato il pagamento sono soggetti ad una sanzione pari alla somma corrisposta".

Codice dei contratti pubblici

Nella G.U.U.E (Gazzetta ufficiale dell'Unione europea) n. 94 del 28 marzo 2014 sono state pubblicate le seguenti Direttive:

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

La legge delega per l'attuazione delle direttive è stata approvata in via definitiva il 14 gennaio 2015. In esecuzione della legge delega, il Governo ha approvato, il D.lgs. 18 aprile 2016, n. 50, "Attuazione delle direttive 2014/23/UE, 2014/24/UE e 2014/25/UE sull'aggiudicazione dei contratti di concessione, sugli appalti pubblici e sulle procedure d'appalto degli enti erogatori nei settori dell'acqua, dell'energia, dei trasporti e dei servizi postali, nonché per il riordino della disciplina vigente in materia di contratti pubblici relativi a lavori, servizi e forniture".

Codice antimafia

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

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

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

La Banca dati nazionale unica Antimafia prevista dagli articoli 87 e 90 del D.lgs 159/2011 e s.m.i, a seguito della pubblicazione sulla Gazzetta Ufficiale del 7/1/2015 n. 4 del Regolamento che ne disciplina le modalità di accesso: Decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri 30/10/2014 n. 193 "Regolamento recante disposizioni concernenti le modalità di funzionamento, accesso, consultazione e collegamento con il CED, di cui all'articolo 8 della legge 1° aprile 1981, n. 121, della Banca dati nazionale unica della documentazione antimafia, istituita ai sensi dell'articolo 96 del Decreto legislativo 6 settembre 2011, n. 159" avrebbe dovuto essere operativa da gennaio 2015, ma attualmente non è ancora possibile acquisire on line le informazioni antimafia.

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

E' stato pubblicato sulla G.U. n. 132 dell'8 giugno 2016 il D. lgs. 25 maggio 2016, n. 97 di Revisione e semplificazione delle disposizioni in materia di prevenzione della corruzione, pubblicità e trasparenza, correttivo della legge n. 190 del 2012 e del D. lgs. n. 33 del 2013, ai sensi dell'articolo 7 della legge n. 124 del 2015, in materia di riorganizzazione delle amministrazioni pubbliche.

Trasferimento di contante

E' stato fissato dalla legge di stabilità per il 2016 a 2.999,99 euro il limite, previsto fino al 31 dicembre 2015 in 999,99 euro, oltre il quale non è consentito il trasferimento di denaro contante o di libretti di deposito bancari o postali al portatore.

Distribuzione gas

Il Decreto Letta, approvato con D.lgs. n. 164 del 2000 ha introdotto la concorrenza nel mercato del gas naturale italiano attraverso la liberalizzazione delle importazioni, esportazioni, trasporto, dispacciamento e vendita di gas.

L'attività di stoccaggio ha lo scopo di compensare le fluttuazioni della domanda dei consumi all'interno del sistema nazionale del gas, in modo da garantire una riserva strategica di gas naturale. L'attività di stoccaggio è svolta da imprese sulla base di concessioni aggiudicate mediante pubblica procedura di gara. L'attività di distribuzione è considerata come un servizio pubblico e può essere effettuata solo da aziende che non forniscono già altri servizi nel settore del gas. Attualmente, il servizio di distribuzione viene assegnato sulla base di gare pubbliche per un periodo massimo di 12 anni.

Con Decreto del 19 gennaio 2011 il Ministro dello sviluppo economico ha determinato gli ambiti territoriali nel settore della distribuzione del gas naturale. E' stato anche approvato, con D.M. 12/11/2011, n. 226, il Regolamento per i criteri di gara e per la valutazione delle offerte per l'affidamento del servizio di distribuzione gas. In tale Regolamento è stabilito che il Comune capoluogo di Provincia sia Stazione appaltante per la gestione della gara. Il termine per l'individuazione della Stazione appaltante era fissato in sei mesi dall'entrata in vigore del regolamento (11 febbraio 2012) per gli ambiti di Parma, Reggio Emilia, Torino 1 – Città di Torino, Torino 2 – Impianto di Torino, in 24 mesi per l'ambito Genova 2 – Provincia, in 30 mesi per Genova 1 – Città e Impianto di Genova e in 36 mesi per l'ambito di Piacenza 2 est.

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

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

Le concessioni sono attualmente in regime di *prorogatio* in attesa della indizione e dell'aggiudicazione delle gare ad evidenza pubblica.

Il D.L. 145/2013 convertito in L. n. 9 del 21 febbraio 2014 ha stabilito all'art. 1 comma 16 che "I termini di scadenza previsti dal comma 3 dell'articolo 4 del Decreto-legge 9 agosto 2013 n.98, sono prorogati di ulteriori 4 mesi. Le date limite di cui all'allegato 1 al regolamento di cui al Decreto del Ministro dello sviluppo economico 12 novembre 2011 n.226, relative agli ambiti ricadenti nel terzo raggruppamento dello stesso allegato 1, nonché i rispettivi termini di cui all'allegato 3 del medesimo regolamento, sono prorogati di quattro mesi."

L'articolo 30 bis del Decreto legge 91/2014 c.d. "decreto competitività", convertito, con modificazioni, dalla legge 116/2014, ha sancito la proroga delle scadenze per la pubblicazione dei bandi di gara per l'affidamento del servizio di distribuzione del gas.

La Legge 25 febbraio 2016, n. 21 (recante Conversione con modificazioni, del decreto-legge 30 dicembre 2015, n. 210, contenente la proroga di termini previsti da disposizioni legislative pubblicata nella GU Serie Generale n.47 del 26 febbraio 2016) stabilisce che i termini di cui all'art. 3, comma 1, del regolamento di cui al decreto del Ministro dello sviluppo economico e del Ministro per i rapporti con le regioni e la coesione territoriale 12 novembre 2011, n. 226, relativi alla mancata pubblicazione del bando di gara di cui all'allegato 1 annesso allo stesso regolamento, sono prorogati rispettivamente di dodici mesi per gli ambiti del primo raggruppamento, di quattordici mesi per gli ambiti del secondo raggruppamento, di tredici mesi per gli ambiti del terzo, quarto e quinto raggruppamento, di nove mesi per gli ambiti del sesto e settimo raggruppamento e di cinque mesi per gli ambiti dell'ottavo raggruppamento, in aggiunta alle proroghe vigenti alla data di entrata in vigore della legge di conversione del presente decreto.

L'avvio delle gare per ATEM sono pertanto ad oggi previste (salvo proroghe) secondo il seguente calendario, che tiene conto del termine di pubblicazione del bando di gara:

- Reggio Emilia - gara prorogata di due anni causa terremoto, non ha subito variazioni - 11 novembre 2016
- Parma – 11 luglio 2016
- Piacenza 1 Ovest – 11 dicembre 2016
- Piacenza 2 Est – 11 settembre 2017
- Genova – 11 aprile 2017
- Vercelli – 11 ottobre 2016

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

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

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

In data 22 maggio 2014 è stato emanato il Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico recante "Approvazione del documento "Linee Guida su criteri e modalità applicative per la valutazione del valore di rimborso degli impianti di distribuzione del gas naturale", pubblicato in Gazzetta Ufficiale del 6 giugno 2014, Serie Generale n. 129 e il documento, che allegato al predetto decreto ne forma parte integrante, recante "Linee Guida su criteri e modalità applicative per la valutazione del valore di rimborso degli impianti di distribuzione del gas naturale".

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

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

Sia il D.M. del 22 maggio 2014, sia la Deliberazione n. 367/2014 sono state impugnate dal Gruppo Iren rispettivamente il primo al TAR Lazio e la seconda al TAR Lombardia.

Il Tar Lombardia, Sezione Seconda, ha pronunciato - avverso i ricorsi promossi da Iren Emilia e Genova Reti Gas (società confluite in IRETI) contro la delibera AEEGSI n. 367/14 - rispettivamente le sentenze n. 2740/2015 e 2736/2015, depositate in data 22 dicembre 2015, con le quali ha rigettato entrambi i ricorsi a spese compensate.

E' stato proposto appello avverso le predette sentenze.

Quanto al D.M. 22 maggio 2014 e s.m.i. recante "Approvazione del documento Linee Guida sui criteri e modalità applicative per la valutazione del valore di rimborso degli impianti di distribuzione del gas naturale", si specifica che nell'ambito del medesimo giudizio pendente davanti al TAR Lazio avverso le Linee Guida, è stato impugnato con ricorso per motivi aggiunti anche il D.M. 106/2015, che va a modificare numerose previsioni del D.M. 226/2011 (c.d. Decreto criteri). Si è in attesa della pronuncia.

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

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

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

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

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

Servizio default

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

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

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

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

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

Il Consiglio di Stato ha quindi rinviato la discussione della domanda cautelare alla Camera di consiglio del 9 luglio 2013.

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

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

Successivamente sono state emesse:

- il 6 giugno 2013 la delibera 241/2013/R/gas "Riforma della disciplina del servizio di default di distribuzione, a seguito della dichiarata impossibilità a svolgere tutte le attività di cui al TIVG, in merito al bilanciamento dei prelievi diretti";
- il 27 febbraio 2014 la delibera 84/2014/R/gas "Disciplina della morosità e dei servizi di ultima istanza modifiche ed integrazioni al TIMG e TIVG;
- il 29 maggio 2014 la delibera 246/2014/R/gas "valorizzazione del gas naturale prelevato presso i punti di riconsegna cui è erogato il servizio di default distribuzione a seguito della mancata disalimentazione fisica".

Con sentenza depositata in data 12 giugno 2014, il Consiglio di Stato ha accolto l'appello promosso dall'AEEG avverso le sentenze con cui il TAR Milano, nel dicembre 2012, aveva ravvisato l'illegittimità della delibera 99/11 disponendone l'annullamento.

In estrema sintesi il Consiglio di Stato, aderendo alle difese dell'AEEGSI, ha ritenuto che il servizio di default sia riconducibile al servizio di bilanciamento e che lo stesso non possa essere qualificato come attività di vendita ma, piuttosto, come attività di regolazione ex post dei rapporti di indebito oggettivo sorti in seguito ai prelievi effettuati dal cliente rimasto allacciato alla rete di distribuzione.

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

L'Autorità, con Deliberazione n. 418/2014/R/GAS del 7 agosto 2014, ha approvato i criteri e le modalità per la individuazione dei fornitori di ultima istanza (FUI) e dei fornitori del servizio di default di distribuzione (FDd) con riferimento al periodo 1 ottobre 2014 – 31 settembre 2016.

Inoltre con la medesima Deliberazione n. 418/2014/R/GAS del 7 agosto 2014, l'Autorità ha modificato, tra l'altro, il comma 30.4 del TIIVG stabilendo che "nei casi in cui la procedura concorsuale (di scelta del FDD) non consenta di individuare un FDD, ovvero nei casi di mancato assolvimento del servizio (di default) da parte del fornitore selezionato le imprese di distribuzione che svolgono il servizio nelle aree dove avrebbe dovuto essere svolto dal fornitore, sono responsabili dell'attività di regolazione economica delle partite fisiche di gas imputabili ai prelievi diretti effettuati dal cliente finale.

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

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

Da segnalare che la delibera in un "considerato" qualifica come obbligazione di risultato - in capo all'impresa di distribuzione - la disalimentazione fisica del punto di riconsegna.

Con il quarto ricorso per motivi aggiunti è stato impugnata la deliberazione 258/2015/R/com in questione e allo stato il ricorso pende nel merito e non risulta ancora fissata udienza pubblica per la trattazione dello stesso.

L'AEEGSI ha pubblicato la Del. 70/2016/R/gas e DCO 71/2016/R/gas, con il quale, sulla scorta di proprie rilevazioni, ha proposto la definizione di un iter per la presentazione e la valutazione delle istanze con cui i Distributori possono chiedere l'esonero, parziale o totale, dei versamenti economici previsti in caso di mancata disalimentazione dei Punti di Riconsegna. Sono in corso le repliche da parte dei Distributori.

Distribuzione energia elettrica

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

In particolare, il Decreto Bersani ha:

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

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

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

Struttura tariffaria per trasmissione, distribuzione e misura

L'AEEG ha stabilito un regime tariffario che è entrato in vigore il 1° gennaio 2000. Questo regime ha sostituito il sistema "*cost plus*" con un nuovo meccanismo di "*price-cap*", che prevede un limite per gli incrementi tariffari annuali corrispondenti alla differenza tra il tasso di inflazione e l'aumento della produttività conseguibile dal fornitore di servizi, insieme ad ulteriori fattori, come il miglioramento della

qualità. Secondo la metodologia del *price-cap*, le tariffe dovrebbero essere ridotte di una percentuale fissa ogni anno così da incoraggiare gli operatori regolamentati a migliorare l'efficienza e gradualmente trasferire il risparmio sul cliente finale.

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

Tali attività sono:

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Lo scopo è promuovere la concorrenza, l'efficienza e adeguati livelli di qualità nell'erogazione dei servizi:

- a) garantendo la neutralità della gestione delle infrastrutture essenziali per lo sviluppo di un mercato concorrenziale;

- b) impedendo discriminazioni tra gli operatori del mercato nell'accesso alle informazioni sensibili e nell'utilizzo delle infrastrutture;
- c) separando le attività svolte in regime di concorrenza dalle attività regolate (quelle di gestione delle infrastrutture), evitando il trasferimento incrociato di risorse e di costi.

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

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

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

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

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

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

La successiva Delibera ARG/elt 219/10 emana le disposizioni per il funzionamento del Sistema Indennitario.

Questo sistema permette a tutti i venditori di potersi rivalere sul cliente finale, indipendentemente dal cambio di venditore richiesto dal cliente finale.

Concessioni di grande derivazione ad uso idroelettrico

Con sentenza della Corte Costituzionale n. 205 del 4 luglio 2011 è stata dichiarata l'illegittimità delle disposizioni del Decreto Legge 31 maggio 2010, n. 78, convertito nella legge n. 122 del 30 luglio 2010, che prorogavano di cinque anni le concessioni di grande derivazione per la produzione di energia elettrica, con eventuale ulteriore proroga di sette anni in caso di costituzione di società miste da parte di alcune province.

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

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

Nel settembre 2013 la Commissione Europea ha avviato un'inchiesta ricognitiva, concernente diversi Stati membri, sulle condizioni di assegnazione, proroga o rinnovo delle concessioni d'acqua per uso idroelettrico e ha inviato al Governo italiano una comunicazione di costituzione in mora che afferma la contrarietà a principi e norme del diritto comunitario (libertà di stabilimento; art. 12 della Direttiva

“Bolkestein” 2006/123/CE) di talune previsioni recentemente introdotte dal legislatore italiano (con la Legge 134/2012, in sede di conversione del D.L. “Sviluppo” 83/2012), oltre che di alcune norme della legislazione delle Province autonome di Trento e Bolzano. E’ in corso la predisposizione della risposta del Governo italiano ai rilievi della Commissione Europea.

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

Servizio idrico integrato

Il processo di riforma del Servizio Idrico Integrato (SII), avviato con la Legge 36/94 (Legge Galli), è stato rivisto con l’approvazione del Decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, come modificato dal D. LGS. 10 dicembre 2010, n. 219.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

La Corte Costituzionale con sentenza n. 31 del 10 febbraio 2015 ha dichiarato la illegittimità costituzionale dell’articolo 10 comma 1 della Legge della Regione Liguria n. 1/2014.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

In sintesi è stabilito che:

- le Regioni (che non vi abbiano ancora provveduto) individuano gli enti di governo dell'ambito entro il 31 dicembre 2014 - in difetto si applicano i poteri sostitutivi governativi;
- gli enti locali partecipino obbligatoriamente all'ente di governo dell'ambito (che sostituisce l'Autorità d'ambito) - la mancata adesione agli enti di governo dell'ambito è sanzionata con l'esercizio di poteri sostitutivi da parte del Presidente della Regione;
- viene introdotto il concetto di *unicità* della gestione del SII;
- gli enti di governo dell'ambito (se non vi abbiano già provveduto) scelgono la forma di gestione del SII ed avviano le procedure di affidamento entro il termine del 30 settembre 2015;
- il rapporto fra l'ente di governo dell'ambito ed il soggetto gestore è regolato da una convenzione predisposta sulla base di convenzione tipo elaborata dall'AEEGSI - le convenzioni esistenti sono integrate in sintonia con le previsioni di dette convenzioni, con le modalità stabilite dall'AEEGSI;
- il nuovo gestore deve corrispondere al gestore uscente un valore di rimborso delle immobilizzazioni realizzate, determinato secondo criteri definiti dall'AEEGSI;
- in caso di cessazione anticipata degli affidamenti, al gestore uscente è dovuto un indennizzo a titolo di ristoro degli investimenti effettuati (non ammortizzati) e del mancato guadagno (pari al 10% del servizio ancora da svolgere valutato sulla base del piano economico-finanziario), con richiamo alle disposizioni del Codice dei Contratti;
- i progetti definitivi delle opere e degli interventi previsti nel Piano degli Investimenti compresi nei Piani d'Ambito (e le relative modifiche sostanziali) sono approvati dagli enti di governo dell'ambito -

l'approvazione dei progetti comporta la dichiarazione di pubblica utilità e costituisce titolo abilitativo e/o variante agli strumenti di pianificazione urbanistica e territoriale - l'ente di governo dell'ambito indice la conferenza dei servizi e costituisce l'autorità espropriante (ruolo quest'ultimo che può essere delegato al gestore);

- al fine di garantire il rispetto del principio della *unicità* della gestione, il gestore del SII subentra agli altri soggetti operanti nel medesimo ambito con effetto dall'entrata in vigore della norma, ma qualora tali soggetti gestiscano il servizio in base ad un affidamento assentito in conformità alla normativa *pro-tempore* vigente, il subentro avrà luogo alla scadenza dell'affidamento.

Infine l'AEEGSI ha adottato, tra l'altro, le seguenti deliberazioni di interesse del Gruppo:

- Deliberazione 15 gennaio 2015 n. 6/2015/R/IDR avente ad oggetto l'avvio di procedimento per la definizione del metodo tariffario idrico per il secondo periodo regolatorio con riunione del procedimento di cui alla Deliberazione 374/2014/R/IDR e individuazione di un termine unico per la conclusione del procedimento.
- Deliberazione 15 gennaio 2015 n. 8/2015/R/IDR avente ad oggetto avvio di procedimento per la definizione dei criteri di articolazione tariffaria applicata agli utenti dei servizi idrici.
- Deliberazione 5 marzo 2015 n. 83/2015/A avente ad oggetto la costituzione e funzionamento dell'Osservatorio permanente sulla regolazione energetica idrica e sul teleriscaldamento;
- Deliberazione 12 marzo 2015 n. 107/2015/R/IDR contenente l'elenco delle gestioni escluse per mancata consegna degli impianti dall'aggiornamento tariffario per il primo periodo regolatorio 2012-2015. Nell'elenco risultano anche le collegate del Gruppo AMAT di Imperia e AIGA di Ventimiglia. Dette Società hanno presentato all'AEEGSI istanza di revisione della decisione e stanno predisponendo il ricorso al TAR nel caso di risposta negativa o mancata risposta entro i termini per procedere con l'impugnazione.
- Deliberazione del 19 marzo 2015 n. 122/2015/R/IDR avente ad oggetto l'avvio di un procedimento per la realizzazione di sistemi solidaristici di perequazione economica e finanziaria a valere sulle tariffe del servizio idrico integrato anche su scala nazionale.
- Deliberazione del 23/12/2015 n. 656/2015/R/IDR avente ad oggetto Convenzione tipo per la regolazione dei rapporti tra enti affidanti e gestori del Servizio Idrico Integrato - Disposizioni sui contenuti minimi essenziali.

Con il provvedimento - tenuto conto delle osservazioni ricevute ai precedenti documenti per la consultazione 274/2015/R/idr e 542/2015/R/idr - l'Autorità adotta la convenzione tipo per la regolazione dei rapporti tra enti affidanti e gestori del servizio idrico integrato, alla quale peraltro le convenzioni di gestione attualmente in vigore devono essere adeguate.

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

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

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

La Provincia di Savona ha approvato il 30 settembre 2015 la delibera nr. 70/2015, con la quale ha disposto l'approvazione dei Piani dei 3 sub ambiti e la definizione dei soggetti di affidamento tramite *in house* (e quindi esclusione di Acquedotto di Savona, fusa in Ireti con efficacia 1° gennaio 2016). Si sta procedendo alla impugnazione della delibera.

Si segnala infine la Deliberazione del 23 dicembre 2015 n. 656/2015/R/IDR avente ad oggetto la Convenzione tipo per la regolazione dei rapporti tra enti affidanti e gestori del servizio idrico integrato - Disposizioni sui contenuti minimi essenziali.

Con il provvedimento - tenuto conto delle osservazioni ricevute ai precedenti documenti per la consultazione 274/2015/R/idr e 542/2015/R/idr - l'Autorità adotta la convenzione tipo per la regolazione dei rapporti tra enti affidanti e gestori del servizio idrico integrato, alla quale peraltro le convenzioni di gestione attualmente in vigore devono essere adeguate.

Con la sentenza n. 7210 del 13 aprile 2016 la Corte di Cassazione ha specificato che la debenza della tariffa di fognatura e depurazione quale componente del corrispettivo del Servizio Idrico Integrato non è automaticamente esclusa nel caso in cui i relativi impianti di fognatura e depurazione siano stati dall'ente locale predisposti e siano attivi e la mancata fruizione dei relativi servizi dipenda da comportamento volontario dell'utente che non intenda allacciarsi, e che spetterà all'utente stesso dimostrare la compatibilità dei propri sistemi di collettamento e depurazione delle acque reflue provenienti da scarichi di insediamenti domestici con le preminenti finalità di tutela ambientale e della concorrenza.

Servizio gestione rifiuti

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

La normativa di carattere generale applicabile al settore dei Servizi di Gestione Integrata Rifiuti, è contenuta a livello nazionale nel Codice dell'Ambiente (d.lgs. 152/2006 modificato da ultimo dal DM 15 gennaio 2014), nella Legge 22 maggio 2015, n. 68 "Disposizioni in materia di delitti contro l'ambiente", nel D. lgs. 36/2003 (discariche), nel D. lgs. 133/2005 (incenerimento e coincenerimento), nel Decreto del Presidente della Repubblica 13 marzo 2013, n. 59 (Autorizzazione Unica Ambientale), ed a livello regionale dalle L. R. Emilia Romagna n. 31/96, L.R. 25/99, n. 10/2008, L.R. n. 23/2011 e L.R. 13/2015 (riforma del sistema di governo regionale e locale e disposizioni su Città Metropolitana di Bologna, Province, Comuni e loro unioni) e L.R. 16/2015 (sulla c.d. "economia circolare" modificativa della L.R. 31/96).

Posto che per le Autorità d'Ambito Territoriale sono cessate al 31 dicembre 2012, la Regione Emilia Romagna ha istituito l'Agenzia Territoriale dell'Emilia Romagna (ATERSIR), secondo la legge sopra citata, per i servizi idrici e rifiuti alla quale partecipano tutti i Comuni e le province ed alla quale spettano le funzioni di regolazione per l'intero territorio regionale, nonché la determinazione delle tariffe di smaltimento dei rifiuti urbani sulla base dei criteri regionali, dell'impiantistica privata e pubblica. Tale Agenzia è entrata in funzione nel corso dell'anno 2012.

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

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

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

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

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

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

L'Assemblea legislativa della Regione Emilia-Romagna ha approvato la L.R. 16/2015 per la gestione dei rifiuti urbani, che promuove il riciclaggio e la prevenzione della produzione dei rifiuti. Fra gli obiettivi da raggiungere entro cinque anni, figurano: l'aumento della raccolta differenziata al 73%, la riduzione del 25% della produzione di rifiuti pro-capite, il riciclaggio al 70%, il contenimento delle discariche e autosufficienza regionale. Tra le novità introdotte dalla nuova legge: la tariffazione puntuale, ovvero si paga in base a quanto si conferisce, gli incentivi rivolti ai Comuni più virtuosi e premi alle imprese che

smaltiscono meglio. Sono incentivate le attività di informazione ed educazione, con la possibilità per i Comuni che programmano iniziative di informazione ed educazione di destinare a tali attività una quota degli introiti derivati dall'applicazione della tariffa. Con la nuova legge la Regione intende transitare da un modello economico lineare basato sullo sfruttamento delle risorse naturali a una economia circolare, in cui le materie vengono costantemente riutilizzate. E per far ciò individua strumenti quali la tariffazione puntuale e mette in campo incentivi rivolti ai Comuni che inviano meno rifiuti allo smaltimento e forme premiali per le imprese. La Regione Emilia Romagna con delibera assemblea n. 67 del 3 maggio 2016 ha approvato il nuovo Piano regionale di gestione rifiuti (PRGR) a valere al 2020.

Si evidenzia inoltre che il sistema SISTRI è entrato in vigore il 1° ottobre 2013 per i gestori di rifiuti speciali pericolosi e dal 3 marzo 2014 per i produttori iniziali di rifiuti speciali pericolosi. A seguito dell'approvazione del D.L. 30 dicembre 2015, n. 210 ("Milleproroghe") viene prorogato di un anno il termine per l'adeguamento al SISTRI (Sistema informatico di controllo della tracciabilità dei rifiuti) ed è prorogato al 31 dicembre 2016 il cosiddetto "regime del doppio binario", mantenendo in vita registri e formulari e il relativo impianto sanzionatorio. Viene prorogato al 1° gennaio 2017 il termine per l'applicazione dei limiti di emissione per gli impianti industriali per consentire l'aggiornamento dell'autorizzazione da parte dell'Autorità competente. Le sanzioni SISTRI, esclusivamente relative alla mancanza di iscrizione o pagamento del contributo annuale, si applicano in misura ridotta del 50% a far data dal 1° aprile 2015 (a seguito della L. 11/2015 di conversione del "Decreto milleproroghe" D.L. 31 dicembre 2014, n. 192). Le sanzioni Sistri per tutte le altre violazioni si applicano dal 1° gennaio 2017. E' entrato in vigore l'8 giugno il D.M. 30 marzo 2016, n. 78, recante il "Regolamento recante disposizioni relative al funzionamento e ottimizzazione del sistema di tracciabilità dei rifiuti in attuazione dell'articolo 188-bis, comma 4-bis, del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152", che abroga il D.M. n. 52/2011.

Con il Decreto legge n.10 del 22 gennaio 2016 "Modifica e abrogazione di disposizioni di legge che prevedono l'adozione di provvedimenti non legislativi di attuazione, a norma dell'articolo 21 della legge 7 agosto 2015, n. 124", in particolare con l'articolo 1, comma 9, si prevede la soppressione del secondo periodo dell'articolo 11, comma 2, del decreto-legge 31 agosto 2013, n. 101, convertito, con modificazioni, dalla legge 30 ottobre 2013, n. 125. Con tale intervento viene pertanto soppressa la disposizione che prevedeva: *"Con decreto del Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare, adottato entro sessanta giorni dalla data di entrata in vigore della legge di conversione del presente decreto, sentiti il Ministro dello sviluppo economico e il Ministro delle infrastrutture e dei trasporti, sono disciplinate le modalità di una fase di sperimentazione per l'applicazione del SISTRI, a decorrere dal 30 giugno 2014, agli enti o imprese che raccolgono o trasportano rifiuti urbani pericolosi a titolo professionale, compresi i vettori esteri che effettuano trasporti di rifiuti urbani pericolosi all'interno del territorio nazionale o trasporti transfrontalieri in partenza dal territorio, o che effettuano operazioni di trattamento, recupero, smaltimento, commercio e intermediazione di rifiuti urbani pericolosi, a partire dal momento in cui detti rifiuti sono conferiti in centri di raccolta o stazioni ecologiche comunali o altre aree di raggruppamento o stoccaggio"*.

La Banca europea per gli investimenti ha appena pubblicato una guida (on line) agli strumenti finanziari a disposizione dei progetti verdi – alcuni insieme alla Commissione europea - dedicata al finanziamento di progetti in campo ambientale.

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

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

Tutti gli impianti di "recupero energetico" (non più "termotrattamento"), sia esistenti sia da realizzare, devono essere autorizzati a saturazione del carico termico, ma solo in caso di positiva valutazione di compatibilità ambientale dell'impianto in assetto operativo (incluso il rispetto del D. lgs. 155/2010 sulla qualità dell'aria).

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

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

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

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

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

Nel mese di gennaio 2015 è entrato in vigore il Decreto Ministeriale n. 272 del 13 novembre 2014, che rende note le modalità per redigere la relazione di riferimento in sede di richiesta o di rinnovo dell'AIA. I gestori di imprese titolari di un impianto soggetto ad AIA, qualora l'attività comporti l'utilizzo, la produzione o lo scarico di sostanze pericolose, dovranno infatti presentare una relazione contenente informazioni sulla qualità del suolo e delle acque sotterranee, indicando le sostanze pericolose. Ne consegue che, nel caso di procedura di AIA pendente, occorrerà integrare la domanda con la relazione di riferimento, la quale consentirà anche un raffronto sullo stato di contaminazione del suolo e delle acque al momento della cessazione definitiva dell'attività, così da permettere una valutazione circa gli eventuali obblighi di ripristino.

Il c.d. "Decreto milleproroghe" (DL 31 dicembre 2014, n. 192, convertito nella Legge n. 11 del 27 febbraio 2015) sposta al 30 Giugno 2015 il termine del divieto di conferimento in discarica dei rifiuti con PCI (Potere Calorifico Inferiore) superiore a 13.000 Kj/kg. A seguito del c.d. "Milleproroghe 2016" (D.L. 30.12.2015 n° 210), il termine del divieto del suddetto conferimento slitta al 29 febbraio 2016.

E' inoltre vigente dal primo gennaio la Legge n. 190 del 2014, che dispone che nei siti inquinati non ancora bonificati possano essere effettuati gli interventi richiesti dalla normativa sulla sicurezza nei luoghi di lavoro e attività di manutenzione ordinaria e straordinaria, purché non pregiudichino l'attività di bonifica e la salute dei lavoratori.

E' entrato in vigore il 1° Giugno 2015 il Regolamento (UE) n. 1357/2014 della Commissione Europea, che innova il sistema di classificazione dei rifiuti pericolosi. Il Regolamento sostituisce l'Allegato III della Direttiva 2008/98/CE, e di conseguenza l'intero Allegato I alla Parte IV del D.L.vo n. 152/2006.

Il 1° giugno 2015 è entrata in vigore la Decisione della Commissione Europea 2014/955/CE, che introduce un nuovo Elenco Europeo dei rifiuti che modifica la decisione 2000/532/CE, recepito a livello nazionale dall'allegato D della parte IV del D.lgs. 152/06.

La Direttiva n. 2015/1127, che ha apportato a partire dal 31 luglio 2015 alcune modifiche all'Allegato II della Direttiva 2008/98/CE sui rifiuti (contenente un elenco non esaustivo delle operazioni di recupero), è stata rettificata con atto pubblicato in novembre 2015.

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

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

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

A fine 2015 è stata pubblicata della Legge di stabilità 2016 (Legge 28 dicembre 2015, n. 208), in vigore dal 1° gennaio 2016. Diversi gli interventi nel settore dell'Ambiente: sono previsti incentivi e agevolazioni per le energie rinnovabili nonché interventi in tema di riqualificazione urbana; in materia di bonifiche è istituito un fondo di 10 milioni di euro per ciascuno degli anni 2016, 2017 e 2018, in parte destinati ai siti di interesse nazionale per i quali è necessario provvedere con urgenza al fine di adempiere agli obblighi europei; per quanto riguarda le discariche abusive è previsto l'aumento della dotazione del fondo istituito per il finanziamento di un piano straordinario di bonifica per le discariche individuate dalle competenti autorità statali in relazione alla procedura di infrazione comunitaria n. 2003/2007; è autorizzata una spesa di 5 milioni di euro per l'anno 2016 per l'avviamento di un programma straordinario finalizzato alla verifica dell'effettività dei livelli di emissioni inquinanti dei veicoli. Sempre in materia di emissioni, gli interventi normativi interessano, inoltre, i proventi delle aste delle quote di emissione dei gas ad effetto serra.

La legge di stabilità apporta, altresì, modifiche al D. Lgs. 152/2006: all'art. 6, comma 17, riguardante il divieto di attività di ricerca, di prospezione nonché di coltivazione di idrocarburi liquidi e gassosi in mare all'interno del perimetro delle aree marine e costiere protette, vengono soppresse le deroghe attualmente previste.

A fine anno è stato pure approvato il D.D.L. c.d. "Green economy": "Disposizioni in materia ambientale per promuovere misure di green economy e per il contenimento dell'uso eccessivo di risorse naturali", che prevede - tra numerosi altri provvedimenti - modifiche al D.lgs. 152/06 e s.m.i. ed altre normative in materia di rifiuti. In particolare le principali aree di intervento riguardano la vigilanza sulla gestione rifiuti, la raccolta e trattamento dei rifiuti metallici, le misure per incrementare la raccolta differenziata ed il riciclaggio, le modifiche al tributo speciale per il deposito in discarica e negli inceneritori. Inoltre, viene introdotta una diversa disciplina per l'utilizzo di terre e rocce da scavo e disposizioni per la prevenzione nella produzione dei rifiuti; è abrogata la norma che prevedeva dal 1° gennaio 2016 il divieto di conferimento in discarica dei rifiuti con PCI (Potere Calorifico Inferiore) superiore a 13.000 Kj/kg e vengono aggiornati gli obiettivi di riduzione del conferimento in discarica, ed altre disposizioni.

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

Dal 2 febbraio è in vigore la Legge 28 dicembre 2015, n. 221, ovvero il cd "Collegato ambientale", la quale introduce numerose ed importanti novità nell'ambito dei suoi 79 articoli in numerosi campi ma specialmente sulla Gestione dei rifiuti, non solo intervenendo sullo stesso testo unico ambientale (modificando per esempio gli articoli 183, 187, 188, 190, 193), ma introducendo nuove ed importanti modifiche in tema di RAEE, Compost, Miscelazione, Discariche, ecc. Per la mobilità sostenibile sono stanziati 35 milioni di euro, in un programma sperimentale di spostamento casa-scuola e casa-lavoro. Nasce il fondo per la progettazione degli interventi contro il rischio idrogeologico e sono messi a

disposizione dei comuni 11 milioni di euro per l'abbattimento degli edifici in zone a rischio costruiti senza i necessari permessi. Sono introdotte una serie di misure per incrementare la differenziata e il riciclo, tra cui il 'vuoto a rendere' sperimentale e su base volontaria, così come si rafforza il percorso di bonifica dall'amianto attraverso un credito d'imposta da 5,6 milioni l'anno fino al 2019 per le imprese che si occupano della sua rimozione. Rilevante è l'intervento che riguarda il 'green public procurement', ovvero i criteri verdi minimi cui si devono adeguare tutte le amministrazioni dello stato nei loro acquisti: dai toner al riscaldamento, dall'illuminazione alla ristorazione. Nasce inoltre il fondo di garanzia per le opere idriche, comprese le reti di fognatura e di depurazione, mentre viene assicurato agli utenti domestici del servizio idrico integrato in condizioni economico sociali disagiate l'accesso alla fornitura di acqua per i bisogni fondamentali a condizioni agevolate. Infine, è estesa l'impignorabilità anche agli animali d'affezione e da compagnia, come a quelli impiegati a fini terapeutici o di assistenza.

In ambito di PMI, nel 2015, la Commissione europea ha adottato varie iniziative per incoraggiare le piccole e medie imprese a valutare le opportunità commerciali che possono sorgere da una maggiore efficienza delle risorse e dall'imprenditorialità verde. Tali iniziative sono raggruppate nel Piano d'azione verde per le PMI della Commissione. Un'ulteriore definizione dei temi del piano è prevista nel 2016 e negli anni successivi.

In data 18 maggio 2016 il Procuratore generale della Corte di appello di Bologna, il Direttore generale di Arpa, i rappresentanti di tutte le Procure territoriali e i comandanti del NOE Carabinieri, Corpo forestale dello Stato e Capitaneria di porto di Ravenna hanno sottoscritto un Protocollo d'intesa finalizzato a garantire l'omogenea applicazione su tutto il territorio regionale dell'Emilia Romagna della normativa sugli ecoreati (L. n. 68/2015).

Il documento, in particolare, si propone come fine ultimo l'"omogenea applicazione nel territorio distrettuale della disciplina prevista per i reati in materia ambientale, con particolare riferimento al procedimento di estinzione delle contravvenzioni di cui alla Parte VI-bis del D.lgs. 3 aprile 2006, n. 152".

E' entrato in vigore il D.M. 24 febbraio 2016, n. 88, che contiene il "Regolamento concernente i requisiti del curatore dei rifiuti posti sotto sequestro nelle aree portuali e aeroportuali ai sensi dell'articolo 259 o dell'articolo 260 del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152".

E' entrato in vigore il Decreto del presidente del Consiglio dei Ministri 7 marzo 2016 recante "Misure per la realizzazione di un sistema adeguato e integrato di gestione della frazione organica dei rifiuti urbani, ricognizione dell'offerta esistente ed individuazione del fabbisogno residuo di impianti di recupero della frazione organica di rifiuti urbani raccolta in maniera differenziata, articolato per regioni". Riduzione dell'impatto negativo sull'ambiente causato dalla gestione di tali rifiuti, raggiungimento degli obiettivi posti dall'Unione Europea in tema di riciclaggio e riduzione del conferimento in discarica dei rifiuti biodegradabili sono le finalità alle quali mira il provvedimento.

La Commissione Ambiente del Senato, in data 14 giugno 2016, ha approvato la risoluzione (Doc. XVIII, n.134) sugli Atti comunitari sottoposti a parere di sussidiarietà facenti parte del c.d. "Pacchetto economia circolare", presentato dalla Commissione europea nel mese di dicembre 2015 e contenente le proposte di revisione delle Direttive UE riguardanti rifiuti, discariche, veicoli fuori uso, pile e accumulatori, Rifiuti di Apparecchiature Elettriche e Elettroniche (RAEE).

E' entrato in vigore il Decreto 25 febbraio 2016 del Ministero delle politiche agricole alimentari e forestali che individua i criteri e le norme tecniche generali per la disciplina regionale dell'utilizzazione agronomica degli effluenti di allevamento (Titolo II) e delle acque reflue (Titolo III), nonché per la produzione e l'utilizzazione agronomica del digestato (Titolo IV).

Sulla Gazzetta Ufficiale n. 70 del 24 marzo 2016 è stato pubblicato un comunicato della Corte di Cassazione con cui si annuncia la richiesta di referendum abrogativo dell'art. 35, commi 1, 2, 3, 4, 5, 8 e 9 del D.L. n. 133/2014 (c.d. Decreto Sblocca Italia, convertito in L. n. 164/2014), in tema di impianti di incenerimento di rifiuti.

Tale articolo 35 prevede, fra l'altro, l'emanazione di un D.P.C.M. che individui la capacità complessiva di trattamento dei rifiuti urbani ed assimilati degli impianti di incenerimento, nonché gli impianti di incenerimento con recupero energetico da realizzare per coprire il fabbisogno residuo, con classificazione di tali strutture come insediamenti strategici di preminente interesse nazionale (comma 1).

Fise Assoambiente ha elaborato delle Linee Guida che forniscono supporto alle aziende nell'elaborazione del modello organizzativo ai sensi del D.lgs n. 231/2001, al fine di prevenire i reati ambientali che possono dare luogo a responsabilità dell'ente. Il documento, elaborato in collaborazione con CERTIQUALITY, approvato dal Ministero della Giustizia nel dicembre 2015 (come previsto dall'art. 6, comma 10, D.lgs n. 231/2001) e diffuso nel mese di marzo 2016, si propone come strumento di supporto alle imprese nell'adozione del modello organizzativo aziendale, nella valutazione del rischio di accadimento dei reati ambientali nonché nella definizione di adeguate procedure di prevenzione e controllo. In particolare, le Linee Guida in esame costituiscono un approfondimento dedicato specificamente al settore della gestione dei rifiuti rispetto alle indicazioni generali dettate da Confindustria in materia con le proprie Linee Guida del 2014.

Il Centro di coordinamento RAEE, Assoraee, Assorecuperi e Assoformet hanno firmato in data 13 aprile 2016 il nuovo Accordo di programma sul trattamento dei RAEE, al fine di assicurare livelli adeguati ed omogenei di trattamento e la qualificazione delle aziende del settore.

L'Accordo, siglato dalle parti ai sensi dell'art. 33, comma 5, lett. g), D.lgs n. 49/2014 e che entrerà in vigore 30 giorni dopo la sottoscrizione, prevede la messa a disposizione, da parte del Centro di coordinamento, di un proprio portale che contenga servizi dedicati agli impianti accreditati.

L'adesione resta all'Accordo resta aperta a tutte le associazioni degli operatori del trattamento che intendano sottoscriverlo.

E' stato pubblicato sulla GU del 24 giugno 2016 il D.M. 26 maggio 2016, recante specifiche "Linee guida per il calcolo della percentuale di raccolta differenziata dei rifiuti urbani", ai sensi dell'art. 205, comma 3-quater, D.lgs n. 152/2006.

E' stato approvato il D.L. 24 giugno 2016, n. 113 (recante "Misure finanziarie urgenti per gli enti territoriali e il territorio", in GU n. 146 del 24 giugno 2016 e in vigore dal 25 giugno), che ha previsto una specifica dotazione finanziaria per la realizzazione degli interventi attuativi della sentenza di condanna della Corte di giustizia UE del 2 dicembre 2014, relativa alla procedura di infrazione comunitaria n. 2003/2007.

E' stata pubblicata la Decisione di esecuzione (UE) 2016/629 della Commissione del 20 aprile 2016, che modifica la Direttiva 2008/68/CE del Parlamento europeo e del Consiglio relativa al trasporto interno di merci pericolose.

Il Reg. (CE) n. 1907/2006 (c.d. Regolamento REACH) è stato modificato da due Regolamenti europei:

- Reg. (UE) 2016/1005 della Commissione, del 22 giugno 2016, che modifica l'Allegato XVII, voce 6, colonna 2, paragrafo 1 del Regolamento REACH per quanto riguarda le fibre d'amianto (crisotilo);
- Reg. (UE) 2016/1017 della Commissione, del 23 giugno 2016 che modifica l'Allegato XVII del Regolamento REACH aggiungendo la voce dedicata ai sali di ammonio inorganici.

Sistema tariffario relativo ai servizi ambientali

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

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

Viene riconfermata la possibilità per i Comuni di affidare l'accertamento e la riscossione, in deroga all'articolo 52 del Decreto legislativo 15 dicembre 1997 n. 446, ai soggetti che alla data del 30 dicembre 2013 "svolgevano il servizio di gestione dei rifiuti o di accertamento o riscossione della TARES".

In data 19 giugno 2015 è stato pubblicato in G. U. il Decreto legge 19 giugno 2015, n. 78, Disposizioni urgenti in materia di enti territoriali. In particolare, tra le disposizioni dettate dal D.L. si segnalano l'art. 7, commi 4 (sull'estensione anche alla TARES della facoltà di affidamento dei controlli al soggetto gestore del servizio rifiuti), 7 (proroga del termine sulla riscossione locale al 31 dicembre 2015), 8 (estensione ai consorzi dei benefici fiscali già previsti in caso di scioglimento di società comunali) e 9 il quale aggiunge

alla legge 27 dicembre 2013, n. 147 (l. di stabilità 2014) il c. 654-bis, che prevede che tra le componenti di costo della TARI vadano considerati anche gli eventuali mancati ricavi da crediti risultanti inesigibili con riferimento alla tariffa di igiene ambientale, alla tariffa integrata ambientale, nonché al tributo comunale sui rifiuti e sui servizi (TARES).

Servizio Teleriscaldamento

Con deliberazione 7 agosto 2014, 411/2014/R/com, l'Autorità per l'Energia Elettrica il Gas e il Sistema Idrico (AEEGSI) ha avviato il procedimento per l'adozione dei provvedimenti in materia di regolazione e controllo nel settore del teleriscaldamento e teleraffreddamento, ai fini dell'attuazione di quanto disposto del decreto legislativo 4 luglio 2014, n. 102, di recepimento della direttiva 2012/27/UE sull'efficienza energetica, ovvero (art.10, comma 17): *"L'Autorità [...], con uno o più provvedimenti da adottare entro ventiquattro mesi dalla data di entrata in vigore del presente decreto e sulla base di indirizzi formulati dal Ministro dello sviluppo economico, al fine di promuovere lo sviluppo del teleriscaldamento e teleraffreddamento e della concorrenza:*

a) definisce gli standard di continuità, qualità e sicurezza del servizio di teleriscaldamento e teleraffreddamento, ivi inclusi gli impianti per la fornitura del calore e i relativi sistemi di contabilizzazione [...];

b) stabilisce i criteri per la determinazione delle tariffe di allacciamento delle utenze alla rete del teleriscaldamento e le modalità per l'esercizio del diritto di scollegamento;

c) fatto salvo quanto previsto alla lettera e), individua modalità con cui sono resi pubblici da parte dei gestori delle reti i prezzi per la fornitura del calore, l'allacciamento e la disconnessione, le attrezzature accessorie, ai fini delle analisi costi-benefici sulla diffusione del teleriscaldamento effettuate ai sensi del presente articolo;

d) individua condizioni di riferimento per la connessione alle reti di teleriscaldamento e teleraffreddamento, al fine di favorire l'integrazione di nuove unità di generazione del calore e il recupero del calore utile disponibile in ambito locale, in coordinamento alle misure definite in attuazione del comma 5 per lo sfruttamento del potenziale economicamente sfruttabile;

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

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

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

Nello schema del "decreto Madia", in corso di approvazione, in materia di servizi pubblici locali, il teleriscaldamento può rientrare nella definizione di servizio pubblico locale di interesse economico generale a rete. Di conseguenza, prima di affidare il servizio, l'Ente locale dovrà verificare se il servizio non sarebbe svolto senza un intervento pubblico o sarebbe svolto a condizioni differenti in termini di accessibilità fisica ed economica, continuità, non discriminazione, qualità e sicurezza e che le attività non siano già fornite e non possano essere fornite da imprese operanti secondo le normali regole di mercato in modo soddisfacente e a condizioni coerenti con il pubblico interesse. Qualora, nell'ambito della sua autonomia, l'Ente ritenga il servizio a rete di interesse economico generale, la scelta delle modalità di gestione del servizio avverrà con una delle seguenti opzioni:

- affidamento in concessione mediante procedura a evidenza pubblica;
- affidamento a società mista con socio privato scelto mediante procedura a evidenza pubblica;
- gestione *in house* nei limiti fissati dalla legge.

Efficienza energetica

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

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

Di particolare rilievo sono i seguenti articoli:

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

Con comunicato del 1° Luglio 2015 Il Ministero dello Sviluppo Economico ha reso nota la pubblicazione in Gazzetta Ufficiale di tre decreti di attuazione di direttive europee in tema di efficienza energetica negli edifici entrati in vigore il 1° Ottobre 2015 per definire:

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

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

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

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

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

PAEE 2014

Nel giugno 2014 è stato approvato definitivamente dal Consiglio dei Ministri, dopo una consultazione pubblica, il PAEE (Piano d'azione per l'efficienza energetica) 2014. Il documento, elaborato dall'ENEA, riporta gli obiettivi di efficienza energetica fissati dall'Italia al 2020 e le *policy* attivate per il loro

raggiungimento. In particolare il Piano propone di rafforzare le misure e gli strumenti già esistenti e di introdurre nuovi meccanismi per superare le difficoltà incontrate in alcuni settori. Specifica attenzione è dedicata alla descrizione delle nuove misure introdotte con il decreto legislativo 102/2014 che ha recepito la direttiva 2012/27/UE.

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

Incentivo Post - Certificati Verdi, Incentivi FER, Titoli di efficienza energetica e ETS

Incentivo Post - Certificati Verdi

Come stabilito dal DM 6 luglio 2012, a partire dal 2016 il meccanismo di incentivazione mediante Certificati Verdi è sostituito da una nuova forma di incentivo. I soggetti che hanno già maturato il diritto ai CV (titolari di impianti con qualifica IAFR – Impianto Alimentato da Fonti Rinnovabili) conservano il beneficio fino al termine del periodo dell'agevolazione, ma in forma diversa.

Il nuovo meccanismo, infatti, anziché basarsi sull'emissione di certificati negoziabili, garantisce sulla produzione di energia elettrica la corresponsione da parte del GSE di una tariffa in euro aggiuntiva rispetto ai ricavi derivanti dalla valorizzazione dell'energia.

Per il passaggio al nuovo meccanismo incentivante, i titolari degli impianti IAFR, che hanno maturato il diritto a fruire dei Certificati Verdi, devono sottoscrivere una Convenzione con il GSE per beneficiare della tariffa incentivante per il restante periodo di diritto.

Incentivi FER non FV

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

In data 29 giugno 2016 è stato pubblicato in Gazzetta Ufficiale il DM 23 giugno 2016 (nuovo DM FER), che resterà in vigore fino al 31 dicembre 2016 (31 dicembre 2017 per gli impianti che accedono direttamente agli incentivi di cui al DM stesso), e prevede le stesse modalità di cui al precedente Decreto per quanto riguarda l'accesso diretto, il registro e l'asta; il DM differisce dal precedente per il numero di bandi che saranno pubblicati: restando in vigore solo fino al termine dell'anno corrente, è previsto un solo bando d'asta ed un solo bando di registro, entrambi pubblicati dal GSE entro il 20 agosto 2016.

Con la Delibera nr. 29/2016/R/efr ("Determinazione del valore medio del prezzo di cessione dell'energia elettrica del 2015"), l'AEEGSI ha determinato il valore medio annuo del prezzo di cessione dell'energia elettrica registrato nel 2015 in 51,69 €/MWh; da tale prezzo vengono calcolati il prezzo di ritiro da parte del GSE dei CV relativi alle produzioni 2015 (100,08 €/CV) e, utilizzando la medesima formula, a meno di un coefficiente K dipendente dalla data di entrata in esercizio del singolo impianto, il valore, per il 2016, dell'incentivo post-CV.

Decreto Spalma Incentivi

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

- a) continuare a godere del regime incentivante spettante per il periodo di diritto residuo. In tal caso, per un periodo di dieci anni decorrenti dal termine del periodo di diritto al regime incentivante, interventi di qualunque tipo realizzati sullo stesso sito non hanno diritto di accesso ad ulteriori strumenti incentivanti, incluso Ritiro dedicato e Scambio sul posto, a carico dei prezzi o delle tariffe dell'energia elettrica;
- b) optare per una rimodulazione dell'incentivo spettante, per la quale si ribassa l'incentivo attualmente percepito (Tariffa onnicomprensiva o Certificato Verde) prolungando di 7 anni il periodo di incentivazione. In tal caso:
- c) per interventi realizzati sullo stesso sito dell'impianto per il quale è stata esercitata l'opzione di rimodulazione, non si ha diritto di accesso - fino al termine del nuovo periodo di incentivazione - ad ulteriori strumenti incentivanti, fatta eccezione per il Ritiro dedicato e lo Scambio sul posto (sempreché compatibili col meccanismo incentivante di cui si gode);

d) le regioni e gli enti locali, ciascuno per la parte di propria competenza, adeguano alla durata dell'incentivo la validità temporale dei permessi rilasciati per la costruzione e l'esercizio degli impianti.

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

- gli impianti a fonti rinnovabili (diversi da biomasse e biogas fino a 1 MW) per i quali il periodo di diritto agli incentivi termina entro il 31 dicembre 2014;
- gli impianti biomasse e biogas di potenza non superiore a 1 MW, per i quali il periodo di diritto agli incentivi termina entro il 31 dicembre 2016;
- gli impianti a fonti rinnovabili regolati dal Dm sviluppo 6 luglio 2012 (decreto incentivi FER elettriche dal 1° gennaio 2013, ad eccezione degli impianti "in transizione");
- gli impianti a fonti rinnovabili che ancora godono del CIP6.

Agevolazioni fiscali

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

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

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

Titoli di efficienza energetica (TEE)

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

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

Emission Trading System

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

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

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

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

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

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

- previsto la possibilità di escludere i piccoli impianti;
- introdotto la possibilità di stabilire regole semplificate per il monitoraggio, la rendicontazione e la verifica;
- modificato il metodo di assegnazione delle quote prevedendo che le quote vengano assegnate mediante asta. Più precisamente, per gli impianti termoelettrici e per gli impianti per la cattura e lo

stoccaggio del carbonio, l'assegnazione è totalmente a titolo oneroso, ad eccezione degli impianti di cogenerazione che possono ricevere quote gratuite per l'energia termica destinata al teleriscaldamento.

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

Vendita gas naturale ed energia elettrica

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

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

Con la Delibera 100/2016/R/com del 10 marzo 2016 l'AEEGSI ha fornito Disposizioni relative alla emissione della fattura di chiusura per cessazione della fornitura di energia elettrica o gas naturale.

L'AEEGSI ha emanato il documento per la consultazione del 10 marzo 2016 nr. 93/2016/R/gas ove illustra i nuovi orientamenti dell'Autorità in relazione all'assicurazione a favore dei clienti finali del gas, attualmente disciplinata dalla deliberazione 9 maggio 2013, 191/2013/R/gas e in scadenza al 31 dicembre 2016, mediante l'attivazione di una nuova polizza con effetti a partire dall'1 gennaio 2017.

Con la Delibera 17/2016/R/com del 21 gennaio 2016 l'AEEGSI ha emanato disposizioni sul contenuto minimo delle risposte motivate ai reclami dei clienti, in tema di fatturazione di importi anomali per l'energia elettrica e il gas.

CONCESSIONI E AFFIDAMENTI

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

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

Distribuzione gas naturale

Area Genovese

Per quanto riguarda il settore del servizio di distribuzione del gas naturale nell'area del Comune di Genova e comuni limitrofi, la stessa viene svolta da Ireti S.p.A. (società derivante, fra le altre, dalla fusione per incorporazione di Genova Reti Gas, precedente Gestore e della controllante di quest'ultima Iren Acqua Gas in Iren Emilia S.p.a.). Si segnala che le concessioni sono attualmente in regime di *prorogatio* in attesa della indizione delle gare ad evidenza pubblica il cui termine entro cui devono essere avviate è specificato nel precedente paragrafo "Distribuzione gas".

Area Emiliana

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

Altre Aree territoriali

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

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

Di seguito se ne indicano le principali:

- Provincia di Ancona / Macerata - ASTEA S.p.A. (controllata al 21,32% dal Consorzio G.P.O. partecipato al 62,35% da Ireti): Comuni di Osimo (AN) Recanati (MC), Loreto (AN) e Montecassiano (MC); affidamento scaduto al 31 dicembre 2010 ed in prorogatio;

- Comune di Vercelli - ATENA S.p.A. (controllata da Ireti): affidamento del 1999 scaduto al 31 dicembre 2010 ed in prorogatio;
- Provincia di Livorno - ASA S.p.A. (partecipata al 40% da Ireti): Comuni di Livorno, Castagneto Carducci, Collesalveti, Rosignano Marittima e San Vincenzo – affidamento scaduto al 31 dicembre 2010 ed in prorogatio.

Vendita gas naturale

In ottemperanza a quanto previsto dal Decreto Letta in materia di *unbundling*, il Gruppo IREN svolge l'attività di vendita del gas naturale principalmente attraverso Iren Mercato - che svolge anche attività di vendita di energia elettrica.

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

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

Settore energia elettrica

Ireti (tramite gli assets precedentemente facenti capo ad AEM Torino Distribuzione, incorporata dal 1° gennaio 2016) gestisce nella Città di Torino il servizio pubblico di distribuzione dell'energia elettrica in forza di concessione ministeriale. Detta concessione ha termine di scadenza al 31 dicembre 2030. Ireti distribuisce l'energia elettrica anche nel Comune di Parma, con analoga scadenza.

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

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

Settore teleriscaldamento

Il servizio di distribuzione del teleriscaldamento nei comuni di Torino e di Moncalieri, a far tempo dal 1° luglio 2014 è gestito da Iren Energia in seguito alla scissione del ramo della distribuzione del calore della Città di Torino di AES Torino.

Con convenzione del 29 dicembre 2008 la Città di Nichelino (TO) ha affidato, con durata di 30 anni, la concessione per l'occupazione del suolo e del sottosuolo pubblico finalizzata alla posa in opera delle reti, degli impianti e delle infrastrutture relative all'erogazione del servizio di teleriscaldamento all'Associazione Temporanea di Imprese fra Iren Energia S.p.A., Iren Mercato S.p.A. e AES Torino S.p.A., che hanno costituito fra loro Nichelino Energia S.r.l. La società, controllata del Gruppo al 100%, è stata oggetto di fusione per incorporazione in Iren Energia con efficacia 1° ottobre 2015.

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

Servizio idrico integrato

Area Genovese

Ireti S.p.a. (società derivante dalla fusione per incorporazione, tra le altre, di Iren Acqua Gas in Iren Emilia) è titolare dell'affidamento della gestione del servizio idrico integrato nei 67 comuni della Provincia di Genova per un totale di 880.000 abitanti serviti. L'affidamento è stato attribuito con Decisione dell'Autorità dell'ATO Genovese il 13 giugno 2003 n. 8 e scadrà nel 2032.

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

Ireti), IdroTigullio S.p.A. (controllata al 66,55% da Mediterranea delle Acque S.p.A.) e AMTER S.p.A. (partecipata al 49% da Mediterranea delle Acque S.p.A.).

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

Parallelamente, con atto in data 19 giugno 2015 ed efficacia 1° luglio 2015 la società Acque Potabili S.p.A. ha ceduto a Iren Acqua Gas S.p.A (oggi IRETI S.p.A.) la partecipazione detenuta nella società Acquedotto di Savona S.p.A. pari al 100% del capitale sociale della stessa. La società è stata oggetto di fusione per incorporazione in Ireti con efficacia 1° gennaio 2016.

Area Emiliana

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

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

La gestione dei Servizi Idrici Integrati negli ATO di Parma, Piacenza e Reggio Emilia è in capo alla società del Gruppo Ireti.

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

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

ATO	REGIME	DATA DI STIPULA	DATA DI SCADENZA
<i>Area Genovese</i>	Convenzione ATO/gestore	16.04.2004/5.10.2009	31 dicembre 2032
<i>Reggio Emilia</i>	Convenzione ATO/gestore	30 giugno 2003	31 dicembre 2011(*)
<i>Parma</i>	Convenzione ATO/gestore	27 dicembre 2004	31 dicembre 2025
<i>Piacenza</i>	Convenzione ATO/gestore	20 dicembre 2004	31 dicembre 2011(*)

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

In data 19 aprile 2016 ATERSIR Emilia Romagna ha pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale Europea il Bando di Gara a procedura ristretta per l'affidamento in concessione del SII per la Provincia di Piacenza, comprensivo della realizzazione dei lavori strumentali.

In data 10 giugno 2016 è stata presentata da IRETI domanda di partecipazione.

Altre Aree territoriali

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

- ATO Toscana Costa – ASA S.p.A. (partecipata al 40% da Ireti) Servizio idrico integrato in Comune di Livorno ed altri della Provincia;
- Ambito Territoriale Marche Centro, Macerata (ATO3) - ASTEA S.p.A. (partecipata al 21,32% da Consorzio GPO a sua volta controllato al 62,35% da Ireti) limitatamente ai Comuni di Recanati – Loreto – Montecassiano – Osimo - Potenza Picena - Porto Recanati;
- Ambito territoriale Biellese Casalese Vercellese: ATENA S.p.A. (controllata da IRETI) per l'area Vercellese;
- Comune di Ventimiglia: AIGA S.p.A. (partecipata al 49% da IRETI);
- Comune di Imperia: AMAT S.p.A. (partecipata al 48% da IRETI);

- Ambito Territoriale Alessandrino: ACOS S.p.A. (partecipata al 25% da IRETI) per il Comune di Novi Ligure;
- ATO di Cuneo: Mondo Acqua S.p.A. (partecipata al 38,5% da IRETI) – gestisce il Comune di Mondovì ed altri 7 Comune dell'area cuneese.

Settore ambientale

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

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

ATO	REGIME	DATA DI STIPULA	DATA DI SCADENZA
<i>Reggio Emilia</i>	Convenzione ATO/gestore	10 giugno 2004	31 dicembre 2011(*)
<i>Parma</i>	Convenzione ATO/gestore	27 dicembre 2004	31 dicembre 2014(*)
<i>Piacenza</i>	Convenzione ATO/gestore	18 maggio 2004	31 dicembre 2011(*)
<i>Torino</i>	Convenzione ATO/gestore	21 dicembre 2012	30 aprile 2033(**)

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

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

Il Gruppo Iren – in raggruppamento temporaneo di imprese con F2i ed ACEA Pinerolese – è risultato aggiudicatario della gara bandita dal Comune di Torino nel 2012 per la cessione dell'80% del capitale sociale di TRM S.p.A. e del 49% di AMIAT S.p.A. (attualmente partecipata all'80% a seguito di un'ulteriore acquisizione del 31% dal Comune di Torino a fine 2014).

Sono state costituite due società-veicolo per l'acquisto delle partecipazioni (TRM V ed AMIAT V). E' stata inoltre costituita la società TLR V. (oggetto di fusione per incorporazione in Iren Energia a decorrere dal 1° gennaio 2016), per la realizzazione del sistema infrastrutturale e commerciale del teleriscaldamento tra l'impianto di termovalorizzazione e i gestori del teleriscaldamento dei Comuni di Grugliasco e Beinasco.

TRM è la società che ha realizzato il termovalorizzatore di Torino e che smaltisce i rifiuti della Città e dei Comuni della provincia di Torino.

AMIAT è la società che provvede alla raccolta ed al trasporto dei rifiuti nella Città di Torino.

Settore Servizi al Comune di Torino

Iren Servizi e Innovazione, dal 31 ottobre 2006, è subentrata ad AEM Torino S.p.A.:

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

Con deliberazione del 3 novembre 2010 la Giunta Comunale di Torino ha deliberato di affidare a Iren Servizi e Innovazione i contratti di servizi inerenti alla gestione degli Impianti Elettrici e Speciali e degli Impianti Termici e di Condizionamento degli edifici comunali, fino al 31 dicembre 2017.

Con deliberazione del 27 novembre 2012, la Giunta Comunale di Torino ha prolungato fino al 31 dicembre 2020 gli affidamenti dei suddetti contratti di servizi.

GESTIONE FINANZIARIA

Scenario di riferimento

Nel corso del primo semestre 2016 il trend ribassista dei tassi di interesse è proseguito, portando i tassi di interesse, in particolare a medio lungo termine, sui livelli di minimo già registrati in passato e poi, a seguito dell'evento "Brexit", con una ulteriore discesa generalizzata, a nuovi livelli di minimo. La Banca Centrale Europea, dopo una fase di stasi durata tutto il 2015, è intervenuta con un nuovo taglio del tasso di riferimento che da marzo 2016 è sceso a 0%.

Esaminando l'andamento del tasso euribor a sei mesi si rileva che il parametro ha proseguito il trend di lenta ma progressiva discesa, in territorio di tassi negativi da novembre 2015 e attualmente pari a -0,19%. Le quotazioni dei tassi fissi, riflesse nei valori dell'IRS a 5 e 10 anni, hanno registrato un trend in ribasso pur in un contesto di volatilità e si posizionano su nuovi livelli di minimo storico.

Attività svolta

Nel corso del primo semestre 2016 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, degli investimenti, dell'andamento del capitale circolante e dell'equilibrio delle fonti tra breve e lungo termine.

Il modello organizzativo adottato dal Gruppo Iren prevede, ai fini dell'ottimizzazione finanziaria per le società del gruppo, l'adozione di una gestione accentrata in Iren delle operazioni di tesoreria, delle operazioni di finanziamento a medio/lungo termine e del monitoraggio e gestione del rischio finanziario. Il Gruppo 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 semestre 2016, si evidenzia che è stato perfezionato ed utilizzato un nuovo finanziamento a medio lungo termine di 20 milioni di euro. Restano non utilizzati e disponibili per complessivi 230 milioni di euro i finanziamenti diretti con Banca Europea per gli Investimenti, durata fino a 15 anni, sottoscritti a dicembre 2014 e dicembre 2015.

L'indebitamento finanziario al termine del periodo è costituito al 64% da prestiti e al 36% da obbligazioni.

Sempre ai fini dell'ottimizzazione della struttura finanziaria del Gruppo, è proseguita l'attività di liability management a valere su posizioni di debito in essere volta a cogliere opportunità di mercato favorevoli.

Nell'ambito del Gruppo sono entrate nel perimetro di consolidamento nuove posizioni di debito, principalmente a medio-lungo termine, a seguito dell'acquisizione del controllo di TRM S.p.A., avvenuta a gennaio 2016, per complessivi 325 milioni di euro (318 milioni al 30 giugno 2016) con equivalente posizione di *Interest Rate Swap*, e ulteriori 4 milioni di euro per l'acquisizione del controllo del Gruppo ATENA.

Per quanto concerne i rischi finanziari, il Gruppo Iren è esposto a diverse tipologie di rischi tra le quali, rischi di liquidità, rischi di variazione nei tassi di interesse, cambi. Nell'ambito dell'attività di Risk Management, al fine di limitare tali rischi, il Gruppo utilizza contratti di copertura, seguendo un'ottica non speculativa.

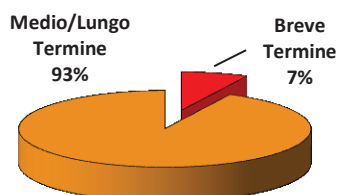
Nel primo semestre 2016 sono stati perfezionati tre nuovi contratti di *Interest Rate Swap* a copertura di complessivi 150 milioni di debito, con scadenza 2027 ed effetti a partire da dicembre 2017. Il *fair value* complessivo dei suddetti contratti di copertura su tassi di interesse al 30 giugno 2016 è negativo per 137.333 migliaia di euro.

Al 30 giugno 2016 la quota di debito a tasso variabile non coperta con strumenti di derivato tasso è pari al 20% dell'indebitamento finanziario lordo, 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.

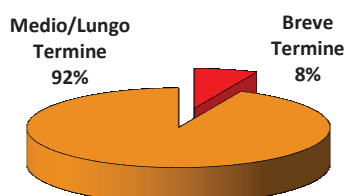
Inoltre, viene costantemente monitorata la situazione finanziaria attuale, prospettica e la disponibilità di adeguati affidamenti bancari; non si evidenziano criticità per la copertura degli impegni finanziari di breve

termine. Al termine del periodo gli affidamenti bancari a breve termine utilizzati dalla Capogruppo sono pari a 51 milioni di euro

Indebitamento Finanziario Lordo per scadenza



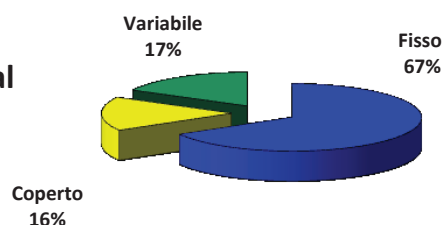
2.913 milioni di euro



3.314 milioni di euro

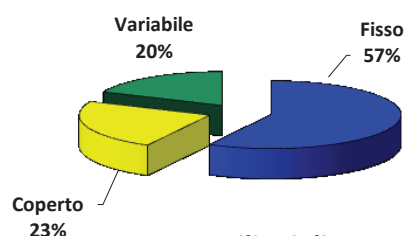
Indebitamento Finanziario Lordo per tipologia di tasso

Situazione al
31/12/15



2.913 milioni di euro

Situazione al
30/06/16



3.314 milioni di euro

Rating

Il 15 ottobre 2015 l'agenzia Fitch ha assegnato al Gruppo IREN il rating BBB-, con outlook stabile. Le ragioni che hanno portato all'attribuzione del rating di tipo "Investment Grade" sono legate principalmente al mix equilibrato del suo portafoglio di business tra attività regolate e quasi regolate, al profilo di liquidità, alla solidità dell'azionariato ed alla strategia del Gruppo alla base dell'ultimo piano industriale orientata all'efficientamento, all'integrazione ed alla riduzione del debito. A sostegno degli indicatori del rischio di liquidità, in aggiunta alle linee disponibili per finanziamenti a medio/lungo termine sopra descritte, sono state negoziate linee di credito committed di durata triennale che al 30 giugno 2016 ammontano ad euro 140 milioni.

RAPPORTI CON PARTI CORRELATE

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

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

In data 15 marzo 2016, previa istruttoria svolta dal Comitato per le Operazioni con Parti Correlate, il Consiglio di Amministrazione di IREN ha adottato una Procedura operativa per la gestione delle Operazioni con Parti Correlate, che integra e dettaglia le previsioni del predetto Regolamento Interno in materia di operazioni con parti correlate.

Iren e le Società dalla stessa controllate informano i rapporti con parti correlate a 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.

RISCHI E INCERTEZZE

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

Per ciascuna delle seguenti tipologie di rischio:

- Rischi Finanziari (liquidità, tasso di interesse, tasso di cambio);
- Rischi di Credito;
- Rischi Energetici, riconducibili all'approvvigionamento del gas per la generazione termoelettrica ed alla commercializzazione di energia elettrica e gas, nonché ai mercati dei derivati di hedging;
- Rischi Operativi, riconducibili alla proprietà degli asset, all'esercizio dell'attività industriale, ai processi, alle procedure ed ai flussi informativi.

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

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

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

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

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

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

1. RISCHI FINANZIARI

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

a) Rischio di liquidità

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

L'attività di approvvigionamento delle risorse finanziarie è centralizzata allo scopo di ottimizzarne l'utilizzo. In particolare, la gestione centralizzata dei flussi finanziari in IREN consente di allocare i fondi disponibili a livello di Gruppo secondo le necessità che di volta in volta si manifestano tra le singole Società. I movimenti di liquidità sono registrati su conti infragruppo sui quali vengono contabilizzati anche le spese e gli interessi attivi e passivi infragruppo.

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

Viene costantemente monitorata la situazione finanziaria attuale, prospettica e la disponibilità di adeguati affidamenti bancari; non si evidenziano criticità per la copertura degli impegni finanziari di breve termine.

Al termine del periodo gli affidamenti bancari a breve termine utilizzati dalla Capogruppo sono pari a 51 milioni di euro.

Attraverso i rapporti che IREN intrattiene con i principali Istituti di Credito Italiani e Internazionali vengono ricercate le forme di finanziamento più adatte alle proprie esigenze e le migliori condizioni di mercato. Si evidenzia che nel corso del periodo è stato perfezionato ed utilizzato un nuovo finanziamento a medio lungo termine di 20 milioni di euro.

L'indebitamento finanziario al termine del periodo è costituito al 64% da prestiti e al 36% da obbligazioni. Il dettaglio delle attività svolte in tale ambito e delle singole operazioni è riportato al paragrafo "Gestione Finanziaria".

b) Rischio di cambio

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

c) Rischio tassi di interesse

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

Con un'ottica non speculativa, i rischi connessi alla crescita dei tassi di interesse vengono monitorati e, se ritenuto opportuno, ridotti o eliminati stipulando con controparti finanziarie di elevato *standing* creditizio, appositi contratti (*swap* e *collar*) che perseguono esclusivamente finalità di copertura. Al termine del periodo tutti i contratti stipulati soddisfano il requisito di limitare l'esposizione al rischio di oscillazione del tasso di interesse e, salvo per alcune posizioni con impatti non significativi, soddisfano altresì i requisiti formali per l'applicazione dell'*hedge accounting*.

I contratti di copertura stipulati, congiuntamente con i finanziamenti a tasso fisso, permettono di coprire dal rischio di crescita dei tassi di interesse circa l'80% dell'indebitamento finanziario lordo, 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.

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

2. RISCHIO DI CREDITO

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

3. RISCHIO ENERGETICO

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

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

A tal fine viene eseguita un'attività di pianificazione della produzione per gli impianti del Gruppo, degli acquisti e delle vendite di energia, sia in relazione ai volumi che alle formule di prezzo.

L'obiettivo è di bilanciare opportunamente autoproduzione e energia dal mercato a termine rispetto alla domanda proveniente dai clienti del Gruppo, con un ricorso al mercato spot adeguato e una sufficiente stabilità dei margini.

4. RISCHI OPERATIVI

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

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

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

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

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

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

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

La reportistica sul rischio è trasmessa al top management e ai risk owner, che sono coinvolti nelle attività di gestione. L'analisi di rischio supporta altresì la redazione degli strumenti di pianificazione.

In particolare si evidenziano:

a. Rischi normativi e regolatori

Il quadro normativo e regolatorio è soggetto a possibili variazioni nel tempo, costituendo pertanto una potenziale fonte di rischio. In merito è stata costituita una Direzione alla diretta dipendenza dell'Amministratore Delegato, dedicata al continuo monitoraggio della legislazione e della normativa di riferimento al fine di valutarne le implicazioni, garantendone la corretta applicazione nel Gruppo.

b. Rischio impianti

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

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

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

c. Rischi informatici

I principali rischi operativi di tipo informatico sono correlati alla disponibilità dei sistemi core che attengono ai processi di gestione operativa contabile e di fatturazione nonché le piattaforme di trading delle commodity energetiche. Il Gruppo Iren è infatti uno dei principali operatori italiani sulla borsa elettrica ed eventuali indisponibilità accidentali del sistema potrebbero portare conseguenze economiche rilevanti, legate alla mancata presentazione di offerte di vendita e di acquisto dell'energia.

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

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

5. RISCHI STRATEGICI

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

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

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

ORGANIZZAZIONE E SISTEMI INFORMATIVI

Organizzazione

Dal 1° gennaio 2016, dopo le operazioni societarie avvenute nel corso del 2015, il Gruppo IREN risulta costituito da quattro Società *sub holding*, controllate al 100% dalla Capogruppo IREN SpA, che fanno capo alle corrispondenti *Business Unit*:

1. *Business Unit* AMBIENTE (sub holding: IREN Ambiente SpA): coordina e gestisce le attività di spazzamento, raccolta e gestione dei centri di raccolta, di gestione degli impianti di trattamento e smaltimento rifiuti e gli impianti di produzione di energia elettrica e calore connessi;
2. *Business Unit* ENERGIA (sub holding: IREN Energia SpA): coordina e gestisce gli impianti di produzione di energia elettrica/cogenerazione energia-calore, gli impianti e le reti di distribuzione del calore (c.d. teleriscaldamento) e le attività relative ai servizi tecnologici "indoor" (impianti elettrici e impianti termici, global service tecnologico);
3. *Business Unit* MERCATO (sub holding: IREN Mercato SpA): coordina e gestisce i servizi commerciali al Cliente (energia elettrica, calore e gas, ecc.), nonché le attività di marketing per lo sviluppo sui mercati di riferimento;
4. IRETI SpA - *Business Unit* RETI (sub holding: IRETI SpA): coordina e gestisce i servizi idrici integrati e gli impianti e le reti di distribuzione del gas e dell'energia elettrica.

Nel corso del primo semestre 2016, sono proseguiti gli interventi di riorganizzazione del Gruppo volti a rafforzare l'unitarietà di governo nonché ad accelerare il processo di integrazione, di efficientamento operativo e di focalizzazione sul business in coerenza di quanto previsto nel Piano Industriale approvato da parte del Consiglio di Amministrazione di IREN S.p.A. in data 16 giugno 2015.

I numerosi progetti in corso per il perseguimento dei *savings* inseriti nel Piano Industriale sono sia di razionalizzazione societaria, che di *business process reengineering* e di *performance improvement* e coinvolgono sia le Direzioni di *staff corporate* sia le *Business Unit*.

Sistemi Informativi

Durante il 2015 era stata completata la prima fase del progetto di revisione e integrazione dei sistemi a supporto dei processi dell'area amministrativo-contabile e del controllo di gestione, avviando il nuovo ambiente transazionale comune alle principali società del Gruppo, l'unico sistema gestionale di tesoreria abilitante il modello di tesoreria unica accentrata in capo a Iren S.p.A., e la nuova piattaforma di Enterprise Performance Management (EPM) per la gestione dei processi di Pianificazione, Budgeting, Forecast e Consolidamento Consuntivo.

Il programma complessivo, definito *IrenOne*, è proseguito con un secondo momento di "go-live" per il nuovo ambiente transazionale al 1° Gennaio 2016, e nel corso del primo trimestre 2016 si è completato con le attività di post avviamento; in questa seconda fase del Programma le attività si sono svolte armonizzando gli ambiti di intervento del programma con le evoluzioni societarie di Iren - "Operazioni 100%". La seconda fase di *Iren One* ha compreso il roll-out del sistema di payroll di gruppo su AMIAT. Nei prossimi mesi si proseguirà con il "porting" sulla piattaforma *Iren One* delle nuove società che entrano a far parte del perimetro di consolidamento di Gruppo.

Nel corso del secondo trimestre 2016 sono stati realizzati gli interventi necessari ad abilitare tempi di chiusura più stringenti (progetto *Fast Closing*) e le attività di integrazione per consolidare contabilmente il perimetro societario del gruppo Atena.

È stato avviato, inoltre, il progetto di integrazione dei sistemi TRM e Atena, che porterà sulle società in ambito, entro luglio 2016 (per TRM) e gennaio 2017 (per il Gruppo Atena), i sistemi di Holding operativi in area Amministrazione, Finanza e Controllo, Acquisti e Logistica.

Sono stati avviati i due progetti strategici relativi (i) alla revisione dei processi di ciclo passivo e (ii) alla progettazione del sistema di reporting direzionale di Gruppo. Il primo progetto ha l'obiettivo di armonizzare i processi amministrativi di gestione del ciclo passivo, gettando le basi del percorso di digitalizzazione dei processi in area amministrativa e lavori, mentre il secondo ha lo scopo di definire, per

specifica Business Unit, l'insieme degli indicatori da esporre in un sistema di reporting dedicato all'alta direzione.

Relativamente alla Business Unit Energia, nell'ambito del progetto "Torino In Luce", si è concluso il progetto di realizzazione dell'App per la segnalazione da parte dei cittadini di eventuali disservizi dell'illuminazione pubblica e di gestione dei conseguenti interventi di manutenzione. Come da piano condiviso, sono in corso le attività di progetto per la parte di gestione degli interventi manutentivi, compresa l'adozione (primo esempio di applicazione nel Gruppo) di una piattaforma di schedulazione automatica degli avvisi di manutenzione e degli ordini di lavoro. Tutte le funzionalità in ambito saranno fruibili in mobilità per garantire la massima efficienza operativa possibile.

Nell'ambito della filiera calore, si è provveduto a effettuare uno studio per valutare l'adozione di uno specifico sistema. La piattaforma in questione è il prodotto di riferimento sul mercato del teleriscaldamento e dei servizi di gestione calore, già adottato o in fase di valutazione da parte di tutti i principali gruppi italiani operanti nel settore. Disponendo di un parco licenze attive in Atena, si è deciso di effettuare un esperimento pilota durante la prossima stagione termica 2016-17. Per un numero di circa 100-200 impianti, distribuiti fra Torino (ambito di servizio Iren Servizi e Innovazione) e Genova (ambito di servizio Iren Gestioni Energetiche), si farà un uso sperimentale del sistema in produzione sia sui processi tecnici che commerciali, utilizzando la stessa installazione del gruppo Atena. In questo modo si coglieranno importanti sinergie, senza dover sostenere i costi di acquisto di server e licenze, arrivando a fine anno a decidere sull'eventuale adozione definitiva del sistema.

Sul fronte della BU Ambiente si è concluso il progetto di revisione del sistema di calcolo della tariffa puntuale per il comune di Reggio Emilia e la prima fase del progetto GEOSAI, relativo alla realizzazione del prototipo di datawarehouse per le analisi dei servizi di raccolta e spazzamento. Quest'ultimo ha consentito, nel suo primo periodo di utilizzo, di supportare le attività di analisi dati in preparazione della prossima gara di Parma per l'affidamento dei servizi di igiene urbana.

Nel corso del mese di giugno è stata avviata la seconda fase del progetto GEOSAI, che si pone l'obiettivo di completare il set di indicatori operativi utili a monitorare le performance dei servizi e di automatizzare l'alimentazione del sistema con i dati raccolti dagli apparati installati a bordo dei mezzi.

Per Iren Mercato, archiviati i progetti del primo trimestre (Bolletta 2.0 e gestione dei pacchetti a rate per i led) si è portato in produzione l'importante progetto Switch, che ha consentito di automatizzare i processi di back-office commerciale legati al trattamento dei contratti elettrici fino al loro caricamento nei sistemi commerciali. Il progetto è caratterizzato da un elevato livello di automazione, grazie a integrazioni real-time (application to application) con i gestionali di Iren Mercato e il Sistema Informativo Integrato dell'Acquirente Unico.

E' inoltre in fase di sviluppo un progetto per il calcolo del rateo e l'analisi dei ricavi gas. Il sistema è stato consegnato durante il mese di maggio e sono in corso le attività di test dello stesso, mentre nel mese di giugno si è provveduto ad avviare i lavori del correlato progetto del credito.

In ambito Sistemi Informativi Territoriali nel primo trimestre si è conclusa la fase di progettazione della nuova architettura del sistema unico di gruppo.

Nel secondo semestre si è avviato il progetto GEOIREN che porterà all'unificazione dei sistemi SIT sia per la parte di consultazione (prevista ad inizio 2017) che per la parte di aggiornamento (prevista ad inizio 2018).

Sul piano delle Infrastrutture proseguono le iniziative di consolidamento e razionalizzazione, in particolare:

- Nel primo trimestre si è conclusa la prima fase di ammodernamento delle sale di videoconferenza ed è entrato nel vivo il progetto di consolidamento dei data center di gruppo con la chiusura del data center di AMIAT e l'avvio della gara per la nuova rete geografica.
- Il progetto di consolidamento dei Data Center procede come da piano e nei mesi di luglio ed agosto sono previsti i test operativi per la migrazione dei dati residenti nelle infrastrutture di Torino.
- Si è conclusa la gara per i link della rete geografica in alta capacità e affidabilità.
- Sul fronte del distribuito si è avviata la fase per l'individuazione della soluzione per il Service Desk di gruppo e si è avviata la sartoria per la gara per l'approvvigionamento dei PC e relativi accessori.
- Sul fronte della sicurezza si è completata la configurazione dei nuovi firewall, si è avviata la nuova modalità di controllo agli accessi internet e a partire da luglio sarà adottata una nuova tecnologia per il controllo della posta aziendale.

RICERCA E SVILUPPO

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

Il Piano Industriale al 2020 approvato dal Consiglio di Amministrazione di IREN S.p.A. il 16 giugno 2015 prevede l'implementazione di un modello di innovazione aperta che vuole essere: operativo, declinato su tutti i business e focalizzato al raggiungimento degli obiettivi di efficientamento, di miglioramento della qualità dei servizi e di creazione di opportunità di sviluppo, al fine di anticipare le nuove esigenze di Cittadini, Clienti e Territori.

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

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

- studio di fonti rinnovabili per la produzione di energia elettrica e calore;
- diffusione di strumenti di "customer empowering" e sensibilizzazione degli utenti sull'impatto dei consumi e sul risparmio energetico;
- efficienza energetica declinata su più livelli e *asset* (cliente, edificio, agglomerato urbano, *asset* energetici del Gruppo);
- studio di nuovi sistemi per il recupero dei cascami energetici e incremento dell'efficienza degli impianti;
- sistemi avanzati di telegestione, telelettura, *smart metering* e *multi metering*;
- sistemi di accumulo termico e elettrico;
- sistemi per il trattamento, purificazione e reimpiego di reflui da processi di trattamento fanghi, acque reflue e rifiuti;
- Internet of Things ("IoT") e domotica;
- strumenti ICT di "*data intelligence*";
- sviluppo di piattaforme per la creazione di un unico catasto urbano dei sottoservizi;
- gestione ottimizzata del ciclo idrico integrato (distrettualizzazione, individuazione e riduzione delle perdite di rete);
- mobilità elettrica.

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

Il primo semestre del 2016 è stato caratterizzato sia dal prosieguo delle attività tecniche relative ai diversi progetti cofinanziati del Gruppo sia allo sviluppo, anche in partnership con aziende e start up innovative, di progetti tecnologici interni, ad esempio su tematiche di *user engagement* e *user empowerment*.

Nel corso del semestre è proseguita inoltre l'attività di ricerca di startup innovative con l'attivazione di accordi di partnership ed l'avvio di progetti sperimentali.

Si riporta nel seguito un aggiornamento al 30 Giugno 2016 dei principali progetti in corso.

PROGETTI DI RICERCA FINANZIATI IN CORSO

Servizi Idrici

BlueSCities (Horizon 2020)

IREN dal febbraio 2015 partecipa al progetto BlueSCities, finanziato in ambito H2020 che prevede la definizione di una "guida pratica" da applicare alla gestione efficiente del ciclo idrico integrato e dei rifiuti negli ambiti urbani. Il progetto intende sviluppare una metodologia di gestione dei comparti acqua e rifiuti, identificando le possibili sinergie e integrando l'utilizzo di nuclei tecnologici utilizzati nella gestione *smart* di altre aree prioritarie quali l'energia, i trasporti e l'ICT.

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

Stato: il progetto è al diciassettesimo mese di attività ed IREN ha cominciato la propria attività di sviluppo della guida pratica fruibile da tutti i portatori di interesse coinvolti per l'implementazione di metodologie e best practices applicabili alla gestione integrata dei servizi idrici e ambientali.

Geosmartcity (FP7)

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

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

Stato: il progetto, dopo aver superato positivamente nel mese di aprile 2016 il secondo Review meeting con la Commissione, si trova attualmente ad oltre due terzi della propria durata (triennale, con termine previsto a Febbraio 2017). Gran parte delle funzionalità del sistema sono state sviluppate, ed è ora previsto il test del caso pilota di Genova nel quale il Comune affronterà il tema dell'interoperabilità del proprio catasto, mentre IREN affronterà il tema delle operazioni sul campo, effettuando rilievi con una stazione totale a correzione automatica dell'errore restituendo il dato acquisito nel sistema informativo aziendale, con una procedura operativa per l'integrazione di tali dati. Nell'ultima fase del progetto verrà eseguito il test dei pilota e dell'intero sistema, oltre alle attività di disseminazione e della pianificazione per lo sfruttamento dei risultati.

SmartWaterTech (MIUR)

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

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

Stato: Successivamente alla comunicazione del MIUR relativa alla nuova graduatoria è stato presentata una rimodulazione del budget che verrà recepita nel decreto di finanziamento che verrà comunicato a breve al partenariato. Le attività sono cominciate nel comprensorio di Rapallo ove è iniziata un'intensa attività di ricerca delle perdite idriche e dove è stata applicata

la distrettualizzazione suddividendo la rete acquedottistica in dieci distretti ove vengono gestite le pressioni monitorando le perdite idriche in tempo reale attraverso l'analisi del deflusso minimo notturno. Analoghe attività, che coinvolgono anche la rete di drenaggio e il monitoraggio delle acque parassite, sono iniziate in un distretto della città di Parma.

Ambiente

Biometh-ER (Life+)

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

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

Stato: Si sta procedendo con l'*amendment* per l'introduzione di IRETI come partner di progetto. E' in corso la finalizzazione e consegna della documentazione di richiesta per l'installazione del sistema di purificazione di Roncocesi.

ReQPro (Life+)

Il progetto è strettamente collegato alla realizzazione della sezione di trattamento terziario presso l'impianto di depurazione di Mancasale (RE): l'opera, già finanziata con contributo della Regione Emilia Romagna, prevede filtrazione con filtri a sabbia e disinfezione finale con raggi UV ed acqua ossigenata al fine di rendere l'acqua in uscita dall'impianto conforme ai requisiti del D.M.185/2003 per il riutilizzo delle acque ai fini irrigui. Il progetto, coordinato da C.R.P.A., si pone l'obiettivo di valutare l'effetto dell'acqua trattata presso l'impianto di depurazione di Mancasale su alcune colture individuate in collaborazione con il Consorzio di Bonifica dell'Emilia Centrale e l'Autorità di Bacino del Fiume Po.

Partner: Centro Ricerche Produzioni Animali - C.R.P.A. S.p.A., IRETI, Consorzio di Bonifica dell'Emilia Centrale e l'Autorità di Bacino del Fiume Po

Stato: L'impianto di trattamento è stato terminato nel primo trimestre dell'anno, si sta procedendo, congiuntamente con l'installatore, con la fase di taratura e messa a punto, ed in parallelo si stanno conducendo test di laboratorio dell'acqua da riutilizzare al fine di verificare l'idoneità ai sensi di legge.

Energia

CELSIUS (FP7)

Il progetto persegue l'efficientamento energetico in aree urbane ad alta densità mediante il recupero del calore prodotto da diverse fonti di emissione.

Ad ogni città è stato affidato il compito di produrre un impianto pilota per realizzare e verificare una particolare modalità di ottenimento dell'efficientamento energetico. Nello specifico il dimostratore a carico di IREN, tramite IRETI, mira a realizzare il recupero energetico sfruttando il salto di pressione della rete di distribuzione del gas metano per produrre energia elettrica e calore per una piccola rete di teleriscaldamento.

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

Stato: il progetto ha una durata di 57 mesi e termina a dicembre 2017. Le attività di costruzione sono in fase di conclusione e la demo start up è prevista entro Luglio 2016. Seguiranno 2 mesi di test a carico ridotto estivo per poi essere pronti al funzionamento invernale a pieno carico.

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

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

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

Stato: IREN ha condotto la sperimentazione volta ad ottimizzare la gestione della domanda termica per gli stabili afferenti ai quartieri indicati nel progetto durante la seconda metà della stagione: le analisi preliminari sui risultati sperimentali, in vista della review finale del progetto, hanno evidenziato tangibili benefici in termini di peak shaving e peak shifting.

EMPOWERING (Intelligent Energy Europe program)

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

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

Stato: Il progetto è terminato il 31 Marzo 2016: IREN, insieme agli altri partner del progetto, ha presentato i risultati delle sperimentazioni durante un Forum internazionale a Bruxelles, alla presenza dell'Officer e di rappresentanti dell'UE.

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

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

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

Stato: il progetto è ora nella fase di implementazione tecnica dei sistemi di ricarica a induzione nei differenti siti pilota. IREN continua a supportare i partner incaricati dello sviluppo del dimostratore italiano per tutte le questioni legate all'impatto della soluzione sulla rete elettrica.

NEMO- Hyper-Network for electroMobility (Horizo 2020)

Il progetto NeMo prevede di sviluppare una piattaforma di e-roaming applicata a differenti sistemi di mobilità elettrica (infrastruttura di ricarica e autoveicoli). L'obiettivo principale è la creazione di un "Hyper network", ovvero una sovra-infrastruttura ICT in grado di omogeneizzare dati provenienti dai vari stakeholders e generare servizi e applicazioni innovativi sulle diverse verticalità.

Il ruolo di IREN sarà: 1 - definizione degli use cases, con particolare riferimento alle esigenze del DSO e dei venditori elettrici; 2 - apportare competenze tecniche e regolatorie per la definizione delle esigenze/vincoli dei DSO e venditori elettrici; 3 - valutazione dei risultati e delle evoluzioni del progetto.

Partner: IREN, Centro Ricerche Fiat, TecnoSitif, ICOOR, Renault, Verbund, TomTom altri partner industriali esteri, PMI italiane ed europee.

Stato: Il proposal è risultato vincente e in ottobre 2016 è previsto il KickOff ufficiale del progetto.

FLEXMETER (Horizon 2020)

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

Partner: IREN, Politecnico di Torino, E-On, Università di Grenoble, Siveco, Università di Bucarest, Telecom Italia, Università di Bologna, ST Microelectronics.

Stato: Sono in atto le attività di definizione tecnologica dei dispositivi da installare in campo ma soprattutto delle attività di progettazione delle interfacce-utente per la visualizzazione dei consumi in near real time, per la disaggregazione dei consumi, user engagement e gamification.

Store&Go – (Horizon 2020)

Il progetto STORE&GO dimostrerà 3 innovativi sistemi di Power to Gas (PtG) localizzati in Germania, Svizzera e Italia al fine di individuarne e superarne le barriere tecniche, economiche, sociali e legali. Il progetto ha l'ambizione di valutare la possibilità di integrazione del sistema di storage PtG in sistemi di produzione e distribuzione dell'energia all'avanguardia. Il ruolo di IREN verterà sullo studio delle possibilità tecnico/economiche di integrazione della tecnologia PtG in realtà di produzione termoelettrica.

Partner: IREN, Politecnico di Torino, HST, Atmosstat, Climeworks; Studio BFP, DWGV, HSR, altri partner universitari e industriali.

Stato: IREN, in collaborazione con il Politecnico di Torino, ha iniziato le verifiche tecniche e economiche relative al possibile utilizzo dei sistemi PtG a supporto della flessibilizzazione e dispacciamento dell'energia prodotta in grandi impianti di generazione elettrica.

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

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

Partner: 31 partner di progetto da 7 diversi Paesi europei, tra cui: IREN, Centro Ricerche Fiat, Lufthansa Flight training – CST Gmb, HATOS, Philips, Honeywell International s.r.o., EADS Innovation Works France, University of Torino, Brno University of Technology, OFFIS e.V.

Stato: Sono in corso lo sviluppo dell'applicazione software, finalizzata a coadiuvare la control room IREN nella gestione delle chiamate di emergenza, e la predisposizione dei test.

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

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

Partner: IREN Servizi e Innovazione, Environment Park Torino, Agenzia Andalus de l'Energia, Institut Andaluzo de Tecnologia, SP Technical Research Institute of Sweden, Regione Lombardia, The

European House Ambrosetti Spl, Nemzeti Innovacios Hivital, Miskolk Holding Önkormányzati Vagyonkezelő Zártkörűen Működő Részvénytársasá, Borlänge Kommun.

Stato: Sono stati completati i documenti che accompagnano la gara d'appalto, ed è stato proposto, in linea con l'intenzione di progetto, una schema di gara innovativo che prevede una prima fase di progettazione, mirata all'introduzione di soluzioni innovative di efficientamento energetico, ed una seconda fase per l'esecuzione dei lavori.

ALTRE ATTIVITA' DI INNOVAZIONE

Servizi Idrici

IREN nei primi sei mesi del 2016 ha continuato a partecipare al progetto Piattaforma Tecnologica sull'acqua WssTP (Water Supply and Sanitation Technology Platform), istituita dalla Commissione Europea al fine di presidiare la ricerca nel settore idrico, partecipando altresì al Consorzio TICASS, Tecnologie Innovative per il Controllo Ambientale e lo Sviluppo Sostenibile, polo di innovazione tecnologico della regione Liguria. In quest'ambito Iren partecipa i gruppi di lavoro della WssTP sui temi Emerging Compounds, Water&ICT e Urban Water Pollution nell'ambito dei quali sono in corso la preparazione roadmaps e documenti di programmazione e consultazione da presentare alla Commissione Europea. Nello stesso periodo sono state presentate molteplici proposte di progetto anche finalizzate a finanziare assegni di ricerca relativi alla tematica della qualità delle acque. Alcune proposte di progetto presentate hanno riguardato l'applicazione di metodologie di economia circolare nel settore del ciclo idrico integrato con tecniche di recupero dei derivati del fosforo (H2020) nonché la purificazione del biogas con tecnologie a membrana.

Più in dettaglio, i progetti di ricerca avviati e realizzati hanno riguardato:

Dimostratore idrico

Nei primi sei mesi del 2016 IREN ha avviato le attività di studio e realizzazione di un dimostratore idrico nell'ambito del quale verranno studiati e testati idrofoni "low cost" e sensori di pressione ad alta risoluzione da integrare nell'architettura ICT di Iren per il monitoraggio delle perdite idriche. In particolare nel primo semestre è stato realizzato un primo studio di fattibilità di un modulo sincronizzatore per applicazioni di ricerca perdite. Il sistema consente una precisione temporale di sincronizzazione inferiore al millisecondo e prevede l'utilizzo del segnale GPS come tecnica idonea a ottenere tale precisione di sincronismo. Ciò permetterà di avere disponibile un nucleo tecnologico innovativo da integrare nell'ambito di futuri siti pilota da sviluppare su scala più ampia eventualmente finanziati da bandi EU (i.e. IoT).

Iniziativa in ambito TICASS, polo di innovazione per l'energia e l'ambiente della Regione Liguria

Il Gruppo Iren partecipa al Polo di innovazione TICASS dalla sua genesi nell'ambito di studi e progetti relativi alle gestione e salvaguardia delle risorse idriche, energetiche ed ambientali. In questo contesto IREN approfondisce gli argomenti di proprio interesse partecipando a specifici gruppi di lavoro dedicati allo studio di tematiche quali il monitoraggio ambientale, i processi di depurazione, le bonifiche e il recupero di siti contaminati, le analisi e la valutazione dei rischi ambientali, la prevenzione e riduzione dei rischi chimici, la gestione e valorizzazione dei rifiuti, il recupero, il riciclo e il riuso dei materiali, lo sviluppo di nuove tecnologie applicate a processi sostenibili, la produzione di energia da fonti rinnovabili, la valorizzazione delle risorse idriche declinata alla gestione e produzione di acqua potabile di alta qualità, il trattamento delle acque reflue industriali e civili, il riciclo integrale delle acque, la produzione ed accumulo di energia.

Progetti inseriti nel programma di ricerca di Fondazione Amga

IREN sta portando avanti alcuni progetti inseriti nel programma delle attività di Fondazione AMGA del corrente anno; tali progetti si riferiscono a tematiche economico regolatorie e ad aspetti tecnico-scientifici connessi alla qualità delle risorse idriche. Tra essi ricordiamo la ricerca sulla *circolazione dei microorganismi patogeni virali nei liquidi fognari*, il *costo standard del capitale nella regolazione delle public utilities*, il *nuovo approccio regolatorio TOTEX TOTAl EXpenditure*. Ulteriori ricerche si riferiscono a tre macro temi che riguardano lo sviluppo del telecontrollo del terzo millennio, l'ottimizzazione dei processi depurativi e di potabilizzazione, le analisi specialistiche di laboratorio, i sistemi di misura online e la sensoristica innovativa.

Energia

Progetto Torino LED

È in corso di realizzazione il progetto per la sostituzione nella Città di Torino dei circa 54.000 punti luce dotati di lampade a scarica con nuove lampade a led. Il progetto è completamente finanziato da IREN in ottica ESCo; le lampade sostituite da inizio progetto al 30 Giugno 2016 sono circa 49.400. In termini energetici, a progetto concluso, il risparmio sarà di circa 19,6 GWh annui, con minori emissioni pari a circa 3.600 TEP.

Telecontrollo impianti di teleriscaldamento

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

Al 30 giugno 2016, sulla rete di teleriscaldamento di Torino, sono installati 5.136 impianti su 5.220.

Le attività di installazione dello stesso sistema sulle altre reti del Gruppo inizieranno nel secondo semestre 2016.

Installazione di sistemi di accumulo sulla rete di teleriscaldamento

IREN, nella città di Torino, sta proseguendo con le attività di costruzione di un sistema di accumulo di calore a servizio della rete di teleriscaldamento presso la Centrale di Integrazione del BIT, che, aggiunto agli attuali 12.500 m³ esistenti, porterà la capacità complessiva a 15.000 m³. Parallelamente, sta procedendo l'attività di progettazione di tre ulteriori sistemi di accumulo, volti all'ottimizzazione della rete ed

una massimizzazione del calore prodotto in cogenerazione riducendo l'utilizzo delle caldaie di integrazione e riserva.

Flessibilizzazione degli impianti a ciclo combinato

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

Contratto di ricerca sismica dighe

Nel corso dell'anno 2015 è stato attivato un contratto di ricerca con il Dipartimento di Ingegneria Strutturale, Edile e Geotecnica del Politecnico di Torino per la verifica sismica delle dighe. Le attività del programma di ricerca sono state orientate alla messa a punto di metodologie per la verifica sismica degli sbarramenti e delle relative opere accessorie, nell'attuale scenario del mutevole contesto normativo sul tema. Sono stati attivati un assegno annuale di ricerca per lo studio della stabilità della diga di Ceresole Reale in condizioni sismiche, due tirocini finalizzati alla caratterizzazione dei materiali dello stesso sbarramento costruito alla fine degli anni '20 ed oggetto negli anni di alcuni interventi di rinnovamento e manutenzione straordinaria e quattro tesi sulla verifica sismica della diga e di alcune opere accessorie (casa di guardia, opera di presa e edificio gruppo elettrogeno/compressori). Tale attività è conclusa a fine 2015. E'è stato perfezionato un secondo contratto di ricerca nel 2016 per sviluppare attività analoghe sulla diga in materiali sciolti di Contrada Sabetta, asservita all'impianto di Bussento (SA).

Monitoraggio del ghiacciaio Ciardoney

Nei primi mesi del 2016 sono proseguite le attività di ricerca sul comportamento dei ghiacciai della Valle Orco, attraverso il monitoraggio del ghiacciaio Ciardoney nel Parco Nazionale del Gran Paradiso. Si tratta di un'iniziativa avviata agli inizi degli anni '90 in collaborazione con la Società Meteorologica Italiana e proseguita regolarmente attraverso campagne annuali di verifica del bilancio di massa del ghiacciaio. La ricerca è orientata al monitoraggio della riduzione dei ghiacciai sulle Alpi supportando la programmazione della produzione degli impianti idroelettrici in Valle Orco. La campagna del giugno 2016 ha fatto rilevare

un manto nevoso variabile da 425 a 230 cm, per un equivalente medio sull'intero ghiacciaio di circa 1300 mm, lievemente superiore alla media dell'intero periodo di osservazione 1992-2016.

#OpenIren 2016

Il 27 Maggio è stata ufficialmente lanciata la call “#OpenIren 2016 L'energia che innova”, che si propone di trovare tre innovation scouter , talenti del digitale che supportino l'identificazione e la valutazione di progetti, prodotti o servizi innovativi utili al business del Gruppo Iren, promotore del progetto insieme a Talent Garden Torino.

I tre talenti selezionati, dopo una fase di training e brainstorming con IREN, avranno il compito di selezionare e analizzare da tre a sei soluzioni innovative nei settori della domotica & metering , dei big data, e del marketplace & customer service, tenendo in considerazione le possibili ricadute sul business del Gruppo.

I temi della call spaziano dai sistemi intelligenti di gestione, automazione e semplificazione delle operazioni di controllo dell'ambiente casalingo, passando per l'analisi strutturata dei dati di impianti, reti e sensoristica diffusa per abilitare nuove modalità di gestione operativa, fino alle soluzioni per la vendita di servizi/device e per l'innovazione nei processi di relazione con i clienti.

La call e le attività di ricerca dei talenti avranno una durata di 6 mesi.

PERSONALE E FORMAZIONE

Personale

Al 30 giugno 2016 risultano in forza al Gruppo Iren 6.306 dipendenti; rispetto al 31 dicembre 2015 si registra un aumento rispetto ai precedenti 6.132 dipendenti. Nella tabella seguente si riporta la consistenza degli addetti al 30 giugno 2016, suddivisa per Holding e Società di Primo Livello (con relative controllate), confrontata con il dato al 31 dicembre 2015.

Società	Organico al 30.06.2016	Organico al 31.12.2015
Iren S.p.A.	927	821
Ireti e controllate	1.968	-
Iren Acqua Gas e controllate	-	865
Iren Emilia e controllate	-	794
Iren Ambiente e controllate	2.295	2.257
Iren Energia e controllate	620	915
Iren Mercato e controllate	496	480
Totale	6.306	6.132

La variazione dell'organico rispetto al 31 dicembre 2015 è dovuta:

- al proseguimento del piano di riorganizzazione delle società controllate del Gruppo Iren, in attuazione del Piano Industriale adottato, che con decorrenza 1° gennaio 2016, oltre al trasferimento di alcuni rami aziendali, ha comportato l'incorporazione in IREN Emilia S.p.A. (la cui denominazione sociale è stata in pari data modificata in IRETI S.p.A.) delle seguenti Società attive nel settore della distribuzione dell'energia elettrica, del gas e del sistema idrico integrato: Genova Reti Gas, AEM Torino Distribuzione (sino ad allora controllata da Iren Energia), IREN Acqua Gas, Acquedotto di Savona, Eniatel ed AGA;
- all'ingresso nel Gruppo, con decorrenza 1° marzo 2016, della società TRM S.p.A. nell'ambito della Business Unit Ambiente (57 risorse) e, con decorrenza 1° maggio 2016, delle Società Atena S.p.A. e Atena Trading S.r.l. nell'ambito della Business Unit Reti (238 risorse);
- al proseguimento del processo di revisione delle Business Unit cui afferiscono i diversi settori di attività del Gruppo finalizzato alla semplificazione dello schema societario attraverso il trasferimento dei rami d'azienda, in data 1° aprile 2016, da Iren Mercato S.p.A. ad Iren Energia S.p.A. (funzione "Borsa e Dispatching"), da Iren Mercato S.p.A. ad Iren Ambiente S.p.A. (funzione "Commerciale rifiuti"), da Ireti S.p.A. ad Iren S.p.A. (funzioni di "Staff Corporate e Magazzini") e da Iren Energia S.p.A. ad Iren S.p.A. (funzione "Magazzini")
- alla continuazione del percorso di incentivazione all'esodo, di cui all'art. 4 della legge 92/2012, che con l'obiettivo di realizzare un ricambio generazionale nell'ambito del Gruppo Iren terrà comunque conto dell'esigenza organizzativa di garantire il mantenimento della politica in materia di contenimento degli organici.

Formazione

Sin dalla sua nascita, Iren ha fatto della formazione uno strumento fondamentale per valorizzare professionalmente le persone, sviluppando le necessarie competenze tecniche, professionali e manageriali, per supportare/consentire i cambiamenti operativi e per garantire nel contempo il costante aggiornamento del personale.

Relativamente al primo semestre 2016, è stato erogato un monte ore complessivo pari a circa 47.000 ore di formazione, con il 65% dei dipendenti del Gruppo che ha partecipato ad almeno un corso di formazione, e una media pro-capite pari a 7,7 ore.

QUALITÀ, AMBIENTE E SICUREZZA

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

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

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

La Capogruppo, tutte le Società di primo livello e le principali Società partecipate hanno sistemi certificati secondo gli standard internazionali ISO 9001 (Qualità).

La Capogruppo, le Società di primo livello Iren Energia, Ireti e Iren Ambiente e le principali Società partecipate sono certificate secondo gli standard internazionali ISO 14001 (Ambiente).

La Capogruppo, Ireti, Iren Energia, Iren Mercato e le loro principali controllate ed AMIAT sono in possesso della certificazione ai sensi dello standard OHSAS 18001 (Sicurezza).

Iren Ambiente ha certificato l'erogazione dei servizi di pulizia e spazzamento di strade pubbliche e ad uso pubblico, raccolta e trasporto di rifiuti urbani ed assimilati agli urbani, gestione dei centri di raccolta dei rifiuti, erogazione del servizio di termovalorizzazione di rifiuti con produzione di energia elettrica e termica presso il Polo Ambientale di Parma.

Nel corso del primo trimestre 2016 si è svolto l'audit di Certificazione Qualità, Ambiente e Sicurezza di Ireti e si sono svolti regolarmente gli audit programmati di mantenimento/ricertificazione per le società del Gruppo, dando risultati positivi e confermando quindi le certificazioni in essere.

Nel corso del secondo trimestre 2016 si sono svolti con esiti positivi l'audit per il mantenimento dei certificati Qualità, Ambiente e Sicurezza di Iren S.p.A. e quello per l'acquisizione dell'Accreditamento Multisito da parte della società del Gruppo Laboratori Iren Acqua Gas.

Sono stati avviati i progetti di revisione dei processi di Iren, Ireti e Iren Mercato in relazione ai cambiamenti societari e organizzativi intervenuti, con l'obiettivo di utilizzare i sistemi certificati come effettivo strumento di miglioramento.

In tale logica, oltre a numerosi progetti per l'ampliamento delle certificazioni citate, sono state svolte le attività volte al mantenimento o all'acquisizione di:

- accreditamento ai sensi della UNI EN ISO/IEC 17025 e Accredia per i laboratori di analisi chimico-biologiche;
- la certificazione secondo il Reg. CE n. 303/2008 - FGAS per Iren Gestioni Energetiche, operante nel settore della gestione calore, per il servizio svolto su apparecchiature contenenti gas fluorurati ad effetto serra;
- certificazione del servizio di vendita di energia elettrica prodotta interamente da fonti rinnovabili in conformità al Documento Tecnico n. 66 di Certiquality da parte di Iren Mercato;
- passaggio alla nuova edizione della norma secondo la nuova norma UNI CEI 11352:2014 da parte di Iren Rinnovabili;
- certificazione UNI 11352 da parte di Iren Gestioni Energetiche e Iren Servizi e Innovazione.

IREN E LA SOSTENIBILITÀ

Il Gruppo Iren promuove politiche coerenti con i principi della sostenibilità ambientale, sociale ed economica: il rispetto e la tutela del territorio, la valorizzazione dei dipendenti, la soddisfazione dei clienti, il dialogo costante con le comunità e la Pubblica Amministrazione, l'attenta gestione della catena di fornitura, la comunicazione trasparente con gli azionisti e i finanziatori. I valori su cui il Gruppo Iren fonda la propria strategia sono infatti: la soddisfazione del cliente, la salute e la sicurezza, il miglioramento continuo, il rispetto e la valorizzazione delle persone, l'innovazione e il cambiamento, lo sviluppo sostenibile, la responsabilità e la cooperazione con le comunità, l'efficienza dei servizi, la qualità delle forniture e degli appalti, la salvaguardia ambientale e l'uso razionale dell'energia. Il Piano strategico 2015-2020 rappresenta il "ponte" verso una nuova Iren che, attraverso la continua innovazione, la razionalizzazione e l'efficientamento di processi interni, la selettività degli investimenti per profittabilità e l'attenzione verso le nuove esigenze dei clienti mira a divenire polo aggregatore e motore dello sviluppo nei suoi territori di riferimento, oltre a prevedere un nuovo orientamento strategico per la Corporate Social Responsibility.

In questo contesto, fra le principali iniziative del Gruppo in tema di sostenibilità svolte nel primo semestre 2016 si segnalano:

Bilancio di Sostenibilità

Il Bilancio di Sostenibilità, è uno strumento di dialogo con cui Iren comunica ai propri stakeholder obiettivi, azioni e risultati; per mezzo dello stesso il Gruppo fa conoscere le proprie performance in ambito ambientale, sociale ed economico, rende trasparente il rispetto degli impegni assunti, di quelli futuri e la capacità di soddisfare le aspettative degli stakeholder. Il Bilancio di Sostenibilità è infine uno strumento gestionale che consente di monitorare l'aderenza dell'operatività alla strategia di Corporate Social Responsibility del Gruppo. Il Bilancio di Sostenibilità viene predisposto secondo le Sustainability Reporting Guidelines (versione G4) del Global Reporting Initiative (GRI) e del supplemento Utility del settore elettrico – G4 Sector Disclosure, con un livello di applicazione comprehensive.

I dati vengono raccolti attraverso l'applicativo "bilancio di sostenibilità" che prevede la tracciatura, la verifica e l'approvazione di tutti i dati richiesti.

I contenuti del documento, sono definiti sulla base dell'analisi di materialità che si svolge attraverso le seguenti fasi:

- identificazione dei temi potenzialmente rilevanti attraverso l'analisi delle linee guida e di pubblicazioni del GRI, della rendicontazione economico-finanziaria e di sostenibilità del Gruppo, del nuovo Piano Industriale, delle indagini di customer satisfaction, dell'analisi dei media e del reporting di sostenibilità di peer e competitor;
- coinvolgimento del management del Gruppo per la definizione dei temi rilevanti per Iren;
- coinvolgimento dei Comitati Territoriali Iren di Piacenza, Parma e Reggio Emilia per la definizione dei temi rilevanti per gli stakeholder.

Il Bilancio di Sostenibilità 2015 è stato approvato dal Consiglio di Amministrazione il 15 marzo 2016 e pubblicato sul sito internet.

Pubblicazioni sulla Sostenibilità

Al fine di rendere le tematiche inerenti la sostenibilità più fruibili da parte degli stakeholder è stato aggiornato il sito internet dedicato al Bilancio di Sostenibilità (<http://irensostenibilita.it>), in cui si sono riportati i principali dati inseriti all'interno del Bilancio di Sostenibilità divisi per punti e tradotti anche in lingua inglese. Il Bilancio di Sostenibilità 2015 è stato pubblicato sul sito internet aziendale in italiano ed in inglese, e sono state create e stampate specifiche brochure informative, nelle due lingue.

Comitati Territoriali

Nel mese di gennaio 2016 si è insediato il Comitato Territoriale di Genova, che si aggiunge ai Comitati di Piacenza, Reggio Emilia, Parma e Torino nati precedentemente. I Comitati Territoriali nascono per garantire un più profondo radicamento nelle comunità di appartenenza, grazie alla progettazione partecipata e a momenti di consultazione su aspetti quali la sostenibilità ambientale e sociale, l'innovazione e la qualità dei servizi forniti. Al fine di garantire ed allargare il coinvolgimento capillare, i Comitati utilizzano la piattaforma online www.irencollabora.it, primo esempio a livello nazionale, dove i

cittadini possono partecipare direttamente avanzando proposte e suggerimenti sui temi di competenza dei Comitati, con l'obiettivo di generare progetti concreti e tangibili.

All'interno dei singoli Comitati si sono costituiti specifici gruppi di lavoro finalizzati allo sviluppo di progetti presentati in seno ai Comitati o sulla piattaforma Irencollabora.it. Nel primo semestre 2016 si sono tenute 49 riunioni di Comitati e gruppi di lavoro. Si è inoltre concluso il progetto "Un Campus più sostenibile è un Campus senza più plastica", proposto al Comitato di Piacenza attraverso la piattaforma, con l'installazione di 3 distributori di acqua di acquedotto e la consegna di 1.500 borracce agli studenti che frequentano il Campus dell'Università Cattolica di Piacenza. Al 30 giugno 2016 sulla piattaforma risultano 608 profili registrati, 470 iscritti, 27 progetti e 21 proposte.

CDP (Carbon Disclosure Project)

Il Gruppo Iren ha partecipato per il quinto anno consecutivo al survey del Carbon Disclosure Project "CDP Climate Change 2016", per il quale sono attualmente in corso le valutazioni.

Sodalitas Social Award

Iren ha partecipato all'edizione 2016 del Sodalitas Social Award, premio sulla Sostenibilità d'impresa in Italia (attualmente sono in corso le valutazioni), candidando 8 progetti nelle categorie "Giovani e futuro", "Lavoro, pari opportunità e diritti umani", "Innovazione sostenibile e processi di produzione", "Innovazione sostenibile, consumi e stili di vita", "Comunità, territorio e qualità della vita".

Edu.Iren

E' proseguito il progetto "Edu.Iren", un programma di offerte formative messe a disposizione delle scuole gratuitamente, basato sull'esperienza pluriennale delle società del Gruppo Iren a livello locale in progetti di educazione alla sostenibilità nelle scuole.

Profughi e rifugiati per la pulizia di Torino

Nel mese di aprile hanno preso servizio circa venti profughi e rifugiati, che hanno operato a titolo gratuito come operatori ecologici per la città di Torino. Grazie ad un protocollo di intesa stilato fra la Città di Torino e la società del Gruppo AMIAT, i profughi ospitati in città con lo status di titolari di protezione internazionale hanno avuto la possibilità di contraccambiare quanto ricevuto grazie ai progetti di accoglienza legati alla comunità cittadina.

Questi cittadini stranieri, preventivamente formati da AMIAT, operano per un periodo di 12 settimane in tutte le Circoscrizioni cittadine il sabato, con un turno di 6 ore giornaliere.

Nuovo parco pubblico Le Vallette di Torino

E' stato inaugurato nel mese di maggio 2016 il nuovo parco situato nella zona delle Vallette a Torino, nato dalla riconversione dell'area industriale, che ospitava l'omonima centrale di cogenerazione di Iren nata negli anni ottanta, in parco pubblico. I lavori di riconversione avviati nell'estate 2014 si sono conclusi restituendo un'area di quasi 13 mila metri quadrati alla cittadinanza, creando un'area di svago per bambini e adulti del quartiere.

Recupero rifiuti

Nei vari territori di riferimento del Gruppo si sono svolte numerose iniziative (CAM, cruciverbone eco, eco quiz) per il recupero dei rifiuti di difficile riciclo come telefonini, piccoli elettrodomestici, medicinali, batterie, occhiali e tutti quei prodotti che non possono essere conferiti nei cassonetti stradali o raccolti porta a porta.

Incontri per famiglie sostenibili

Grazie alla collaborazione di Iren e Coop Alleanza 3.0 è stato realizzato, a Castel San Giovanni, in provincia di Piacenza, il progetto "Famiglie sostenibili, esperienze pratiche e divertenti per genitori e bambini", una serie di appuntamenti per tutte le età per sensibilizzare sull'educazione ambientale e sull'educazione alimentare, creando una rete tra "saperi" diversi.

Incontri volti a sensibilizzare le comunità straniere residenti in Torino ai temi della raccolta differenziata e del riciclo

AMIAT, con la collaborazione di alcune cooperative di mediazione culturale, attraverso mirati incontri pubblici, fornisce utili informazioni sul corretto conferimento dei rifiuti, sugli impianti di smaltimento, sull'igiene urbana, e raccoglie esigenze e curiosità di una popolazione con abitudini e tradizioni differenti.

Rebuild

Il progetto Rebuild, promosso da Iren Rinnovabili, Iren Energia e il Comune di Reggio Emilia, che interviene sulla riqualificazione energetica degli edifici civili privati, è stato illustrato il 23 giugno scorso presso il Ministero dello Sviluppo Economico, in occasione della presentazione del 5° Rapporto Annuale sull'Efficienza Energetica di ENEA.


Cella a cella

Attraverso tale progetto, promosso da AMIAT e dalla Casa Circondariale Lo Russo e Cutugno viene incentivata la raccolta differenziata dei rifiuti all'interno dell'istituto penitenziario.

Si segnala inoltre la partecipazione a convegni, eventi e iniziative volte alla sensibilizzazione sulle tematiche CSR (Altis, UniToGo, CSR Manager Network ecc.) ed a specifici tavoli e gruppi di lavoro:

- “Performance ESG: contano per chi giudica le imprese?- Promuovere le performance di sostenibilità tra i criteri di giudizio degli operatori finanziari” promosso da Altis;
- “Benchmarking della Sostenibilità” promosso da Utilitatis per la creazione di un sistema di benchmarking della Sostenibilità nelle principali Utilities italiane;
- tavolo di lavoro costituito da Assonime sui temi della sostenibilità e responsabilità sociale in vista dell'attuazione della Direttiva UE 95/2014 in materia di comunicazione delle informazioni non finanziarie (cosiddetto integrated reporting).





**Bilancio Semestrale
Abbreviato Consolidato
e Note Illustrative**

al 30 giugno 2016

PROSPETTO DELLA SITUAZIONE PATRIMONIALE - FINANZIARIA

		migliaia di euro			
	Note	30.06.2016	di cui parti correlate	31.12.2015	di cui parti correlate
ATTIVITA'					
Attività materiali	(1)	3.383.845		2.907.076	
Investimenti immobiliari	(2)	13.656		14.148	
Attività immateriali a vita definita	(3)	1.395.322		1.363.451	
Avviamento	(4)	170.106		126.723	
Partecipazioni valutate con il metodo del Patrimonio Netto	(5)	143.566		219.246	
Altre partecipazioni	(6)	7.171		17.821	
Crediti commerciali non correnti	(7)	72.816		73.788	
Attività finanziarie non correnti	(8)	50.749	35.412	53.012	51.377
Altre attività non correnti	(9)	56.538	9.636	43.298	9.217
Attività per imposte anticipate	(10)	283.000		252.812	
Totale attività non correnti		5.576.769	45.048	5.071.375	60.594
Rimanenze	(11)	83.442		96.337	
Crediti commerciali	(12)	786.585	156.768	841.022	154.045
Crediti per imposte correnti	(13)	19.816		19.991	
Crediti vari e altre attività correnti	(14)	208.054	245	163.366	4.285
Attività finanziarie correnti	(15)	547.920	540.919	551.302	549.104
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	(16)	171.130		139.576	3.487
Totale attività correnti		1.816.947	697.932	1.811.594	710.921
Attività destinate ad essere cedute	(17)	920		5.420	
TOTALE ATTIVITA'		7.394.636	742.980	6.888.389	771.515

				migliaia di euro	
	Note	30.06.2016	di cui parti correlate	31.12.2015	di cui parti correlate
PATRIMONIO NETTO					
Patrimonio netto attribuibile ai soci della Capogruppo					
Capitale sociale		1.276.226		1.276.226	
Riserve e Utili (Perdite) a nuovo		483.363		429.444	
Risultato netto del periodo		119.112		118.193	
Totale patrimonio netto di pertinenza della Capogruppo		1.878.701		1.823.863	
Patrimonio netto di pertinenza dei Terzi		290.547		237.803	
TOTALE PATRIMONIO NETTO	(18)	2.169.248		2.061.666	
PASSIVITA'					
Passività finanziarie non correnti	(19)	3.035.921		2.698.648	78.152
Benefici ai dipendenti	(20)	136.172		135.092	
Fondi per rischi ed oneri	(21)	291.655		292.302	
Passività per imposte differite	(22)	187.115		141.840	
Debiti vari e altre passività non correnti	(23)	201.268		205.209	
Totale passività non correnti		3.852.131	-	3.473.091	78.152
Passività finanziarie correnti	(24)	277.941	909	214.611	40.416
Debiti commerciali	(25)	623.462	25.411	798.696	63.137
Debiti vari e altre passività correnti	(26)	265.011	138	220.233	315
Debiti per imposte correnti	(27)	94.076		21.687	
Fondi per rischi ed oneri quota corrente	(28)	112.767		98.405	
Totale passività correnti		1.373.257	26.458	1.353.632	103.868
Passività correlate ad attività destinate ad essere cedute	(29)	-		-	
TOTALE PASSIVITA'		5.225.388	26.458	4.826.723	182.020
TOTALE PATRIMONIO NETTO E PASSIVITA'		7.394.636	26.458	6.888.389	182.020

PROSPETTO DI CONTO ECONOMICO

		migliaia di euro			
	Note	Primo semestre 2016	di cui parti correlate	Primo semestre 2015	di cui parti correlate
Ricavi					
Ricavi per beni e servizi	(30)	1.439.272	144.356	1.442.412	162.507
Variazione dei lavori in corso	(31)	923	923	(74)	(2)
Altri proventi	(32)	115.033	1.597	137.035	5.768
Totale ricavi		1.555.228	146.877	1.579.373	168.273
Costi operativi					
Costi materie prime sussidiarie di consumo e merci	(33)	(456.748)	(21.450)	(535.399)	(44.305)
Prestazioni di servizi e godimento beni di terzi	(34)	(472.733)	(11.985)	(454.416)	(28.058)
Oneri diversi di gestione	(35)	(34.358)	(2.194)	(38.995)	(3.049)
Costi per lavori interni capitalizzati	(36)	10.130		10.583	
Costo del personale	(37)	(184.444)		(183.041)	
Totale costi operativi		(1.138.153)	(35.629)	(1.201.268)	(75.412)
MARGINE OPERATIVO LORDO		417.075	111.248	378.105	92.861
Ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni					
Ammortamenti	(38)	(142.996)		(130.937)	
Accantonamenti e svalutazioni	(39)	(32.122)		(30.514)	
Totale ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni		(175.118)		(161.451)	
RISULTATO OPERATIVO		241.957	111.248	216.654	92.861
Gestione finanziaria					
Proventi finanziari	(40)	13.135	11.234	16.090	11.338
Oneri finanziari		(65.983)	(6)	(54.747)	(2.625)
Totale gestione finanziaria		(52.848)	11.228	(38.657)	8.713
Risultato di partecipazioni contabilizzate con il metodo del patrimonio netto	(41)	705		4.793	
Rettifica di valore di partecipazioni	(42)	12.599		-	
Risultato prima delle imposte		202.413	122.476	182.790	101.574
Imposte sul reddito	(43)	(71.328)		(67.918)	
Risultato netto delle attività in continuità		131.085		114.872	
Risultato netto da attività operative cessate	(44)	-		-	
Risultato netto del periodo		131.085		114.872	
attribuibile a:					
- Utile (perdita) di pertinenza del Gruppo		119.112		102.559	
- Utile (perdita) di pertinenza di terzi	(45)	11.973		12.313	
Utile per azione ordinarie e di risparmio	(46)				
- base (euro)		0,09		0,08	
- diluito (euro)		0,09		0,08	

PROSPETTO DELLE ALTRE COMPONENTI DI CONTO ECONOMICO COMPLESSIVO

	migliaia di euro	
	Primo semestre 2016	Primo semestre 2015
Utile/(perdita) del periodo - Gruppo e Terzi (A)	131.085	114.872
Altre componenti di conto economico complessivo che saranno successivamente riclassificate a Conto Economico		
- quota efficace delle variazioni di fair value della copertura di flussi finanziari	(1.730)	6.740
- variazioni di fair value delle attività finanziarie disponibili per la vendita	-	-
- quota degli altri utili/(perdite) delle imprese valutate con il metodo del patrimonio netto	4.743	4.680
Effetto fiscale delle altre componenti di conto economico complessivo	(459)	(1.880)
Totale altre componenti di conto economico complessivo che saranno successivamente riclassificate a Conto Economico, al netto dell'effetto fiscale (B1)	2.554	9.540
Altre componenti di conto economico complessivo che non saranno successivamente riclassificate a Conto Economico		
- utili (perdite) attuariali piani per dipendenti a benefici definiti (IAS19)	-	
- quota degli altri utili/(perdite) delle imprese valutate con il metodo del patrimonio netto relativi ai piani per dipendenti a benefici definiti (IAS 19)	-	
Effetto fiscale delle altre componenti di conto economico complessivo	-	
Totale altre componenti di conto economico complessivo che non saranno successivamente riclassificate a Conto Economico, al netto dell'effetto fiscale (B2)	-	-
Totale Utile/(perdita) complessiva (A)+(B1)+(B2)	133.639	124.412
attribuibile a:		
- Utile (perdita) di pertinenza del Gruppo	123.203	112.097
- Utile (perdita) di pertinenza di terzi	10.436	12.315

PROSPETTO DELLE VARIAZIONI DELLE VOCI DI PATRIMONIO NETTO

	Capitale sociale	Riserva sovrapprezzo Emissione azioni	Riserva legale
31/12/2014	1.276.226	105.102	36.855
Riserva legale			2.505
Dividendi agli azionisti			
Utili portati a nuovo			
Cambio interessenze			
Altri movimenti			
Utile complessivo rilevato nel periodo di cui:			
- Utile netto del periodo			
- Altre componenti di Conto Economico complessivo			
30/06/2015	1.276.226	105.102	39.360
31/12/2015	1.276.226	105.102	39.360
Riserva legale			6.225
Dividendi agli azionisti			
Utili portati a nuovo			
Variazione area di consolidamento			
Cambio interessenze			
Altri movimenti			
Utile complessivo rilevato nel periodo di cui:			
- Utile netto del periodo			
- Altre componenti di Conto Economico complessivo			
30/06/2016	1.276.226	105.102	45.585

migliaia di euro

Riserva copertura flussi finanziari	Altre riserve e Utile (perdite) accumulate	Totale riserve e Utili (perdite) accumulate	Risultato del periodo	Patrimonio netto del Gruppo	Patrimonio netto di Terzi	Patrimonio netto del Gruppo e di Terzi
(39.695)	298.936	401.198	85.795	1.763.219	230.330	1.993.549
		2.505	(2.505)	-		-
			(66.747)	(66.747)	(14.670)	(81.417)
	16.543	16.543	(16.543)	-		-
	511	511		511		511
	(150)	(150)		(150)	(18)	(168)
9.538		9.538	102.559	112.097	12.315	124.412
			102.559	102.559	12.313	114.872
9.538	-	9.538		9.538	2	9.540
(30.157)	315.840	430.145	102.559	1.808.930	227.957	2.036.887
(36.654)	321.636	429.444	118.193	1.823.863	237.803	2.061.666
		6.225	(6.225)	-		-
		-	(70.192)	(70.192)	(16.506)	(86.698)
	41.776	41.776	(41.776)	-		-
	3.770	3.770		3.770	58.803	62.573
	(1.286)	(1.286)		(1.286)		(1.286)
	(657)	(657)		(657)	11	(646)
4.091		4.091	119.112	123.203	10.436	133.639
			119.112	119.112	11.973	131.085
4.091	-	4.091		4.091	(1.537)	2.554
(32.563)	365.239	483.363	119.112	1.878.701	290.547	2.169.248

RENDICONTO FINANZIARIO

	migliaia di euro	
	Primo semestre 2016	Primo semestre 2015
A. Disponibilità liquide iniziali	139.576	51.601
Flusso finanziario generato dall'attività operativa		
Risultato del periodo	131.085	114.872
Rettifiche per:		
Imposte del periodo	71.329	67.918
Quota del risultato di collegate e joint ventures	(13.304)	(4.793)
Oneri (proventi) finanziari netti	52.848	38.657
Ammortamenti attività materiali e immateriali	142.996	130.937
Svalutazioni (Rivalutazioni) nette di attività	4.146	220
Accantonamenti netti a fondi	36.089	40.248
(Plusvalenze) Minusvalenze	(1.339)	(2.459)
Erogazioni benefici ai dipendenti	(5.487)	(4.403)
Utilizzo fondo rischi e altri oneri	(10.490)	(11.712)
Variazione altre attività/passività non correnti	(4.665)	(6.735)
Altre variazioni patrimoniali	(2.553)	(1.302)
Imposte pagate	(3.726)	(2.235)
B. Cash flow operativo prima delle variazioni di CCN	396.929	359.213
Variazione rimanenze	14.246	(5.832)
Variazione crediti commerciali	104.814	93.918
Variazione crediti tributari e altre attività correnti	(32.881)	63.612
Variazione debiti commerciali	(229.739)	(155.966)
Variazione debiti tributari e altre passività correnti	29.171	(26.318)
C. Flusso finanziario derivante da variazioni di CCN	(114.389)	(30.586)
D. Cash flow operativo (B+C)	282.540	328.627
Flusso finanziario da (per) attività di investimento		
Investimenti in attività materiali e immateriali	(97.701)	(96.316)
Investimenti in attività finanziarie	(30)	(1.355)
Realizzo investimenti e variazione attività destinate ad essere cedute	7.531	4.547
Variazione area di consolidamento	(437.046)	-
Dividendi incassati	6.979	7.260
E. Totale flusso finanziario da attività di investimento	(520.267)	(85.864)
F. Free cash flow (D+E)	(237.727)	242.763
Flusso finanziario da attività di finanziamento		
Erogazione di dividendi	(86.698)	(81.417)
Nuovi finanziamenti a lungo termine	20.000	250.000
Rimborsi di finanziamenti a lungo termine	(88.235)	(111.812)
Variazione debiti finanziari	449.058	(223.380)
Variazione crediti finanziari	9.916	(66.948)
Interessi pagati	(42.451)	(40.334)
Interessi incassati	7.691	8.984
G. Totale flusso finanziario da attività di finanziamento	269.281	(264.907)
H. Flusso monetario del periodo (F+G)	31.554	(22.144)
I. Disponibilità liquide finali (A+H)	171.130	29.457

NOTE ILLUSTRATIVE

PREMESSA

Iren S.p.A., è una società di diritto italiano, multiutility quotata alla Borsa Italiana, nata il 1° luglio 2010 dall'unione tra IRIDE ed ENIÀ.

I settori di attività nei quali il Gruppo opera sono:

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

Nell'apposito paragrafo IX, Informativa per settori di attività, sono presentate le informazioni richieste dall'IFRS 8.

Il Gruppo è strutturato secondo un modello che prevede una holding industriale, con sede legale a Reggio Emilia, e quattro società responsabili delle singole linee di business operanti nelle principali sedi operative a Genova, Parma, Piacenza, Reggio Emilia e Torino.

Il bilancio semestrale abbreviato consolidato della società al 30 giugno 2016 comprende i bilanci della Società e delle sue controllate (unitamente, il "Gruppo" e, singolarmente, le "entità del Gruppo") e la quota di partecipazione del Gruppo in società a controllo congiunto e in società collegate.

I. CONTENUTO E FORMA DEL BILANCIO SEMESTRALE ABBREVIATO CONSOLIDATO

La Relazione finanziaria semestrale del Gruppo Iren al 30 giugno 2016 è stata predisposta ai sensi dell'art. 154-ter, comma 2 del Decreto Legislativo 24 febbraio 1998 n. 58 così come modificato dal Decreto Legislativo n. 195 del 6 novembre 2007.

Il bilancio consolidato semestrale abbreviato al 30 giugno 2016 è stato predisposto in accordo con lo IAS 34 - Bilanci intermedi. Tale bilancio semestrale abbreviato non comprende pertanto tutte le informazioni richieste dal bilancio annuale e deve essere letto unitamente al bilancio annuale predisposto per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2015 e disponibile presso la sede sociale, la Borsa Italiana S.p.A. e sul sito Internet www.gruppofiren.it.

Gli schemi di bilancio adottati dal Gruppo Iren per la redazione del presente bilancio sono gli stessi applicati nella predisposizione del bilancio annuale chiuso al 31 dicembre 2015. Al fine di migliorare l'informativa del rendiconto finanziario si è provveduto alla sua redazione fornendo una maggiore analiticità dei flussi finanziari, in particolare di quelli generati dall'attività operativa e di finanziamento. Per coerenza rappresentativa il periodo di confronto è stato reso omogeneo con quello del primo semestre 2016.

Si specifica che i prospetti contabili delle società consolidate sono redatti alla data del semestre di riferimento. Il presente bilancio semestrale abbreviato consolidato è espresso in euro, moneta funzionale della società. Tutti gli importi espressi in euro sono stati arrotondati alle migliaia.

I principi contabili adottati per la redazione del presente bilancio semestrale abbreviato consolidato sono gli stessi rispetto a quelli adottati per la redazione del bilancio consolidato annuale per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2015, cui si rimanda per una loro più ampia trattazione, ad eccezione di quanto segue.

A partire dal 1° gennaio 2016 risultano applicabili obbligatoriamente i seguenti principi contabili e modifiche di principi contabili, avendo anch'essi già concluso il processo di *endorsement* comunitario:

- Modifiche allo IAS 19 – Benefici a dipendenti: Piani a benefici definiti contribuiti dei dipendenti (Regolamento 29/2015). Documento emesso dallo IASB in data 21 novembre 2013, applicabile a partire dagli esercizi che iniziano il 1° febbraio 2015 o successivamente. L'obiettivo delle modifiche è quello di semplificare la contabilizzazione dei contributi che sono indipendenti dal numero di anni di servizio dei dipendenti, quali ad esempio i contributi dei dipendenti che vengono calcolati in base a una percentuale fissa dello stipendio.
- Modifiche all'IFRS 11 – Accordi congiunti: acquisto di una joint operation (Regolamento 2173/2015). Modifiche emesse dallo IASB in data 6 maggio 2014 e applicabili a partire dagli esercizi che iniziano il 1° gennaio 2016, con applicazione anticipata consentita. Il documento stabilisce che i principi contenuti nell'IFRS 3 – Aggregazioni aziendali relativi alla rilevazione degli effetti di una *business combination* debbano essere applicati per rilevare l'acquisizione di una *joint operation* la cui attività è rappresentata da un business.
- Modifiche a IAS 16 e IAS 38 – Chiarimenti sui metodi accettabili di svalutazione e ammortamento (Regolamento 2231/2015). Modifiche emesse dallo IASB in data 12 maggio 2014 e applicabili a partire dagli esercizi che iniziano il 1° gennaio 2016. Il documento precisa che l'utilizzo del metodo del ricavo quale parametro per il calcolo dell'ammortamento delle attività materiali ed immateriali non è appropriato, in quanto i ricavi generati da un'attività che comporta l'utilizzo di assets materiali o immateriali riflettono generalmente fattori diversi dal deterioramento dei rendimenti economici insiti negli assets stessi. La modifica è applicabile a decorrere dal 1° gennaio 2016.

In data 25 settembre 2014 l'International Accounting Standards Board (IASB) ha pubblicato il documento "Miglioramenti agli International Financial Reporting Standard (2012-2014 Cycle)", successivamente adottato dall'Unione Europea con il Regolamento 2343/2015. Tali miglioramenti, applicabili dagli esercizi che hanno inizio dal 1° gennaio 2016 o data successiva, comprendono modifiche ai seguenti principi contabili internazionali esistenti:

- Improvement IFRS 5 – Attività non correnti possedute per la vendita e attività operative cessate: variazioni dei programmi di dismissione. La modifica stabilisce delle linee guida da seguire nel caso in

cui un'entità riclassifichi un *asset* (o un gruppo in dismissione) dalla categoria *held for sale* alla categoria *held for distribution* (o viceversa), o quando vengano meno i requisiti di classificazione di un'attività come *held for distribution*.

- Improvement IFRS 7 – Strumenti finanziari: informazioni integrative. Il documento disciplina l'introduzione di ulteriori linee guida per chiarire se un c.d. *servicing contract* costituisce un coinvolgimento residuo in un'attività trasferita ai fini dell'informativa richiesta. Inoltre, relativamente alla compensazione tra attività e passività finanziarie, il documento chiarisce che l'informativa non è esplicitamente richiesta per tutti i bilanci intermedi. Tuttavia, tale informativa potrebbe essere necessaria per rispettare i requisiti previsti dallo IAS 34, nel caso si tratti di un'informazione significativa.
- Improvement IAS 19 – Benefici per i dipendenti: problematiche relative al tasso di sconto. Il documento introduce delle modifiche allo IAS 19 al fine di chiarire che gli *high quality corporate bonds* utilizzati per determinare il tasso di sconto dei benefici successivi dovrebbero essere emessi nella stessa valuta utilizzata per il pagamento dei benefici. Le modifiche precisano che l'ampiezza del mercato dei *high quality corporate bonds* da considerare sia quella a livello di valuta.
- Improvement IAS 34 – Bilanci intermedi: collocazione delle informazioni integrative. Il documento introduce delle modifiche al fine di chiarire i requisiti nel caso in cui l'informativa richiesta è presentata nel report infrannuale, ma al di fuori delle sezioni del bilancio. La modifica precisa che tale informativa venga inclusa attraverso dei riferimenti incrociati tra i due documenti, purché entrambi siano disponibili ai lettori del bilancio nella stessa modalità e con gli stessi tempi.

Modifiche allo IAS 1 – Presentazione del bilancio (Regolamento 2406/2015). Documento emesso dallo IASB in data 18 dicembre 2014. Le modifiche, applicabili a partire dagli esercizi che iniziano il 1° gennaio 2016, hanno l'obiettivo di rendere più chiara ed intellegibile la redazione del bilancio. Le modifiche introdotte riguardano:

- materialità e aggregazione - viene chiarito che non devono essere oscurate informazioni mediante l'aggregazione o la disaggregazione e che il concetto di materialità si applica agli schemi di bilancio, alle note illustrative e agli specifici requisiti di informativa previsti dai singoli IFRS. Viene chiarito che l'informativa richiesta specificatamente dagli IFRS è da fornire solo se l'informazione è materiale;
- prospetto della Situazione Patrimoniale-Finanziaria e prospetto di Conto Economico Complessivo - si chiarisce che l'elenco di voci specificate dallo IAS 1 per tali prospetti può essere disaggregato e aggregato a seconda dei casi. Vengono inoltre fornite linee guida sull'uso di subtotali all'interno dei prospetti;
- presentazione delle altre componenti del conto economico complessivo (OCI: Other Comprehensive Income) - viene chiarito che la quota di OCI di società collegate e joint venture consolidate con il metodo del patrimonio netto deve essere presentata in aggregato in una singola voce, distinguendo in base al fatto che si tratti di componenti suscettibili di future riclassifiche a conto economico o meno;
- note illustrative - si chiarisce che le entità godono di flessibilità nel definire la struttura delle note illustrative e vengono fornite linee guida su come impostare un ordine sistematico delle note stesse.

PRINCIPI CONTABILI, EMENDAMENTI ED INTERPRETAZIONI NON ANCORA OMOLOGATI DALL'UNIONE EUROPEA

Sono in corso di recepimento da parte dei competenti organi dell'Unione Europea i seguenti principi, aggiornamenti ed emendamenti dei principi IFRS (già approvati dallo IASB), nonché le seguenti interpretazioni (già approvate dall'IFRIC):

IFRS 9 – Strumenti finanziari. Nel mese di luglio 2014 lo IASB ha pubblicato il principio IFRS 9 "Strumenti finanziari". Il principio è il risultato di un processo iniziato nel 2008 a seguito della crisi economico-finanziaria, avente come obiettivo quello di riscrivere interamente le regole contabili di rilevazione e valutazione degli strumenti finanziari previste dallo IAS 39. In sintesi le disposizioni dell'IFRS 9 riguardano:

- i criteri per la classificazione e valutazione delle attività e passività finanziarie. In particolare, per le attività finanziarie il nuovo principio utilizza un unico approccio basato sulle modalità di gestione degli strumenti finanziari e sulle caratteristiche dei flussi di cassa contrattuali delle attività finanziarie stesse al fine di determinarne il criterio di valutazione, sostituendo le diverse regole previste dallo IAS 39. Per le passività finanziarie, invece, la principale modifica avvenuta riguarda il trattamento contabile delle variazioni di fair value di una passività finanziaria designata come valutata al fair

value attraverso il conto economico, nel caso in cui queste siano dovute alla variazione del merito creditizio della passività stessa. Secondo il nuovo principio, tali variazioni devono essere rilevate negli Altri utili/(perdite) complessivi e non transiteranno più nel conto economico;

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

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

Ifrs 15 – Ricavi da contratti con clienti. Il principio è stato pubblicato dallo Iasb in data 28 maggio 2014, e sostituisce lo Ias 18 – Ricavi, lo Ias 11 – Lavori su ordinazione, le interpretazioni Sic 31, Ifric 13 e Ifric 15. Il nuovo standard si applica a tutti i contratti con clienti, eccezion fatta per i contratti che rientrano nell'ambito di applicazione dello Ias 17 – Leasing, per i contratti assicurativi e per gli strumenti finanziari. Scopo del nuovo principio è stabilire i criteri da adottare al fine di fornire agli utilizzatori del bilancio informazioni riguardanti la natura, l'ammontare e le incertezze legate a ricavi e flussi di cassa derivanti da contratti in essere con i clienti. Il principio in oggetto trova applicazione qualora ricorrano contemporaneamente le seguenti condizioni:

- i. le parti hanno approvato il contratto e si sono impegnate ad eseguire le rispettive obbligazioni;
- ii. i diritti di ciascuna delle parti riguardanti i beni e i servizi da trasferire nonché i termini di pagamento sono stati identificati;
- iii. il contratto stipulato ha sostanza commerciale (i rischi, la tempistica o l'ammontare dei flussi di cassa futuri dell'entità possono modificarsi quale risultato del contratto);
- iv. sussiste la probabilità di incassare e pagare gli importi legati alla esecuzione del contratto.

Il nuovo principio sarà applicabile a decorrere dal 1° gennaio 2018.

Il principio in oggetto è stato ulteriormente modificato in data 12 aprile 2016: la modifica, applicabile anch'essa a decorrere dal 1 gennaio 2018, ha la finalità di chiarire le linee guida per l'identificazione di una obbligazione a vendere un bene o a prestare uno o più servizi, nonché di fornire indicazioni in merito alla contabilizzazione di licenze relative a proprietà intellettuali.

Modifiche a Ifrs 10, Ifrs 11 e Ias 28 – Entità d'investimento: applicazione della deroga al consolidamento. Il documento, pubblicato dallo Iasb in data 18 dicembre 2014, introduce le seguenti modifiche:

- l'esenzione dalla redazione del bilancio consolidato per una sub-holding è concessa anche a una holding che è una controllata di una *investment entity*;
- la richiesta, per una *investment entity*, di consolidare una controllata che fornisce servizi collegati alle sue attività di investimento si applica solo per le controllate che non siano anche esse stesse delle *investment entities*;
- nell'applicare il metodo del patrimonio netto a una collegata o joint venture che è una *investment entity*, è possibile mantenere le valutazioni a fair value che la collegata o la joint venture hanno utilizzato, in relazione alle proprie controllate;
- una *investment entity* che valuta tutte le proprie controllate al fair value deve fornire l'informativa richiesta dall'Ifrs 12.

Ifrs 16 – Leases. Principio pubblicato dallo Iasb in data 13 gennaio 2016, destinato a sostituire il principio Ias 17 "Leasing", nonché le interpretazioni Ifric 4 "Determinare se un accordo contiene un leasing", Sic 15 "Leasing operativo - Incentivi" e Sic 27 "La valutazione della sostanza delle operazioni nella forma legale del leasing". Il nuovo principio fornisce una nuova definizione di lease e introduce un criterio basato sul controllo (*right of use*) di un bene per distinguere i contratti di leasing dai contratti per servizi, individuando quali discriminanti: l'identificazione del bene, il diritto di sostituzione dello stesso, il diritto ad ottenere sostanzialmente tutti i benefici economici rivenienti dall'uso del bene e il diritto di dirigere l'uso del bene sottostante il contratto. La sua applicazione è prevista a partire dal 1° gennaio 2019. È consentita un'applicazione anticipata per le entità che applicheranno l'Ifrs 15. Nei prossimi mesi verranno avviate analisi dettagliate al fine di valutare gli effetti che deriveranno per il Gruppo dall'introduzione dell'Ifrs 16.

Modifiche allo IAS 12 – Iscrizione attività fiscali differite per perdite non realizzate. Documento emesso dallo IASB in data 19 gennaio 2016. Le modifiche, applicabili a partire dagli esercizi che iniziano il 1° gennaio 2017, chiariscono come contabilizzare un'attività fiscale differita relative a una passività finanziaria valutata al fair value. L'applicazione anticipata è consentita.

Modifiche allo IAS 7 – Informativa. Documento emesso dallo IASB in data 29 gennaio 2016. Le modifiche, applicabili a partire dagli esercizi che iniziano il 1° gennaio 2017, richiedono alle entità di fornire informazioni sulle variazioni delle proprie passività finanziarie, al fine di consentire agli utilizzatori di meglio valutare le ragioni sottostanti la variazioni dell'indebitamento dell'entità.

Modifiche all'IFRS 2 "Pagamenti basati su azioni". Documento emesso dallo IASB in data 20 giugno 2016. Le modifiche, applicabili a partire dagli esercizi che iniziano il 1° gennaio 2018 con possibilità di applicazione anticipata, chiariscono la contabilizzazione di determinate tipologie di operazioni con pagamento basato su azioni. In particolare gli emendamenti forniscono indicazioni in merito a:

- impatto delle condizioni di maturazione e non maturazione sulla valutazione delle operazioni con pagamento basato su azioni regolate per cassa;
- contabilizzazione di operazioni con pagamento basato su azioni che prevedono l'applicazione della ritenuta d'acconto;
- riclassificazione dell'operazione da cash-settled a equity-settled per effetto di variazioni nei termini e nelle condizioni dell'operazione.

Relativamente ai nuovi principi applicabili a partire da esercizi successivi sono in corso le valutazioni per la loro corretta applicazione e le analisi sugli impatti presumibili sui prossimi bilanci.

Utilizzo di valori stimati

Nell'ambito della redazione del bilancio semestrale abbreviato 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. I risultati a posteriori che derivano dal verificarsi degli eventi potrebbero differire da tali stime. Le stime sono state utilizzate per rilevare la competenza di alcuni ricavi di vendita, 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.

Si segnala inoltre che taluni processi valutativi complessi quali la determinazione di eventuali perdite di valore di attività non correnti, sono generalmente effettuati in modo completo solo in redazione del bilancio annuale, allorquando sono disponibili tutte le informazioni eventualmente necessarie, salvo i casi in cui vi siano indicatori di *impairment* che richiedano un'immediata valutazione di eventuali perdite di valore.

Conformemente allo IAS 36, nel corso del primo semestre 2016 il Gruppo ha verificato l'inesistenza di *impairment trigger* specifici con particolare riferimento agli avviamenti; inoltre non sono emersi indicatori di *impairment* relativamente a partecipazioni e assets.

Analogamente, le valutazioni attuariali necessarie per la determinazione dei Fondi per i benefici ai dipendenti vengono normalmente elaborate in occasione della predisposizione del bilancio annuale.

Stagionalità

Si segnala inoltre che i risultati di periodo del Gruppo Iren riflettono la stagionalità caratteristica dei settori in cui opera, influenzati soprattutto dall'andamento climatico, conseguentemente non possono essere estrapolati per l'intero esercizio.

II. AREA DI CONSOLIDAMENTO

Il 1° gennaio 2016 hanno avuto efficacia un insieme di operazioni di aggregazione societaria fra le controllate della Capogruppo Iren S.p.A., avvenute nell'ambito del Progetto di razionalizzazione societaria e organizzativa "complessiva" di Gruppo (c.d. Progetto "Operazioni 100%"), volto alla semplificazione dell'assetto delle partecipazioni ed alla riduzione del numero delle Società di business detenute integralmente, direttamente o indirettamente, dalla Capogruppo nonché all'integrazione/ottimizzazione dei processi/attività di business aventi caratteristiche operative omogenee.

Tali operazioni non hanno comportato variazioni dell'area di consolidamento, ma hanno comunque avuto effetti sulla struttura del Gruppo.

Nello specifico, le operazioni interessate sono state le seguenti:

- Fusione per incorporazione in Iren Emilia (che ha contestualmente assunto la denominazione di IRETI) delle società del Gruppo AGA, Eniatel, Iren Acqua Gas, Acquedotto di Savona, Genova Reti Gas e AEM Torino Distribuzione;
- Fusione per incorporazione in Iren Ambiente delle società Iren Ambiente Holding e Tecnoborgo;
- Fusione per incorporazione di TLR V. in Iren Energia;
- Fusione per incorporazione di O.C. Clim in Iren Gestioni Energetiche.

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 quattro Società direttamente controllate dalla Capogruppo:

1) Iren Ambiente e le Società da questa controllate:

- AMIAT V e la controllata:
 - AMIAT
- Bonifica Autocisterne
- Montequerce
- TRM Holding, e le controllate:
 - TRM V, e la sua controllata
 - TRM

2) Iren Energia, e la controllata:

- Iren Servizi e Innovazione

3) Iren Mercato e le Società da questa controllate:

- Iren Gestioni Energetiche
- GEA Commerciale

4) IRETI e le Società da questa controllate:

- Atena S.p.A. e la controllata:
 - Atena Trading
- Consorzio GPO
- Laboratori Iren Acqua Gas
- Mediterranea delle Acque e le controllate:
 - Idrotigullio
 - Immobiliare delle Fabbriche

VARIAZIONE AREA DI CONSOLIDAMENTO

L'area di consolidamento è variata nel primo semestre 2016 a seguito:

- dell'acquisizione, avvenuta in gennaio, da parte di IREN Ambiente S.p.A. del 100% della società F2i Ambiente S.p.A. (ora TRM Holding S.p.A.), che detiene quale unica partecipazione il 51% di TRM V S.p.A.
TRM V S.p.A., già partecipata dal Gruppo Iren per il 49% del capitale sociale, risulta pertanto anche partecipata per il 51% da TRM Holding S.p.A..
TRM V S.p.A. detiene l'80% del capitale sociale di TRM S.p.A., società detentrici dell'impianto di termovalorizzazione dei rifiuti urbani e assimilati al servizio della provincia di Torino.
Per effetto dell'operazione anzi descritta, TRM Holding S.p.A., TRM V S.p.A., valutata ad equity sino al 31 dicembre 2015, e TRM S.p.A. entrano nel perimetro di consolidamento integrale.
Nelle more della valutazione da svolgersi ai sensi dell'IFRS 3 – Aggregazioni aziendali, il differenziale positivo fra il prezzo di acquisto ed il valore di carico delle attività nette acquisite in continuità di valori è stato provvisoriamente allocato ad avviamento.
- dell'acquisizione, avvenuta in maggio, del controllo di Atena S.p.A. tramite la sottoscrizione da parte di IRETI di un aumento di capitale pari a 50 milioni di Euro, deliberato dall'Assemblea di Atena S.p.A. il 21 dicembre 2015 (contestualmente alle assemblee straordinarie di Atena S.p.A. e Atena Patrimonio che hanno deliberato la fusione tra le due entità) e l'acquisto da parte di IRETI, dal Comune di Vercelli, di 1.918.265 azioni di Atena S.p.A. corrispondenti al 7,9% del capitale sociale della società post fusione.
Atena S.p.A. detiene il 100% del capitale di Atena Trading.
Per effetto dell'operazione anzi descritta, Atena S.p.A., valutata ad equity sino al 30 aprile 2016, e Atena Trading S.r.l. entrano nel perimetro di consolidamento integrale.
Nelle more della valutazione da svolgersi ai sensi dell'IFRS 3 – Aggregazioni aziendali, il differenziale negativo, determinato in via provvisoria, fra il costo di acquisizione ed il valore di carico delle attività nette acquisite in continuità di valori è stato iscritto a conto economico.

III. GESTIONE DEI RISCHI FINANZIARI DEL GRUPPO

La gestione dei rischi aziendali rappresenta una componente essenziale del Sistema di Controllo Interno della corporate governance di una Società quotata e il Codice di Autodisciplina di Borsa Italiana attribuisce su tale aspetto specifiche responsabilità.

Di seguito si riporta una sintesi della modalità di gestione e controllo dei rischi derivanti da strumenti finanziari (rischio di liquidità, rischio di cambio, rischio tassi di interesse, rischio di credito) e del rischio prezzo *commodity*, legato alla volatilità dei prezzi delle *commodity* energetiche.

1. RISCHI FINANZIARI

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

a) *Rischio di liquidità*

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

L'attività di approvvigionamento delle risorse finanziarie è centralizzata allo scopo di ottimizzarne l'utilizzo. In particolare, la gestione centralizzata dei flussi finanziari in IREN 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.

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

Viene costantemente monitorata la situazione finanziaria attuale, prospettica e la disponibilità di adeguati affidamenti bancari; non si evidenziano criticità per la copertura degli impegni finanziari di breve termine. Al termine del periodo gli affidamenti bancari a breve termine utilizzati dalla Capogruppo sono pari a 51 milioni di euro

I flussi di cassa nominali previsti per l'estinzione delle passività finanziarie e le condizioni contrattuali dei finanziamenti in essere, fatto salvo l'inserimento delle posizioni di TRM, risultano sostanzialmente invariati rispetto a quanto riportato nel Bilancio Consolidato al 31 dicembre 2015 al paragrafo "a) Rischio di liquidità" del capitolo "VI. Gestione dei rischi finanziari di Gruppo".

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.

Il dettaglio delle attività svolte in tale ambito e delle singole operazioni è riportato al paragrafo Gestione Finanziaria.

L'indebitamento finanziario al termine del periodo è costituito al 64% da prestiti e al 36% da obbligazioni.

Il debito residuo per mutui risulta contrattualizzato per il 62% a tasso fisso e per il 38% a tasso variabile.

In merito al rischio di liquidità che potenzialmente deriva dalle clausole contrattuali che legittimano le controparti a ritirare il finanziamento al verificarsi di determinati eventi (*rischio default e covenants*), si segnala che le clausole inserite nei contratti di finanziamento che fanno capo a IREN sono rispettate; in particolare per alcuni contratti di finanziamento a medio lungo termine di Iren è previsto l'impegno a rispettare indici finanziari (*covenants* finanziari quali Debito/EBITDA, EBITDA/Oneri finanziari), con verifica annuale. Sono inoltre previsti altri impegni quali la clausola di *Change of Control*, che prevede il mantenimento del controllo del Gruppo IREN da parte degli Enti Locali in modo diretto o indiretto, clausole di *Negative Pledges*, per effetto delle quali la società si impegna a non costituire garanzie reali oltre un limite specificato, e la clausola *Pari Passu* che riserva alle banche finanziatrici un trattamento paritario rispetto a quello spettante agli altri creditori non garantiti.

Anche alcuni contratti di finanziamento a medio lungo termine di società che contribuiscono alla Posizione Finanziaria Netta del Gruppo, in particolare il contratto di Project Finance in capo a TRM,

consolidata integralmente da gennaio 2016, prevedono il rispetto di covenants e indici finanziari che risultano soddisfatti.

b) Rischio di cambio

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

c) Rischio tassi di interesse

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

Con un'ottica non speculativa, i rischi connessi alla crescita dei tassi di interesse vengono monitorati e, se ritenuto opportuno, ridotti o eliminati stipulando con controparti finanziarie di elevato *standing* creditizio, appositi contratti (*swap* e *collar*) che perseguono esclusivamente finalità di copertura. Alla data del 30 giugno 2016 tutti i contratti stipulati soddisfano il requisito di limitare l'esposizione al rischio di oscillazione del tasso di interesse e, salvo per alcune posizioni con impatti non significativi, soddisfano altresì i requisiti formali per l'applicazione dell'*hedge accounting*.

Il *fair value* complessivo dei suddetti contratti di copertura su tassi di interesse al 30 giugno 2016 è negativo per 137.333 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 l'80% dell'indebitamento finanziario lordo, 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 annualmente al 31 dicembre viene condotta un'analisi di sensitività degli oneri finanziari netti e delle componenti valutative dei contratti finanziari derivati al variare dei tassi di interesse.

2. RISCHIO DI CREDITO

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

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

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

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

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

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

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

Gli accantonamenti ai fondi svalutazione crediti riflettono, in maniera accurata, i rischi di credito effettivi attraverso valutazioni basate sull'estrazione dalle banche dati dei singoli importi componenti il credito da

esigere e la loro analisi, in relazione soprattutto all'anzianità, nonché al confronto con i dati storici delle perdite su crediti e alla determinazione del tasso medio di morosità.

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

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

In relazione alla concentrazione del credito si segnalano i rapporti tra le controllate Iren Servizi e Innovazione e AMIAT ed il Comune di Torino. Per maggiori dettagli si rimanda in particolare alla nota di commento 8_Actività finanziarie non correnti del bilancio consolidato.

3. RISCHIO ENERGETICO

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

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

A tal fine viene eseguita un'attività di pianificazione della produzione per gli impianti del Gruppo, degli acquisti e delle vendite di energia, sia in relazione ai volumi che alle formule di prezzo.

L'obiettivo è di bilanciare opportunamente autoproduzione e energia dal mercato a termine rispetto alla domanda proveniente dai clienti del Gruppo, con un ricorso al mercato spot adeguato e una sufficiente stabilità dei margini.

Nei mesi da settembre a dicembre 2015, a copertura del portafoglio energetico del 2016, sono state stipulate operazioni di derivato su commodity (Commodity swap su indici TTF, PSV e Pfor) per un nozionale complessivo di 5,1 TWh. Nel primo semestre 2016, sono state stipulate ulteriori operazioni di derivato su commodity (Commodity swap su indici TTF e PSV) per 1,3 TWh sempre a copertura del portafoglio energetico del 2016 e 0,3 TWh a copertura del portafoglio 2017.

Il Fair Value dei contratti in essere al 30 giugno 2016 è complessivamente negativo e pari a 2.778 migliaia di euro.

Nell'ambito della società Iren Mercato è presente un'attività di Trading che prevede negoziazioni di contratti fisici e finanziari sul mercato elettrico e di contratti finanziari direttamente sulle commodities sottostanti. I contratti possono essere riferiti a diversi indici (PUN, ITEC, Itmix, BINE) e a negoziazioni su IDEX. Al 30 giugno 2016 non sono peraltro presenti contratti che originano da tale attività e classificati nell'apposito Portafoglio di Trading.

CONTABILIZZAZIONE STRUMENTI DERIVATI

Gli strumenti finanziari derivati sono valutati al fair value, determinato sulla base dei valori di mercato o, qualora non disponibili, secondo una tecnica di valutazione interna.

Il Gruppo pone in essere operazioni su strumenti derivati aventi finalità di copertura di specifici rischi di cambio, tasso o prezzo.

Ai fini della contabilizzazione degli strumenti derivati, all'interno di tali operazioni è necessario distinguere tra operazioni che rispettano tutti i requisiti richiesti dallo IAS 39 per essere contabilizzate in accordo con le regole dell'hedge accounting e operazioni che non rispettano tutti i suddetti requisiti.

Operazioni contabilizzate in accordo con le regole dell'hedge accounting

Tali operazioni possono includere:

- operazioni di fair value hedge: il derivato e lo strumento coperto sono iscritti nello stato patrimoniale al fair value e la variazione dei rispettivi fair value è contabilizzata direttamente a conto economico;
- operazioni di cash flow hedge: il derivato è iscritto in bilancio al fair value con contropartita una specifica riserva di patrimonio netto per la componente efficace della copertura e il conto economico per la componente inefficace; al momento della manifestazione dello strumento coperto l'importo sospeso a patrimonio netto viene riversato a conto economico.

La classificazione a conto economico del riversamento dell'importo sospeso a patrimonio netto e della componente inefficace avviene in accordo con la natura dello strumento sottostante; nel caso di strumenti derivati su commodity tale importo viene contabilizzato 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 del periodo. Inoltre nella determinazione del fair value, come richiesto dall'IFRS 13, è stato considerato il rischio di inadempimento controparte.

Al fine di fornire un'informativa quanto più possibile esaustiva è stato esposto anche il valore comparativo relativo al precedente esercizio.

	30.06.2016		31.12.2015	
	Valore contabile	Fair Value	Valore contabile	Fair Value
Attività per contratti derivati di copertura	2.000	2.000	-	-
Obbligazioni esigibili oltre 12 mesi (*)	(1.186.885)	(1.361.508)	(1.186.552)	(1.299.492)
Mutui quota non corrente	(1.699.077)	(1.821.649)	(1.477.052)	(1.592.369)
Mutui quota corrente	(192.634)	(229.799)	(152.865)	(191.569)
Passività per contratti derivati di copertura	(142.111)	(142.111)	(32.369)	(32.369)
Totale	(3.218.707)	(3.553.066)	(2.848.838)	(3.115.799)

(*) Il fair value del Put Bond al 30 giugno 2016 è pari a 191.652 migliaia di euro (189.926 migliaia di euro al 31 dicembre 2015)

Per le classi di attività e passività finanziarie non riportate nella tabella precedente il valore contabile coincide con il fair value.

SCALA GERARCHICA DEL FAIR VALUE

La tabella seguente illustra gli strumenti finanziari contabilizzati al fair value in base alla tecnica di valutazione utilizzata. I diversi livelli sono stati definiti come illustrato di seguito:

- Livello 1: prezzi quotati (non rettificati) su mercati attivi per attività o passività identiche
- Livello 2: dati di input diversi dai prezzi quotati di cui al Livello 1 che sono osservabili per l'attività o la passività, sia direttamente (come nel caso dei prezzi), sia indirettamente (ovvero derivati dai prezzi)
- Livello 3: dati di input relativi all'attività o alla passività che non sono basati su dati di mercato osservabili (dati non osservabili).

	migliaia di euro			
30.06.2016	Livello 1	Livello 2	Livello 3	Totale
Attività finanziarie disponibili per la vendita	88			88
Attività finanziarie designate al <i>fair value</i> rilevato a conto economico				-
Investimenti finanziari detenuti per finalità di trading				-
Attività finanziarie derivate		2.000		2.000
Totale attività	88	2.000		2.088
Passività finanziarie derivate		(142.111)		(142.111)
Totale complessivo	88	(140.111)		(140.023)

	migliaia di euro			
31.12.2015	Livello 1	Livello 2	Livello 3	Totale
Attività finanziarie disponibili per la vendita	388			388
Attività finanziarie designate al <i>fair value</i> rilevato a conto economico				-
Investimenti finanziari detenuti per finalità di trading				-
Attività finanziarie derivate				-
Totale attività	388	-	-	388
Passività finanziarie derivate		(45.372)		(45.372)
Totale complessivo	388	(45.372)		(44.984)

Tutti gli strumenti finanziari di copertura del Gruppo hanno fair value classificabile di livello 2, cioè misurato sulla base di tecniche di valutazione che prendono a riferimento parametri osservabili sul mercato (es. tassi di interesse, prezzi commodities), diversi dalle quotazioni dello strumento finanziario, o comunque che non richiedono un significativo aggiustamento basato su dati non osservabili sul mercato. Si segnala inoltre che non ci sono stati trasferimenti tra i diversi Livelli della scala gerarchica del fair value.

GESTIONE DEL CAPITALE

Le politiche di gestione del capitale del Consiglio di Amministrazione prevedono il mantenimento di un livello elevato di capitale proprio al fine di mantenere un rapporto di fiducia con gli investitori, i creditori ed il mercato, consentendo altresì lo sviluppo futuro dell'attività.

Il Consiglio di Amministrazione monitora il rendimento del capitale ed il livello di dividendi da distribuire ai detentori di azioni ordinarie e ha l'obiettivo di mantenere un equilibrio tra l'ottenimento di maggiori rendimenti tramite il ricorso ad indebitamento e i vantaggi e la sicurezza offerti da una solida situazione patrimoniale.

IV. INFORMATIVA SUI RAPPORTI CON PARTI CORRELATE

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

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

In data 15 marzo 2016, previa istruttoria svolta dal Comitato per le Operazioni con Parti Correlate, il Consiglio di Amministrazione di IREN ha adottato una Procedura operativa per la gestione delle Operazioni con Parti Correlate, che integra e dettaglia le previsioni del predetto Regolamento Interno in materia di operazioni con parti correlate.

Iren e le Società dalla stessa controllate informano i rapporti con parti correlate a 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 ottimizzare al meglio le sinergie organizzative, 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 dalla medesima controllate direttamente/indirettamente, secondo le esigenze da queste manifestate ed al fine di favorire al meglio il coordinamento unitario del Gruppo, sulla base di contratti di *services* stipulati fra le parti.

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, svolta direttamente da Iren S.p.A..

In tale prospettiva, i finanziamenti sono assunti nei confronti del sistema creditizio in capo ad Iren, con destinazione successiva dei fondi alle Società del Gruppo a sostegno degli investimenti realizzati, sulla base di contratti di finanziamento *intercompany*.

E’ stata inoltre approvata la regolamentazione dei rapporti finanziari fra la Capogruppo e le Società di Primo Livello, concernenti sia la gestione accentrata delle risorse disponibili all’interno del Gruppo per il funzionamento quotidiano (circolante), sia la gestione delle risorse destinate a sostenere gli investimenti a medio / lungo termine. Le condizioni dei contratti *intercompany*, stipulati sulla base di tale regolamentazione, sono state definite sulla base delle condizioni alle quali la Capogruppo si approvvigiona sul mercato finanziario.

Consolidato fiscale - A partire dall’esercizio 2010 la società Iren S.p.A., ha optato per il regime fiscale del Consolidato domestico di cui agli artt. 117 e seguenti del nuovo TUIR. Detto regime consiste nella determinazione dell’IRES sulla base imponibile di Gruppo corrispondente alla somma algebrica degli imponibili positivi e negativi delle singole società che partecipano al consolidato opportunamente rettificato per le variazioni di consolidamento.

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

Il perimetro di consolidamento fiscale, per il 2016, oltre alla consolidante Iren S.p.A., include le seguenti società: IRETI (già Iren Emilia e incorporante di Iren Acqua Gas, AEM Torino Distribuzione, Aga, Eniatel, Genova Reti Gas e Acquedotto di Savona), Iren Servizi e Innovazione, Iren Mercato, Iren Energia (incorporante di TLR V), Iren Gestioni Energetiche, Mediterranea delle Acque, Immobiliare delle Fabbriche, Iren Ambiente (incorporante di Iren Ambiente Holding e Tecnoborgo), Iren Rinnovabili, Green Source, Enia Solaris, Varsi Fotovoltaico, Millenaria Fotovoltaico e AMIAT.

In particolare, nel suddetto contratto vengono contemplate le modalità di trasferimento del reddito IRES, la remunerazione che ne consegue, nonché gli effetti di eventuali interruzioni del suddetto regime o del mancato rinnovo dello stesso.

La Legge 24 dicembre 2007, n. 244 (Finanziaria 2008), con effetto dal periodo d'imposta 2008, ha radicalmente modificato la disciplina della tassazione di gruppo, sopprimendo tutte le rettifiche di consolidamento previste dall'art. 122 TUIR, abrogando la disciplina relativa ai trasferimenti infragruppo di cui all'art. 123 TUIR e introducendo la possibilità, a determinate condizioni, di portare in deduzione del reddito del consolidato le eccedenze di interessi passivi eventualmente maturate in capo alle società partecipanti per effetto delle nuove disposizioni sulla deducibilità degli interessi passivi di cui all'art. 96 del TUIR.

Per effetto delle modifiche normative il Regolamento in vigore, in conformità a quanto previsto dall'art. 22 dello stesso, è stato redatto salvaguardando i principi sopra enunciati.

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

Nel Regolamento vengono inoltre evidenziati gli altri obblighi dei contraenti tra cui quello relativo agli invii di flussi informativi da parte delle consolidate affinché la Consolidante riesca a determinare il Reddito complessivo di gruppo ai fini IRES.

In appositi paragrafi vengono indicate le conseguenze relative all'interruzione anticipata del consolidato, al mancato rinnovo ed alle responsabilità delle parti in caso di errori a loro imputabili ai sensi dell'articolo 127 comma 2 del TUIR.

Opzione per l'IVA di Gruppo - Da un punto di vista procedurale, per l'esercizio 2016, 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 partecipano alla procedura di liquidazione di gruppo sono, oltre alla capogruppo Iren S.p.A., le seguenti: Iren Energia (incorporante di TLR V.), Iren Servizi e Innovazione, IRETI (già Iren Emilia e incorporante di Iren Acqua Gas, AEM Torino Distribuzione, Aga, Eniatel, Genova Reti Gas e Acquedotto di Savona), Iren Mercato, Iren Gestioni Energetiche (incorporante di OC.CLIM), Iren Ambiente (incorporante di Iren Ambiente Holding e Tecnoborgo), AMIAT, Iren Rinnovabili., Enia Solaris, Idrotigullio, Mediterranea delle Acque., Greensource, Millenaria Fotovoltaico, Varsi Fotovoltaico, Immobiliare delle fabbriche e Laboratori Iren Acqua Gas.

Rapporti con i Comuni soci-parti correlate

Iren S.p.A. fornisce una serie di servizi a favore di Finanziaria Sviluppo Utilities S.r.l., veicolo societario attraverso il quale i Comuni di Genova e Torino detengono la partecipazione in Iren S.p.A., nei settori Legale, Amministrazione, Finanza, Fiscale, sulla base di specifici contratti che prevedono una remunerazione delle prestazioni.

Si evidenziano, inoltre, i rapporti con gli Enti Locali nel cui territorio Iren opera anche attraverso le Società controllate.

Il Gruppo Iren, attraverso Iren Servizi e Innovazione S.p.A., fornisce al Comune di Torino numerosi servizi inerenti ad attività che il Comune svolge a favore dei cittadini; si tratta della gestione dei servizi di illuminazione pubblica e semaforici, della gestione degli impianti termici ed elettrici degli edifici di proprietà comunale o adibiti a servizi alla collettività.

Le prestazioni svolte da Iren Servizi e Innovazione sono regolate da specifici contratti pluriennali.

Si ricorda che è in essere un accordo, siglato nel corso del 2012, con il Comune di Torino che prevede la progressiva riduzione dello *stock* del credito vantato dal Gruppo Iren nei confronti del Comune di Torino e

la modifica di alcune clausole delle vigenti convenzioni di servizio. Tale accordo è stato integrato con *Addenda* sottoscritti nel 2013, nel 2014 e nel 2015 (l'ultimo dei quali non ha ancora avuto completa esecuzione), tutti aventi per oggetto la regolazione di alcune partite economiche, l'impegno del Comune relativo allo stanziamento degli importi relativi alle manutenzioni straordinarie nonché all'avvio di un gruppo di lavoro misto avente per oggetto l'analisi di *benchmark* e la definizione dei piani di manutenzione ottimali.

Il Gruppo Iren, attraverso Iren Mercato, assicura ai Comuni di Genova, Reggio Emilia, Parma e Piacenza forniture di energia elettrica e di gas a quelli di Genova, Reggio Emilia e Parma, a condizioni normalmente praticate alla generalità della clientela restante. La controllata di quest'ultima, Iren Gestioni Energetiche S.p.A., assicura al Comune di Genova, mediante contratti di durata pluriennale, prestazioni relative alla conduzione di impianti di climatizzazione presso edifici pubblici e alla gestione degli impianti tecnologici presso strutture sportive e di servizio pubblico.

Mediterranea delle Acque S.p.A. (controllata da IRETI), assicura agli uffici e 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.

Il Gruppo, per il tramite di AMIAT, assicura al Comune di Torino i servizi di igiene ambientale, di sgombero neve e di gestione post operativa della discarica di "Basse di Stura" in accordo al Contratto di servizio in essere dal 1° gennaio 2013, affidato con gara ad evidenza pubblica, che prevede condizioni sostanzialmente analoghe a quelle praticate alla generalità della clientela. Al riguardo si evidenzia che, con decorrenza dal 1° gennaio 2015, è stato stipulato un contratto di conto corrente tra la Città di Torino e AMIAT S.p.A. per la gestione dei crediti scaduti relativi alle attività di cui sopra.

IRETI e Iren Ambiente assicurano:

- a) al Comune di Reggio Emilia, al Comune di Parma ed al Comune di Piacenza la fornitura del servizio di raccolta e smaltimento rifiuti urbani alle condizioni normalmente praticate alla generalità della clientela restante;
- b) al Comune di Piacenza la fornitura dell'acqua potabile ed il servizio di fognatura, mediante contratti di somministrazione analoghi a quelli in essere con la generalità della clientela;
- c) al Comune di Parma i servizi di gestione illuminazione pubblica;
- d) al Comune di Reggio Emilia i servizi di gestione del verde pubblico e dello sgombero neve;
- e) al Comune di Piacenza i servizi cimiteriali, di gestione del verde pubblico e dello sgombero neve.

Si ricorda che con il Comune di Parma è stato siglato un accordo transattivo per la definizione della situazione debitoria/creditoria con alcune società del Gruppo Iren.

Rapporti con altre parti correlate

In base al "Regolamento Interno in materia di operazioni con parti correlate", sono state qualificate come parti correlate le società controllate, direttamente o indirettamente, dai Comuni soci capoluogo di provincia, sottoscrittori dei vigenti patti parasociali e non recedenti dai medesimi.

I rapporti con tali parti sono prevalentemente di natura commerciale ed attinenti a servizi forniti alla generalità della clientela.

In particolare si segnala che al fine di erogare il servizio idrico integrato nelle province di Parma, Piacenza e Reggio Emilia la società IRETI, a fronte della corresponsione di un canone annuo, utilizza gli *asset* di proprietà delle società Parma Infrastrutture, Piacenza Infrastrutture e AGAC Infrastrutture controllate dai Comuni di riferimento.

Le informazioni relative ai rapporti patrimoniali ed economici con le parti correlate sono riportate nel paragrafo "X. Allegati al bilancio semestrale abbreviato consolidato" che si considera parte integrante delle presenti note.

Rapporti con gli amministratori

Da ultimo e per ciò che concerne gli amministratori si segnala che non risultano rapporti, oltre alle cariche ricoperte nelle società del Gruppo.

V. ALTRE INFORMAZIONI

COMUNICAZIONE CONSOB N. DEM/6064293 del 28 luglio 2006

Eventi e operazioni significative non ricorrenti

Nel corso del primo semestre 2016 il Gruppo non ha posto in essere eventi e/o operazioni significative non ricorrenti, così come definite dalla Comunicazione, vale a dire eventi od operazioni il cui accadimento risulta non ricorrente oppure operazioni o fatti che non si ripetono frequentemente nel normale svolgimento dell'attività.

Posizioni o transazioni derivanti da operazioni atipiche e/o inusuali

Si precisa che nel corso del primo semestre 2016 il Gruppo non ha posto in essere operazioni atipiche e/o inusuali, così come definite dalla Comunicazione. 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 e alla salvaguardia del patrimonio aziendale o alla tutela degli azionisti di minoranza.

Pubblicazione del Bilancio

La Relazione Semestrale è stata autorizzata alla pubblicazione dal Consiglio di Amministrazione di Iren S.p.A. nella riunione del 4 agosto 2016.

VI. INFORMAZIONI SULLA SITUAZIONE PATRIMONIALE - FINANZIARIA

Le tabelle che seguono, ove non diversamente indicato, riportano i dati in migliaia di euro.

ATTIVO

ATTIVITA' NON CORRENTI

NOTA 1_ATTIVITA' MATERIALI

La composizione della voce attività materiali, distinta tra costo storico, fondo ammortamento e valore netto, viene riportata nella tabella seguente:

	migliaia di euro					
	Costo al 30/06/2016	F.do amm.to al 30/06/2016	Valore netto al 30/06/2016	Costo al 31/12/2015	F.do amm.to al 31/12/2015	Valore netto al 31/12/2015
Terreni	101.322	(1.551)	99.771	93.731	(1.551)	92.180
Fabbricati	521.711	(154.787)	366.924	424.815	(134.197)	290.618
Impianti e macchinari	4.760.163	(1.963.866)	2.796.297	4.203.496	(1.777.653)	2.425.843
Attrezzature ind.li e comm.li	52.300	(43.744)	8.556	103.566	(77.738)	25.828
Altri beni	203.940	(157.830)	46.110	159.709	(127.685)	32.024
Attività materiali in corso ed acconti	66.187	-	66.187	40.583	-	40.583
Totale	5.705.623	(2.321.778)	3.383.845	5.025.900	(2.118.824)	2.907.076

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

	migliaia di euro					
	Saldo iniziale	Incrementi	Decrementi	Variazione area di consoli- damento	Riclassifiche	Saldo finale
Terreni	93.731	-	(265)	7.856	-	101.322
Fabbricati	424.815	160	(1.270)	97.319	687	521.711
Impianti e macchinari	4.203.496	11.773	(31.143)	565.984	10.053	4.760.163
Attrezzature industriali e commerciali	103.566	282	(278)	1.084	(52.354)	52.300
Altri beni	159.709	2.531	(7.023)	2.637	46.086	203.940
Attività materiali in corso ed acconti	40.583	25.815	(418)	4.679	(4.472)	66.187
Totale	5.025.900	40.561	(40.397)	679.559	-	5.705.623

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

migliaia di euro

	Saldo iniziale	Ammorta- mento del periodo	Decrementi	Variazione area di consoli- damento	Riclassifiche	Saldo finale
F.do amm.to terreni	(1.551)	-	-	-	-	(1.551)
F.do amm.to fabbricati	(134.197)	(8.601)	4	(11.719)	(274)	(154.787)
F.do amm.to impianti e macchinari	(1.777.653)	(86.866)	17.688	(110.864)	(6.171)	(1.963.866)
F.do amm.to attrezz. ind.li e comm.li	(77.738)	(869)	277	(809)	35.395	(43.744)
F.do amm.to altri beni	(127.685)	(6.428)	6.859	(1.626)	(28.950)	(157.830)
Totale	(2.118.824)	(102.764)	24.828	(125.018)	-	(2.321.778)

La colonna variazione area di consolidamento si riferisce ai saldi acquisti nel corso del primo semestre relativi alle società TRM S.p.A. e Atena S.p.A..

Terreni e fabbricati

Tale voce include principalmente i fabbricati industriali connessi agli impianti del gruppo e i connessi terreni.

Impianti e macchinari

Sono inclusi in questa voce i costi relativi agli impianti di produzione di energia elettrica, agli impianti di produzione calore, alle reti di distribuzione dell'energia elettrica, alle reti di distribuzione gas, alle reti di distribuzione calore e agli impianti riferibili ai servizi ambientali non in regime di concessione secondo quanto previsto dall'IFRIC 12. Tra i beni relativi agli impianti di produzione di energia elettrica sono comprese le opere gratuitamente devolvibili.

Attrezzature industriali e commerciali

Sono inclusi in questa voce i costi relativi all'acquisto di beni complementari o ausiliari agli impianti e macchinari, di cassoni, cassonetti, attrezzature di laboratorio e attrezzatura varia.

Altri beni

Sono inclusi in questa voce i costi relativi all'acquisto di mobili e macchine d'ufficio, di automezzi e di autovetture.

Immobilizzazioni in corso e acconti

La voce immobilizzazioni in corso comprende il complesso degli oneri sostenuti per gli investimenti in fase di realizzazione e non ancora in funzione.

Incrementi

Gli incrementi del periodo, pari a 40.561 migliaia di euro, si riferiscono principalmente a:

- sviluppo della rete di teleriscaldamento e nuovi allacciamenti alla rete, comprensiva delle sottostazioni di scambio termico, dei misuratori e delle apparecchiature di telelettura, per 9.860 migliaia di euro;
- posa di contatori elettronici per clienti finali biorari e nuovi allacci alla rete di distribuzione di energia elettrica per 11.259 migliaia di euro;
- investimenti sulle centrali di cogenerazione e idroelettriche per 4.997 migliaia di euro;

Ammortamenti

Gli ammortamenti ordinari del primo semestre 2016, pari a complessivi 102.764 migliaia di euro sono stati calcolati sulla base delle aliquote indicate nel bilancio annuale 2015 e ritenute rappresentative della residua possibilità di utilizzo delle immobilizzazioni.

Si segnala che in base alla normativa vigente, in merito alle concessioni di grandi derivazioni d'acqua per uso idroelettrico ("concessioni idroelettriche"), al concessionario uscente spetta un corrispettivo così determinato:

- per le "opere bagnate" (opere di raccolta, di regolazione, di condotte forzate, e canali di scarico compresi nel ramo d'azienda del concessionario uscente, le cosiddette "opere devolvibili"), sulla base del costo storico rivalutato, calcolato al netto dei contributi pubblici in conto capitale, anch'essi rivalutati, ricevuti dal concessionario per la realizzazione di tali opere, diminuito nella misura dell'ordinario degrado;
- per le "opere asciutte" (beni materiali compresi nel ramo d'azienda del concessionario uscente e non ricadenti nella categoria delle "opere bagnate", le cosiddette opere non devolvibili), sulla base del valore di ricostruzione a nuovo diminuito nella misura dell'ordinario degrado.

In seguito a tale normativa, a partire dall'esercizio 2012, per i beni devolvibili relativi alle concessioni idroelettriche scadute il cui valore contabile residuo è inferiore al presumibile valore spettante al concessionario uscente (determinato in base alle disposizioni di cui sopra) è stato sospeso il relativo ammortamento.

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

NOTA 2_INVESTIMENTI IMMOBILIARI

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

	migliaia di euro					
	Costo al 30/06/2016	F.do amm.to al 30/06/2016	Valore netto al 30/06/2016	Costo al 31/12/2015	F.do amm.to al 31/12/2015	Valore netto al 31/12/2015
Terreni	2.859	-	2.859	2.568	-	2.568
Fabbricati	13.103	(2.306)	10.797	13.955	(2.375)	11.580
Totale	15.962	(2.306)	13.656	16.523	(2.375)	14.148

La voce è costituita principalmente da immobili acquisiti dalla società Sportingenova a fronte dell'estinzione di parte del credito vantato nei confronti della stessa.

Il fair value degli investimenti immobiliari non è inferiore al valore contabile.

NOTA 3_ATTIVITA' IMMATERIALI A VITA DEFINITA

La composizione della voce attività immateriali, distinta tra costo storico, fondo ammortamento, viene riportata nella tabella seguente:

	migliaia di euro					
	Costo al 30/06/2016	F.do amm.to al 30/06/2016	Valore netto al 30/06/2016	Costo al 31/12/2015	F.do amm.to al 31/12/2015	Valore netto al 31/12/2015
Costi di sviluppo	677	(672)	5	751	(745)	6
Diritti brevetto industriale e utilizzo opere dell'ingegno	47.313	(12.625)	34.688	35.052	(10.486)	24.566
Concessioni, licenze, marchi e diritti simili	1.875.750	(712.024)	1.163.726	1.821.712	(681.900)	1.139.812
Altre immobilizzazioni immateriali	101.138	(57.548)	43.590	101.162	(48.413)	52.749
Immobilizzazioni in corso e acconti	153.313	-	153.313	146.318	-	146.318
Totale	2.178.191	(782.869)	1.395.322	2.104.995	(741.544)	1.363.451

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

	Saldo iniziale	Incrementi	Decrementi	Variazione area di consolidamento	Riclassifiche	Svalutazione del periodo	Saldo finale
Costi di sviluppo	751	-	(149)	75	-	-	677
Diritti brevetto industriale e utilizzo opere dell'ingegno	35.052	5.678	(1.272)	92	7.763	-	47.313
Concessioni, licenze, marchi e diritti simili	1.821.712	13.171	(3.345)	25.788	19.002	(578)	1.875.750
Altre immobilizzazioni immateriali	101.162	20.053	(18.577)	6.220	(4.152)	(3.568)	101.138
Immobilizzazioni in corso e acconti	146.318	29.143	(79)	544	(22.613)	-	153.313
Totale	2.104.995	68.045	(23.422)	32.719	-	(4.146)	2.178.191

migliaia di euro

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

	Saldo iniziale	Ammortamento del periodo	Decrementi	Variazione area di consolidamento	Riclassifiche	Saldo finale
F.amm.to costi di sviluppo	(745)	(1)	149	(75)	-	(672)
F.amm.to dir. brevetto ind.le e utilizzo opere dell'ingegno	(10.486)	(4.247)	1.275	(73)	906	(12.625)
F.amm.to concessioni, licenze, marchi e diritti simili	(681.900)	(30.295)	848	(8)	(669)	(712.024)
F. amm.to altre immobilizzazioni immateriali	(48.413)	(5.515)	1.223	(4.606)	(237)	(57.548)
Totale	(741.544)	(40.058)	3.495	(4.762)	-	(782.869)

migliaia di euro

La colonna variazione area di consolidamento si riferisce ai saldi acquisti nel corso del primo semestre relativi alle società TRM S.p.A., TRM Holding, TRM V, Atena S.p.A. e Atena Trading.

La composizione delle voci costituenti le immobilizzazioni immateriali è di seguito esposta.

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 e la produzione interna 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:

- dagli oneri di acquisizione del servizio di manutenzione ordinaria degli impianti elettrici e degli impianti speciali del Comune di Torino, capitalizzati ed ammortizzati in quindici anni in base alla durata della convenzione;
- le quote di emissione (emission trading) detenute a fronte del proprio fabbisogno;
- costi per lo sviluppo commerciale della clientela.

Immobilizzazioni in corso ed acconti

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

NOTA 4_AVVIAMENTO

La voce, pari a 170.106 migliaia di euro (126.723 migliaia di euro al 31 dicembre 2015), riguarda principalmente l'avviamento:

- sull'acquisizione di controllo di Acqua Italia S.p.A. (ora Mediterranea delle Acque S.p.A.), in cui la differenza positiva tra il costo di acquisto e il fair value delle attività e delle passività acquisite e identificabili è stata iscritta come avviamento per 23.202 migliaia di euro (allocato sulla CGU idrico);
- sull'acquisizione da ENEL del ramo d'azienda relativo alla distribuzione e vendita di energia elettrica a clienti vincolati nel Comune di Torino, in cui la differenza positiva tra il costo di acquisto e il fair value delle attività e delle passività acquisite e identificabili è stata iscritta come avviamento per 64.608 migliaia di euro (allocato sulla CGU infrastrutture energetiche, in particolare reti elettriche);
- sul ramo d'azienda acquisito da ENEL alla fine del 2000 e riferito alle utenze elettriche della città di Parma per un importo di 10.444 migliaia di euro (allocato per 3.023 migliaia sulla CGU infrastrutture energetiche, in particolare reti elettriche e per 7.421 migliaia di euro alla CGU mercato);
- sulle quote azionarie di Eni Energia (ora fusa in Iren Mercato) acquisite da Sat Finanziaria S.p.A. e da Edison per un importo di 16.761 migliaia di euro (allocato sulla CGU mercato);
- sull'acquisizione di controllo di F2i Ambiente (ora TRM Holding), TRM V e TRM S.p.A. per un importo pari a 43.792 migliaia di euro (allocato sulla BU ambiente). Nelle more della valutazione da svolgersi ai sensi dell'IFRS 3 – Aggregazioni aziendali, il differenziale fra il prezzo di acquisto ed il valore di carico delle attività nette acquisite in continuità di valori pari a 160.127 migliaia di euro, è stato provvisoriamente allocato alla voce impianti per 162.457 migliaia di euro, alla voce fondo imposte differite per 46.126 migliaia di euro e per la parte residuale pari a 43.792 migliaia di euro alla voce avviamento.

La variazione rispetto al 31 dicembre 2015 si riferisce all'acquisizione del controllo di F2i Ambiente (ora TRM holding), TRM V e TRM S.p.A..

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.

Come anticipato al paragrafo I "Contenuto e forma del bilancio semestrale abbreviato consolidato" della presente relazione, nel corso del primo semestre 2016, conformemente allo IAS 36, il Gruppo ha verificato l'inesistenza di *impairment trigger* specifici con particolare riferimento agli avviamenti.

NOTA 5_PARTECIPAZIONI VALUTATE CON IL METODO DEL PATRIMONIO NETTO

Le partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto sono partecipazioni in imprese in cui il Gruppo ha il controllo congiunto o esercita un'influenza notevole.

L'elenco delle società valutate con il metodo del patrimonio netto appartenenti al Gruppo al 30 giugno 2016 è riportato in allegato.

Le variazioni intervenute nel semestre sono presentate nelle tabelle esposte nel seguito.

Partecipazioni in società a controllo congiunto

	31/12/2015	Rivalutazioni- svalutazioni per equity	Altri movimenti	migliaia di euro 30/06/2016
Acque Potabili	20.984	(1.271)	114	19.827
Iren Rinnovabili	16.347	(264)	(1.286)	14.797
OLT Offshore LNG	18.773	(4.589)	6	14.190
TOTALE	56.104	(6.124)	(1.166)	48.814

Gli altri movimenti si riferiscono principalmente agli effetti sul patrimonio netto del Gruppo Iren Rinnovabili a seguito dei versamenti effettuati in conto futuro aumento di capitale nella partecipata STU Reggiane.

Partecipazioni in società collegate

	31/12/2015	Incrementi	Variazione area di consoli- damento	Rivalutazioni- svalutazioni per equity	Distribuzione dividendi	Valutazioni con effetto diretto a PN	Rivalutazio- ne del periodo	migliaia di euro 30/06/2016
A2A Alfa	445	-	-	(7)	-	-	-	438
Acos	8.522	-	-	659	-	-	-	9.181
Acos Energia	1.169	-	-	253	(350)	-	-	1.072
Acquaenna	-	-	-	-	-	-	-	-
Aguas de San Pedro	6.260	-	-	-	-	-	-	6.260
Aiga	215	-	-	(51)	-	-	-	164
Amat	3.099	-	-	(1)	-	-	-	3.098
Amter	642	-	-	119	-	-	-	761
Asa	29.727	-	-	922	-	(350)	-	30.299
Astea	20.825	-	-	436	(200)	(71)	-	20.990
Asti Energia Calore	-	30	-	(6)	-	-	-	24
Atena S.p.A.	6.497	-	(9.375)	778	-	-	2.100	-
Domus Acqua	112	-	-	(28)	-	-	-	84
Ecoprogetto Tortona	2.200	-	-	-	-	-	-	2.200
Fingas	5.808	-	-	(25)	-	-	-	5.783
Global Service	6	-	-	-	-	-	-	6
Il tempio	108	-	-	51	-	-	-	159
Iniziative Ambientali	488	-	-	-	-	-	-	488
Mestni Plinovodi	4.859	-	-	-	-	-	-	4.859
Mondo Acqua	568	-	-	122	-	-	-	690
Nord Ovest Servizi	4.375	-	-	-	-	-	-	4.375
Rio Riazzone	224	-	-	-	-	-	-	224
Salerno Energia Vendite	2.254	-	-	694	(822)	-	-	2.126
Sinergie Italiane	-	-	-	-	-	-	-	-
Sosel	949	-	-	19	(55)	-	-	913
Tirana Acque	-	-	-	-	-	-	-	-
TRM V	63.244	-	(81.718)	2.882	-	5.093	10.499	-
Valle Dora Energia	546	-	-	12	-	-	-	558
TOTALE	163.142	30	(91.093)	6.829	(1.427)	4.672	12.599	94.752

La variazione area di consolidamento si riferisce all'acquisizione del controllo e al conseguente consolidamento integrale delle società Atena S.p.A. e TRM V. Per ulteriori dettagli si rimanda al paragrafo Fatti di rilievo del periodo della Relazione sulla gestione.

Le valutazioni con effetto diretto a Patrimonio Netto si riferiscono per ASA alla variazione del semestre della riserva di hedge accounting e per TRM V all'imputazione a conto economico degli importi rilevati negli esercizi precedenti nelle altre componenti di conto economico e relativi alla riserva di hedge accounting.

La rivalutazione del periodo per TRM V si riferisce per 10.499 migliaia di euro alla rideterminazione al fair value, alla data di acquisizione delle quote di controllo, dell'interessenza di minoranza detenuta al 31 dicembre 2015 e per 2.882 migliaia di euro alla contabilizzazione del pro-quota dei risultati maturati dal Gruppo TRM V al 31 dicembre 2015 non già contabilizzati nel precedente esercizio in quanto i dati risultavano provvisori alla data di approvazione del bilancio del Gruppo Iren.

La rivalutazione del periodo per Atena si riferisce alla differenza positiva fra le attività nette acquisite e il costo di acquisizione.

Relativamente alla partecipazione in Sinergie Italiane, il cui valore contabile è nullo, si segnala il fondo rischi per 10.000 migliaia di euro dovuto al rischio di copertura di perdite della partecipata.

NOTA 6 _ALTRE PARTECIPAZIONI

Tale voce si riferisce a partecipazioni in società sulle quali il Gruppo non esercita né controllo, né controllo congiunto, né influenza notevole. Tali partecipazioni sono state mantenute al costo sostenuto rettificato da eventuali perdite durevoli di valore in quanto non è stato possibile determinare in modo attendibile il loro fair value.

L'elenco delle partecipazioni in altre imprese appartenenti al Gruppo al 30 giugno 2016 è riportato in allegato.

Le variazioni intervenute nel semestre sono presentate nella tabella esposta nel seguito:

	31/12/2015	Decrementi	Variazione area di consolidamento	30/06/2016
A2A Scarl	-	-	7	7
Acque Potabili Siciliane	-	-	-	-
Astea Energia	7	-	-	7
Atena Patrimonio	10.645	-	(10.645)	-
Autostrade Centro Padane	1.248	-	-	1.248
BT Enia	2.110	-	-	2.110
C.R.P.A.	52	-	-	52
CIDIU	2.294	-	-	2.294
Consorzio Italiano Compostatori	3	-	-	3
Consorzio Leap	10	-	-	10
Consorzio Topix	5	-	-	5
Cosme	2	(2)	-	-
CSP Innovazione nelle ICT	28	-	-	28
Environment Park	1.243	-	-	1.243
Fondo Core Multiutilities	100	-	-	100
Italeko AD.	11	-	-	11
RE Innovazione	12	-	-	12
Rupe	10	(10)	-	-
SDB Società di biotecnologie	10	-	-	10
Stadio di Albaro	27	-	-	27
T.I.C.A.S.S.	4	-	-	4
TOTALE	17.821	(12)	(10.638)	7.171

migliaia di euro

La variazione area di consolidamento si riferisce alla fusione avvenuta nel primo semestre di Atena Patrimonio in Atena S.p.A. e alla successiva acquisizione del controllo in quest'ultima. Per maggiori dettagli si rimanda al paragrafo Fatti di rilievo del periodo della Relazione sulla gestione.

NOTA 7_CREDITI COMMERCIALI NON CORRENTI

La voce ammonta a 72.816 migliaia di euro (73.788 migliaia di euro al 31 dicembre 2015) e si riferisce ai crediti del servizio idrico integrato per minori volumi erogati rispetto al vincolo di ricavi spettante al gestore; il vigente metodo tariffario ne prevede generalmente (fatto salvo eventuale raggiungimento del limite di crescita tariffario) il recupero in tariffa dopo due esercizi.

NOTA 8_ATTIVITA' FINANZIARIE NON CORRENTI

La voce pari a 50.749 migliaia di euro (53.012 migliaia di euro al 31 dicembre 2015) è composta da titoli diversi dalle partecipazioni, da crediti finanziari e da *fair value* degli strumenti derivati.

Titoli diversi dalle partecipazioni

Nella voce in analisi sono inseriti titoli valutati, in base alle previsioni dello IAS 39 – *Strumenti finanziari: rilevazioni e valutazione*, come detenuti per la vendita o come investimenti posseduti fino alla scadenza.

In particolare ammontano a 36 migliaia di euro (invariato rispetto al 31 dicembre 2015) e si riferiscono a titoli a cauzione presso Enti classificati come investimenti posseduti fino alla scadenza e valutati al costo ammortizzato.

Crediti finanziari non correnti

	migliaia di euro	
	30/06/2016	31/12/2015
Crediti finanziari non correnti vs joint venture	29.444	30.236
Crediti finanziari non correnti vs Collegate	1.192	1.043
Crediti finanziari non correnti vs soci parti correlate	4.778	20.098
Crediti finanziari non correnti vs altri	14.420	1.599
Ratei e risconti attivi finanziari non correnti	734	-
Fair value contratti derivati quota non corrente	145	-
Totale	50.713	52.976

I Crediti finanziari non correnti vs joint venture riguardano crediti verso Iren Rinnovabili (5.090 migliaia di euro) e verso le sue controllate Enia Solaris (18.324 migliaia di euro), Greensource (3.548 migliaia di euro), Millenaria (1.344 migliaia di euro) e Varsi (1.138 migliaia di euro).

I crediti finanziari verso collegate si riferiscono a crediti verso le società Acquaenna, Aiga e Asti Energia Calore i cui singoli importi non sono significativi.

I crediti verso soci parti correlate riguardano crediti verso il Comune di Torino per 4.294 migliaia di euro e crediti verso il Comune di Genova per 484 migliaia di euro.

I crediti verso il Comune di Torino, sui quali maturano interessi a favore del Gruppo, sono relativi alla classificazione della quota a medio lungo termine dei crediti sul conto corrente che regola i rapporti tra la controllata Iren Servizi e Innovazione S.p.A. ed il Comune di Torino.

Tali crediti fanno parte di una posizione complessiva di 180.419 migliaia di euro, ripartita fra diverse voci di bilancio in relazione alla classificazione secondo natura e scadenza: Crediti commerciali (Nota 12) ed Attività finanziarie correnti - crediti finanziari verso controllanti (Nota 15) come evidenziato dalla tabella esposta nel seguito.

	migliaia di euro	
	30/06/2016	31/12/2015
Crediti commerciali per servizi per fatture emesse	53.305	50.595
Crediti commerciali per servizi per fatture da emettere	26.044	5.918
Crediti commerciali per forniture di energia elettrica e altro	9.679	8.256
Fondo svalutazione crediti	(7.346)	(7.770)
Totale crediti commerciali	81.682	56.999
Crediti finanziari in conto corrente quota non corrente	4.294	19.614
Totale crediti finanziari non correnti	4.294	19.614
Crediti finanziari in conto corrente quota corrente	92.466	99.899
Crediti finanziari per interessi	1.977	2.744
Totale crediti finanziari correnti	94.443	102.643
Totale	180.419	179.256

Da una prudenziale valutazione effettuata da parte degli Amministratori si ritiene che i crediti finanziari verso il Comune di Torino risultino esigibili entro i 12 mesi per un importo pari a 94.443 migliaia di euro. Tale importo comprende il saldo a breve termine dei crediti sul conto corrente che regola i rapporti tra le controllate AMIAT e Iren Servizi e Innovazione S.p.A. ed il Comune di Torino. L'esposizione complessiva del Gruppo Iren nei confronti del Comune di Torino risulta sostanzialmente invariata rispetto al 31 dicembre 2015.

L'incremento dei crediti finanziari non correnti verso altri si riferisce principalmente alla quota a lungo del credito per la cessione del ramo di azienda costituito dalla rete di telecomunicazioni (TLC) presente in Emilia-Romagna avvenuta nel corso del primo semestre del 2016.

NOTA 9_ALTRE ATTIVITA' NON CORRENTI

Il dettaglio è evidenziato nella tabella seguente:

	migliaia di euro	
	30/06/2016	31/12/2015
Depositi cauzionali	11.537	11.291
Crediti di natura tributaria oltre 12 mesi	18.140	17.722
Altre attività non correnti	3.787	3.281
Ratei e risconti attivi non correnti	23.074	11.004
Totale	56.538	43.298

I crediti per depositi cauzionali si riferiscono principalmente a somme versate alla partecipata Sinergie Italiane.

I crediti di natura tributaria oltre i 12 mesi comprendono principalmente i crediti maturati a seguito dell'istanza di deduzione IRAP da IRES art. 2 comma 1 quater DL 6 dicembre 2011 n. 201 e i crediti per l'acconto IRPEF sul TFR versato in ottemperanza alla legge 140/1997. Ai sensi di legge quest'ultimo credito viene recuperato a decorrere dal 1° gennaio 2000 ed è soggetto a rivalutazione annua calcolata con gli stessi criteri adottati per la rivalutazione del TFR.

I risconti attivi riguardano principalmente i costi prepagati, per la quota a lungo termine, relativi ai Contratti servizio Energia in capo alla controllata Iren Gestioni Energetiche S.p.A. e ai contratti di manutenzione impianti con durata pluriennale.

NOTA 10_ATTIVITÀ PER IMPOSTE ANTICIPATE

Ammontano a 283.000 migliaia di euro (252.812 migliaia di euro al 31 dicembre 2015) 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. L'incremento rispetto al 31 dicembre 2015 è principalmente riconducibile al consolidamento integrale di TRM.

ATTIVITÀ CORRENTI

NOTA 11_RIMANENZE

Le rimanenze, valorizzate al costo medio ponderato, sono costituite principalmente da gas metano, da materiali di consumo destinati alla manutenzione e costruzione del patrimonio impiantistico del Gruppo. La tabella che segue sintetizza le variazioni intervenute nel periodo di riferimento:

	migliaia di euro	
	30/06/2016	31/12/2015
Materie prime	114.930	128.440
Fondo svalutazione magazzino	(42.074)	(41.731)
Valore netto	72.856	86.709
Lavori in corso su ordinazione	10.586	9.628
Totale	83.442	96.337

La riduzione delle materie prime di periodo consegue essenzialmente al decremento degli stoccaggi gas. Il fondo svalutazione magazzino è stato costituito e si movimenta per tenere conto dell'obsolescenza tecnica e della scarsa movimentazione di alcune giacenze di materiali.

Al 30 giugno 2016 non esistono rimanenze di magazzino impegnate a garanzia di passività.

NOTA 12_CREDITI COMMERCIALI

Il dettaglio è evidenziato nella tabella seguente:

	migliaia di euro	
	30/06/2016	31/12/2015
Crediti verso clienti	794.479	840.544
Fondo svalutazione crediti	(164.662)	(153.566)
Crediti verso clienti netti	629.817	686.978
Crediti commerciali verso joint ventures	6.778	7.469
Crediti commerciali verso collegate	17.667	23.857
Crediti commerciali verso altre imprese del gruppo	27.497	31.118
Crediti commerciali verso soci parti correlate	115.700	102.899
Fondo svalutazione crediti verso soci parti correlate	(10.874)	(11.299)
Totale	786.585	841.022

Si segnala che al 30 giugno 2016 sono state effettuate operazioni di factoring con *derecognition* del credito per complessive 41.386 migliaia di euro.

I crediti commerciali, al lordo del fondo svalutazione crediti, sono dettagliati per scadenza come segue:

	migliaia di euro	
	30/06/2016	31/12/2015
Non scaduti	487.339	585.063
Scaduti da 0 a 3 mesi	145.812	115.029
Scaduti da 3 a 12 mesi	110.808	80.460
Scaduti oltre 12 mesi	218.162	225.335
Totale	962.121	1.005.887

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 164.662 migliaia di euro (153.566 migliaia di euro al 31 dicembre 2015).

Crediti verso Joint venture

Si tratta di crediti che il Gruppo vanta verso le proprie joint ventures, consolidate con il metodo del patrimonio netto. Si riferiscono a normali operazioni commerciali, intrattenute a condizioni di mercato. Per maggiori dettagli si rimanda alla tabella dei rapporti con parti correlate riportata in allegato.

Crediti verso imprese collegate

Si riferiscono a normali operazioni commerciali, intrattenute a condizioni di mercato. Per maggiori dettagli si rimanda alla tabella dei rapporti con parti correlate riportata in allegato.

Crediti verso altre imprese del gruppo

Riguardano crediti verso le imprese controllate dagli enti territoriali proprietari (Comuni di Genova, Parma, Piacenza, Reggio Emilia e Torino) 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 10.874 migliaia di euro (11.299 migliaia di euro al 31 dicembre 2015). Per maggiori dettagli si rimanda alla tabella dei rapporti con parti correlate riportata in allegato.

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

	migliaia di euro						
	31/12/2015	Rilascio	Riclassifiche	Variazione area di consolidamento	Accantonamenti del periodo	Utilizzi	30/06/2016
Fondo svalutazione crediti	153.566	-	337	4.517	21.439	(15.197)	164.662
Fondo svalutazione crediti vs soci parti correlate	11.299	(88)	(337)	-	-	-	10.874
Totale	164.865	(88)	-	4.517	21.439	(15.197)	175.536

NOTA 13_CREDITI PER IMPOSTE CORRENTI

Ammontano a 19.816 migliaia di euro (19.991 migliaia di euro al 31 dicembre 2015) e comprendono i crediti verso l'erario per IRES e IRAP.

NOTA 14_CREDITI VARI E ALTRE ATTIVITA' CORRENTI

Il dettaglio è evidenziato nella tabella seguente:

	migliaia di euro	
	30/06/2016	31/12/2015
Crediti per imposta governativa erariale/UTIF	596	1.700
Credito verso Erario per IVA	15.888	13.859
Altri crediti di natura tributaria	5.866	5.609
Crediti tributari entro 12 mesi	22.350	21.168
Crediti verso CCSE	102.244	72.780
Crediti per certificati verdi	35.855	20.387
Crediti per anticipi a fornitori	14.786	9.564
Altre attività correnti	8.546	18.211
Altre attività correnti	161.431	120.942
Ratei e risconti	24.273	21.256
Totale	208.054	163.366

Si segnala che al 30 giugno 2016 sono state effettuate operazioni di factoring con *derecognition* del credito per certificati verdi, per titoli di efficienza energetica e per *Emission Trading* per complessivi 56.852 migliaia di euro.

In relazione ai crediti verso la Cassa Conguaglio Settore Elettrico (CCSE) si segnala che una quota degli importi esposti potrebbe non essere esigibile entro i 12 mesi successivi. L'incremento rispetto al 31 dicembre 2015 è riconducibile principalmente alle attività inerenti i titoli di efficienza energetica.

L'incremento dei crediti per certificati verdi è riconducibile principalmente al consolidamento integrale di TRM.

NOTA 15_ATTIVITA' FINANZIARIE CORRENTI

Il dettaglio è evidenziato nella tabella seguente:

	migliaia di euro	
	30/06/2016	31/12/2015
Crediti finanziari verso joint venture	444.013	444.202
Crediti finanziari verso collegate	394	386
Crediti finanziari verso Comuni soci parti correlate	94.443	102.643
Crediti finanziari verso altri	7.215	4.071
Attività per strumenti derivati correnti	1.855	-
Totale	547.920	551.302

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.

Crediti finanziari verso joint venture

Riguardano principalmente i crediti verso la joint venture OLT Offshore relativi al finanziamento concesso dalla società Iren Mercato per 439.000 migliaia di euro (invariato rispetto al 31 dicembre 2015), i crediti verso la joint venture Acque Potabili S.p.A. per 2.321 migliaia di euro (2.384 migliaia al 31 dicembre 2015)

e i crediti verso il Gruppo Iren Rinnovabili per 2.692 migliaia di euro (2.818 migliaia di euro al 31 dicembre 2015).

Crediti finanziari verso collegate

La voce si riferisce a crediti verso società collegate per singoli importi non rilevanti. Per maggiori dettagli si rimanda al prospetto dei rapporti con parti correlate riportato in allegato.

Crediti finanziari verso soci parti correlate

Riguardano crediti sui quali maturano interessi a favore del Gruppo e ammontano a 94.443 migliaia di euro (102.643 migliaia di euro al 31 dicembre 2015). Sono relativi al saldo a breve termine del conto corrente che regola i rapporti tra le controllate Iren Servizi e Innovazione S.p.A. e AMIAT S.p.A. ed il Comune di Torino come già anticipato alla precedente nota 8 a cui si rimanda per completezza di informazione.

La restante parte dei crediti finanziari verso il Comune è stata pertanto classificata nei "Crediti finanziari non correnti - crediti verso soci parti correlate" (4.294 migliaia di euro).

Crediti finanziari verso altri

Comprendono crediti per dividendi da incassare di società collegate, ratei e risconti attivi aventi natura finanziaria, crediti finanziari diversi e titoli di stato classificati come disponibili per la vendita.

Attività per strumenti derivati correnti

Si riferiscono al *fair value* positivo dei contratti derivati sulle commodities stipulati da Iren Mercato.

NOTA 16_DISPONIBILITÀ LIQUIDE E MEZZI EQUIVALENTI

La voce disponibilità liquide e mezzi equivalenti risulta essere così costituita:

	migliaia di euro	
	30/06/2016	31/12/2015
Depositi bancari e postali	170.728	137.948
Denaro e valori in cassa	402	1.628
Totale	171.130	139.576

Le disponibilità liquide sono rappresentate dalle disponibilità in essere su depositi bancari e postali. Il Gruppo non dispone di mezzi equivalenti a disponibilità liquide, intesi come impieghi finanziari a breve termine e ad alta liquidità che sono prontamente convertibili in valori di cassa noti e soggetti ad un irrilevante rischio di variazione

NOTA 17_ATTIVITÀ DESTINATE AD ESSERE CEDUTE

Le attività destinate ad essere cedute sono valutate al minore tra il loro valore netto contabile e il *fair value* al netto dei costi di vendita e ammontano a 920 migliaia di euro (5.420 migliaia di euro al 31 dicembre 2015).

Per 440 migliaia di euro (4.940 migliaia di euro al 31 dicembre 2015) si riferiscono alla partecipazione in Plurigas in liquidazione. La partecipazione è stata classificata tra le attività destinate ad essere cedute in quanto nel corso del 2014 si è conclusa l'operatività della società. In assenza di un attendibile e comparabile riferimento di mercato, e quindi assumendo un *fair value* pari alla quota di patrimonio netto detenuta dal Gruppo (30%), si è provveduto a rettificare in diminuzione il valore d'iscrizione della partecipazione sulla base del valore dei dividendi distribuiti ad Iren nel corso del primo semestre 2016 (4.500 migliaia di euro).

Per 322 migliaia di euro (invariato rispetto al 31 dicembre 2015) si riferiscono alla partecipazione in SMAG.

Per 158 migliaia di euro (invariato rispetto al 31 dicembre 2015) si riferiscono alla società collegata Piana Ambiente.

Inoltre, tra le attività destinate ad essere cedute è presente la partecipazione in Fata Morgana che al 30 giugno 2016 risulta essere completamente svalutata.

PASSIVO

NOTA 18_PATRIMONIO NETTO

Il patrimonio netto risulta essere così composto:

	migliaia di euro	
	30/06/2016	31/12/2015
Capitale sociale	1.276.226	1.276.226
Riserve e Utili (Perdite) a nuovo	483.363	429.444
Risultato netto del periodo	119.112	118.193
Totale patrimonio netto di pertinenza della Capogruppo	1.878.701	1.823.863
Capitale e riserve di pertinenza di Terzi	278.574	215.923
Utile (perdita) di pertinenza di Terzi	11.973	21.880
Totale patrimonio netto consolidato	2.169.248	2.061.666

Capitale sociale

Il capitale sociale ammonta a 1.276.225.677 euro (invariato rispetto al 31 dicembre 2015), 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.

Le 94.500.000 azioni di Risparmio, 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	
	30/06/2016	31/12/2015
Riserva sovrapprezzo azioni	105.102	105.102
Riserva legale	45.585	39.360
Riserva copertura flussi finanziari	(32.561)	(36.665)
Altre riserve e Utile (perdite) accumulate	365.237	321.647
Totale riserve	483.363	429.444

Riserva coperture di flussi finanziari

Con l'adozione dello IAS 39 la variazione del fair value dei contratti derivati designati come strumenti di copertura efficaci viene contabilizzata in bilancio con contropartita direttamente a patrimonio netto nella riserva di copertura di flussi finanziari. Tali contratti sono stati stipulati per coprire l'esposizione al rischio di oscillazione dei tassi di interesse dei mutui a tasso variabile e al rischio della variazione dei prezzi nei contratti di acquisto di energia elettrica e gas.

Altre riserve e Utile (perdite) accumulate

Sono composte principalmente dall'avanzo generato dalla fusione per incorporazione di AMGA in AEM Torino e successivamente di Enià in Iride, da utili e perdite portati a nuovo e dalla riserva che accoglie gli utili e le perdite attuariali derivanti dalla valutazione dei benefici ai dipendenti successivi al rapporto di lavoro.

Nel corso del primo semestre 2016 si sono incrementate principalmente per gli utili portati a nuovo dell'esercizio 2015. Per maggiori dettagli si rimanda al prospetto delle variazioni delle voci di patrimonio netto.

PASSIVITA' NON CORRENTI

NOTA 19_PASSIVITA' FINANZIARIE NON CORRENTI

Ammontano complessivamente a 3.035.921 migliaia di euro (2.698.648 migliaia di euro al 31 dicembre 2015) e sono composte da:

Obbligazioni

Ammontano a 1.186.885 migliaia di euro (1.186.551 migliaia di euro al 31 dicembre 2015) e sono posizioni relative alla Capogruppo per:

- 154.928 migliaia di euro (155.311 migliaia di euro al 31 dicembre 2015) riferiti a due prestiti obbligazionari non convertibili (puttable bonds), emessi nel 2008, con scadenza 2021. Il prestito obbligazionario, della durata complessiva di 13 anni, prevede che, dopo il terzo anno e successivamente ogni due anni, in caso di mancato esercizio da parte delle banche dell'opzione di rimborso alla pari, venga avviato un meccanismo di asta competitiva, per la determinazione di un credit spread per i successivi 2 anni, da applicare ad un tasso fisso già definito. La procedura per la terza asta è stata completata a settembre 2015, con la definizione del credit spread per il periodo settembre 2015 - settembre 2017. L'importo si riferisce al valore a costo ammortizzato, secondo i principi IAS;
- 1.031.956 migliaia di euro (1.031.240 migliaia di euro al 31 dicembre 2015) riferiti ad emissioni di Private Placement e Public Bond. Private Placement: a) Notes scadenza 2020, cedola 4,37%, importo di emissione 260 milioni, attualmente in circolazione per 200,5 milioni a seguito di riacquisti (tender offer) eseguiti a dicembre 2015; b) Notes scadenza 2019, cedola 3%, importo di emissione 100 milioni, attualmente in circolazione per 90,1 milioni a seguito di tender offer come sopra. Public Bond: a) Notes scadenza 2021, cedola 3%, importo di emissione 300 milioni, attualmente in circolazione per 250,019 milioni a seguito di riacquisti come sopra; b) Notes scadenza 2022, cedola 2,75%, importo 500 milioni, emissione inaugurale a novembre 2015, a fronte di un programma EMTN per complessivi 1 miliardo di euro. I prestiti obbligazionari sono stati sottoscritti da investitori istituzionali italiani ed esteri e sono quotati alla Borsa Irlandese; ai Public Bond è attribuito rating Fitch. L'importo contabile si riferisce al valore a costo ammortizzato, secondo i principi IAS.

Debiti finanziari non correnti verso istituti di credito

I finanziamenti a medio lungo termine riguardano esclusivamente la quota a lungo dei mutui concessi dagli istituti finanziari ed ammontano a 1.699.077 migliaia di euro (1.477.052 migliaia di euro al 31 dicembre 2015).

I finanziamenti a medio lungo termine possono essere analizzati per regime di tasso (con le rispettive indicazioni di tasso minimo e tasso massimo applicati) e per scadenza, come illustrato nella tabella che segue:

	migliaia di euro		
	a tasso fisso	a tasso variabile	TOTALE
tasso min/max	2,79% - 5,249%	0,00% - 2,624%	
periodo di scadenza	2018-2027	2018-2030	
2018	61.719	59.140	120.859
2019	60.500	570.406	630.906
2020	59.954	92.944	152.898
2021	62.237	45.667	107.904
successivi	337.451	349.059	686.511
Totale debiti 30/6/2016	581.862	1.117.215	1.699.077
Totale debiti 31/12/2015	660.699	816.353	1.477.052

I finanziamenti sono tutti denominati in euro.

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

	31/12/2015					30/6/2016	
	Totale debiti	Incrementi	Variazione area consolidamento	Riduzioni	Variazione costo ammortizzato	Totale debiti	
- a tasso fisso	660.699	0	1.559	(80.486)	89	581.862	
- a tasso variabile	816.353	20.000	327.823	(47.518)	558	1.117.215	
TOTALE	1.477.052	20.000	329.383	(128.004)	647	1.699.077	

Il totale dei debiti a medio lungo termine al 30 giugno 2016 risulta in aumento rispetto al 31 dicembre 2015, per effetto delle seguenti variazioni:

- incrementi per 20 milioni di euro, a fronte dell'erogazione alla Capogruppo di un nuovo finanziamento da parte di Banca di Piacenza;
- inserimento nel perimetro di consolidamento dal 2016 di due nuove Società: TRM S.p.A., con la relativa posizione di debito a medio-lungo termine per 325.680 migliaia di euro (project financing); Atena S.p.A., con le relative posizioni di mutuo per complessivi 3.702 migliaia di euro;
- riduzione per complessivi 128.004 migliaia di euro per la classificazione a breve termine delle quote dei finanziamenti in scadenza entro i prossimi 12 mesi;
- variazioni di costo ammortizzato per la contabilizzazione ai fini IAS dei finanziamenti.

Altre passività finanziarie

Ammontano a 149.959 migliaia di euro (35.045 migliaia di euro al 31 dicembre 2015) e si riferiscono per 137.333 migliaia di euro (32.369 migliaia di euro al 31 dicembre 2015) al *fair value* dei contratti derivati stipulati per coprire l'esposizione al rischio di oscillazione dei tassi di interesse dei mutui a tasso variabile (per il commento si rinvia al paragrafo "Gestione dei rischi finanziari del Gruppo"), per 10.277 migliaia di euro (non presenti al 31 dicembre 2015) alla quota a lungo termine del debito conseguente all'operazione avvenuta nel corso del corrente semestre di acquisizione del diritto d'uso del 25% della capacità complessiva della rete TLC ceduta a BT Enia e per 2.349 migliaia di euro (2.676 migliaia di euro al 31 dicembre 2015) a debiti finanziari diversi.

NOTA 20_BENEFICI AI DIPENDENTI

Nel corso del primo semestre 2016 hanno avuto la seguente movimentazione:

	migliaia di euro
Valore al 31/12/2015	135.092
Obbligazioni maturate per l'attività prestata nel periodo	773
Oneri finanziari	1.031
Erogazioni dell'esercizio	(5.487)
Variazione area di consolidamento	5.005
Altre variazioni	(242)
Valore al 30/06/2016	136.172

La voce variazione area di consolidamento si riferisce ai saldi acquisti nel corso del primo semestre relativi alle società TRM S.p.A., Atena S.p.A. e Atena Trading.

Le passività per benefici a dipendenti sono costituite da:

Trattamento di fine rapporto (TFR)

Nel corso del primo semestre 2016 il TFR ha avuto la seguente movimentazione:

	migliaia di euro
Valore al 31/12/2015	96.546
Obbligazioni maturate per l'attività prestata nel periodo	517
Oneri finanziari	690
Erogazioni dell'esercizio	(4.467)
Variazione area di consolidamento	4.483
Altre variazioni	36
Valore al 30/06/2016	97.805

Altri benefici

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

Mensilità aggiuntive (premio anzianità)

	migliaia di euro
Valore al 31/12/2015	3.176
Obbligazioni maturate per l'attività prestata nel periodo	45
Oneri finanziari	23
Valore al 30/06/2016	3.244

Premio Fedeltà

	migliaia di euro
Valore al 31/12/2015	3.132
Obbligazioni maturate per l'attività prestata nel periodo	65
Oneri finanziari	21
Erogazioni dell'esercizio	(100)
Valore al 30/06/2016	3.118

Agevolazioni tariffarie

	migliaia di euro
Valore al 31/12/2015	26.862
Obbligazioni maturate per l'attività prestata nel periodo	146
Oneri finanziari	261
Erogazioni dell'esercizio	(670)
Variazione area di consolidamento	522
Altre variazioni	(278)
Valore al 30/06/2016	26.843

Fondo Premungas

	migliaia di euro
Valore al 31/12/2015	5.376
Oneri finanziari	36
Erogazioni dell'esercizio	(250)
Valore al 30/06/2016	5.162

Ipotesi attuariali

La valutazione delle passività esposte in precedenza è effettuata da attuari indipendenti in occasione della predisposizione del bilancio consolidato di fine anno.

Si sottolinea che la passività relativa ai programmi a benefici definiti, è determinata sulla base di ipotesi attuariali ed è rilevata per competenza coerentemente alle prestazioni di lavoro necessarie per l'ottenimento dei benefici.

Allo scopo di definire l'ammontare del valore attuale delle obbligazioni si è proceduto alla stima delle future prestazioni che, sulla base di ipotesi evolutive connesse sia allo sviluppo numerico della collettività, sia allo sviluppo retributivo, saranno erogate a favore di ciascun dipendente nel caso di prosecuzione dell'attività lavorativa, pensionamento, decesso, dimissioni o richiesta di anticipazione.

Per la determinazione dell'ammontare dello sconto energia sono state considerate proiezioni attuariali dei probabili sconti sui consumi di energia elettrica che saranno erogati a favore degli attuali pensionati e dei loro coniugi superstiti, nonché degli attuali dipendenti (ed eventuali coniugi superstiti) dopo la cessazione del rapporto di lavoro.

Ai fini della scelta del tasso di sconto adottato nelle valutazioni previste dallo IAS 19, sono stati considerati i seguenti elementi:

- mercato dei titoli di riferimento;
- data di riferimento delle valutazioni;
- durata media prevista delle passività in esame.

La durata media residua delle passività è stata ottenuta come media ponderata delle durate medie residue delle passività relative a tutti i benefici e a tutte le Società del Gruppo.

Le ipotesi di natura economico-finanziaria adottate per le elaborazioni sono le seguenti:

Tasso annuo di attualizzazione	0,91% - 2,03%
Tasso annuo di inflazione	1,50% - 2,00%
Tasso annuo di incremento del costo dell'energia elettrica	1,50% - 2,00%
Tasso annuo incremento TFR	2,63% - 3,00%

NOTA 21_FONDI PER RISCHI ED ONERI

Il dettaglio è esposto nella seguente tabella e si riferisce sia alla quota corrente che alla quota non corrente:

	Saldo iniziale	Incrementi	Decrementi	Proventi (oneri) da attualizzazione	Variazione area di consolidamento	Saldo finale	Quota corrente
Fondo ripristino beni di terzi	134.642	6.146	(907)	510	-	140.391	3.209
Fondi post mortem	31.705	-	(1.353)	2.321	-	32.673	4.051
Fondo smantellamento e bonifica area	27.673	-	(50)	1.267	7.946	36.836	2.576
Fondo CIG/CIGS	11.598	512	-	-	-	12.110	-
Fondo oneri esodo personale	31.940	453	(7.136)	-	-	25.257	7.567
Fondo rischi su partecipazioni	10.651	-	(651)	-	65	10.065	10.065
Altri fondi per rischi ed oneri	142.498	16.451	(33.461)	349	21.253	147.090	85.299
Totale	390.707	23.562	(43.558)	4.447	29.264	404.422	112.767

La colonna variazione area di consolidamento si riferisce ai saldi acquisti nel corso del primo semestre relativi alle società TRM S.p.A. e Atena S.p.A.. In particolare la voce altri fondi per rischi ed oneri si riferisce per 19.677 migliaia di euro a oneri per compensazioni ambientali di TRM S.p.A. e sono classificati nella quota corrente del fondo (nota 28).

Fondo ripristino beni di terzi e opere devolvibili

Il fondo ripristino beni di terzi si riferisce principalmente alla passività che, in caso di riassegnazione delle concessioni del servizio idrico relativo agli ATO di Parma Piacenza e Reggio Emilia, verrà dedotta, dagli investimenti nel frattempo effettuati, dall'indennizzo versato al Gruppo da parte di un nuovo gestore entrante. Tale passività viene stimata in funzione dell'ammortamento del complesso dei beni e delle dotazioni afferenti il suddetto ciclo idrico integrato, che per effetto delle operazioni di scissione effettuate nel 2005 dalle tre società AGAC, Tesea e AMPS (poi confluite nella ex Enia) sono stati conferiti nei bilanci di tre società patrimoniali di proprietà interamente pubblica, come previsto dall'art. 113, comma 13 del T.U.E.L. Tale complesso di beni viene utilizzato per svolgere il servizio idrico a fronte della corresponsione di un canone e con l'impegno contrattuale a costituire il suddetto fondo. La parte residuale del fondo rappresenta una stima dell'onere necessario per la restituzione dei beni in concessione del settore idroelettrico 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 30 giugno 2016. I decrementi si riferiscono, inoltre, agli utilizzi per copertura di costi sostenuti nel periodo relativamente alle attività di smaltimento del percolato (relativi ai lotti chiusi delle discariche ancora attive sia di proprietà che in gestione), al complesso degli oneri sostenuti nella fase di post-esercizio fino alla completa mineralizzazione del rifiuto, nonché alla riconversione a "verde" delle aree dei bacini interessati a discarica.

Fondo smantellamento e bonifica area

Il "Fondo smantellamento e bonifica area" rappresenta in parte la stima prudenziale degli oneri da sostenere in relazione alla futura bonifica dei terreni relativi all'area ex-AMNU, su cui era presente un forno inceneritore; l'altra parte si riferisce alla stima potenziale degli oneri legati al futuro smantellamento di alcuni impianti del Gruppo.

Fondo CIG/CIGS

L'ammontare del fondo rischi si riferisce ai rischi probabili di esborsi relativi a maggiori contributi da corrispondere all'INPS per cassa integrazione, ordinaria e straordinaria, e mobilità.

Nel mese di settembre 2013 sono state depositate alcune sentenze rese nei confronti di Iren e di società controllate che hanno contenuto negativo e respingono i ricorsi della società, statuendo l'obbligo di versamento dei contributi a titolo di CIG, CIGS, Mobilità e Disoccupazione. Gli Amministratori sono pertanto addivenuti alla decisione di provvedere al regolare pagamento della contribuzione relativa alla cassa integrazione guadagni (oltre a CIGS e mobilità) a partire dal 2014. Nel fondo permane la stima prudenziale relativa ad eventuali somme aggiuntive ed ai diritti di riscossione per un importo complessivo pari a 12.110 migliaia di euro.

Fondo oneri esodo personale

Il fondo si riferisce agli oneri legati all'esodo di una parte del personale dipendente e trae origine dalle risultanze di un accordo fra il Gruppo Iren e le Organizzazioni Sindacali che prevede l'accompagnamento incentivato alla pensione anticipata di una parte dei dipendenti occupati, mediante adesioni su base volontaria tra i lavoratori del Gruppo potenzialmente interessati. L'operazione si iscrive in un più ampio quadro di riequilibrio professionale e demografico del personale del Gruppo Iren, a fronte di un piano di inserimento di giovani.

L'incentivazione, a totale carico del Gruppo Iren (in applicazione dell'art. 4 della legge 92/2012), consentirà al personale più anziano di andare in pensione fino a 24 mesi prima della data di maturazione, colmando in parte il ritardo nella cessazione del rapporto di lavoro venutosi a determinare dopo la riforma del sistema previdenziale.

Lo stanziamento rappresenta la stima della corresponsione a favore dei dipendenti interessati al Piano, tramite INPS, di una prestazione di importo pari al trattamento di pensione che spetterebbe in base alle regole vigenti (c.d. isopensione) con versamento all'INPS della contribuzione fino al raggiungimento dei requisiti minimi per il pensionamento (in conformità alla citata legge 92/2012), ed una somma, per ognuno degli interessati, a titolo di una tantum come incentivazione.

Fondi rischi su partecipazioni

La voce si riferisce principalmente ai rischi relativi alla copertura di future perdite della partecipata Sinergie Italiane.

Altri fondi per rischi e oneri

L'ammontare del fondo si riferisce principalmente ai rischi probabili di maggiori oneri inerenti la realizzazione di impianti attualmente già completati o ancora da ultimare, alla stima dell'IMU/ICI da versare sul valore degli impianti delle centrali calcolata come previsto dall'articolo 1-quinquies del Decreto legge n. 44 del 31 marzo 2005, alla stima degli oneri relativi alla restituzione delle quote di emissione, agli oneri per compensazioni ambientali e a probabili oneri inerenti contenziosi vari.

La parte corrente riferita ai fondi sopra descritti è esposta nella voce "fondi quota corrente" (nota 28).

NOTA 22_PASSIVITA' PER IMPOSTE DIFFERITE

Le passività per imposte differite, pari a 187.115 migliaia di euro (141.840 migliaia di euro al 31 dicembre 2015), sono dovute alle differenze temporanee tra il valore contabile e quello fiscale di attività e passività iscritte in bilancio. L'incremento rispetto al 31 dicembre 2015 è principalmente riconducibile al consolidamento integrale di TRM.

Si segnala inoltre che le imposte differite sono state calcolate applicando le aliquote previste nel momento in cui le differenze temporanee si riverseranno.

NOTA 23_DEBITI VARI E ALTRE PASSIVITA' NON CORRENTI

Sono composti come riportato nella tabella seguente:

	migliaia di euro	
	30/06/2016	31/12/2015
Debiti oltre 12 mesi	34.745	35.548
Risconti passivi per contributi c/impianto - non correnti	163.121	165.639
Ratei e risconti passivi non correnti	3.402	4.022
Totale	201.268	205.209

La voce "Debiti oltre 12 mesi" si riferisce ad anticipi versati da utenti a garanzia sulla fornitura di acqua, alle somme relative ad esercizi precedenti da versare per la cassa integrazione guadagni (CIG), per la cassa integrazione guadagni straordinaria (CIGS) e per la mobilità e all'importo dell'imposta sostitutiva calcolata sulla plusvalenza derivante dall'apporto di parte del patrimonio immobiliare al Fondo Core Multiutilities da versare oltre i 12 mesi dalla data del bilancio.

PASSIVITA' CORRENTI

NOTA 24_PASSIVITA' FINANZIARIE CORRENTI

La scadenza di tutti i debiti finanziari iscritti in questa voce non supera i 12 mesi. Il valore contabile di tali debiti approssima il loro fair value in quanto l'impatto dell'attualizzazione risulta trascurabile.

Le passività finanziarie a breve termine sono così suddivise:

	migliaia di euro	
	30/06/2016	31/12/2015
Debiti verso istituti di credito	270.065	171.216
Debiti finanziari verso joint venture	-	1.369
Debiti finanziari verso società collegate	183	107
Debiti finanziari verso altri	2.915	28.915
Passività per strumenti derivati correnti	4.778	13.004
Totale	277.941	214.611

Debiti finanziari verso istituti di credito

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

	migliaia di euro	
	30/06/2016	31/12/2015
Mutui – quota a breve	192.634	152.865
Altri debiti verso banche a breve	52.036	6.329
Ratei e risconti passivi finanziari	25.395	12.022
Totale	270.065	171.216

Debiti finanziari verso joint venture

Non presenti al 30 giugno 2016. Al 31 dicembre 2015 si riferivano a debiti verso il Gruppo Iren Rinnovabili.

Debiti finanziari verso collegate

Si riferiscono a debiti verso la società Valle Dora Energia.

Debiti finanziari verso altri

Riguardano principalmente debiti per dividendi da liquidare. La sensibile riduzione rispetto al 31 dicembre 2015 è dovuta al venir meno nel corso del primo semestre del rapporto verso società di factoring per anticipazioni su fatture emesse.

Passività per strumenti derivati correnti

Si riferiscono al *fair value* negativo dei contratti derivati sulle commodities stipulati da Iren Mercato.

NOTA 25_DEBITI COMMERCIALI

La scadenza di tutti i debiti commerciali non supera i 12 mesi. Il valore contabile di tali debiti approssima il loro fair value in quanto l'impatto dell'attualizzazione risulta trascurabile.

	migliaia di euro	
	30/06/2016	31/12/2015
Debiti verso fornitori	549.674	667.139
Debiti commerciali verso joint venture	457	217
Debiti commerciali verso collegate	5.266	36.368
Debiti commerciali verso soci parti correlate	15.176	18.362
Debiti commerciali verso imprese minori del gruppo	4.468	8.191
Acconti esigibili entro 12 mesi	30.237	45.979
Depositi cauzionali entro 12 mesi	16.792	21.048
Vincoli da rimborsare entro 12 mesi	1.392	1.392
Totale	623.462	798.696

La significativa diminuzione dei debiti commerciali rispetto al 31 dicembre 2015 è dovuta alla riduzione dei debiti verso fornitori conseguente all'andamento della stagionalità termica.

NOTA 26_DEBITI VARI E ALTRE PASSIVITA' CORRENTI

La scadenza di tutti i debiti iscritti in questa voce non supera i 12 mesi. Il valore contabile di tali debiti approssima il loro fair value in quanto l'impatto dell'attualizzazione risulta trascurabile.

	migliaia di euro	
	30/06/2016	31/12/2015
Debito per IVA	8.891	8.384
Debito per imposta governativa erariale/UTIF	13.275	-
Debiti per IRPEF	756	9.279
Altri debiti tributari	25.800	11.526
Debiti tributari entro 12 mesi	48.722	29.189
Debiti verso dipendenti	40.697	33.672
Debiti verso CCSE	83.794	58.132
Debiti verso istituti previdenziali entro 12 mesi	28.522	17.208
Altre passività correnti	52.007	69.281
Altri debiti entro 12 mesi	205.020	178.293
Ratei e Risconti passivi	11.269	12.751
Totale	265.011	220.233

L'incremento dei debiti per imposta governativa erariale è dovuto alle dinamiche dei versamenti in acconto e in saldo che sono influenzate dai volumi di fatturazione dell'esercizio di competenza e dell'esercizio precedente.

L'incremento dei debiti verso la Cassa Conguaglio del Settore Energetico del periodo è legato alle stime di perequazione passiva di energia elettrica e gas.

Le altre passività correnti includono, fra l'altro, le stime di costo per oneri ambientali (certificati verdi passivi), per gli obblighi relativi ai titoli di efficienza energetica e i debiti per canoni di depurazione.

NOTA 27_DEBITI PER IMPOSTE CORRENTI

La posta "Debiti per imposte correnti", che risulta pari a 94.076 migliaia di euro (21.687 migliaia di euro al 31 dicembre 2015), è comprensiva di debiti IRES e IRAP. Inoltre, la voce include la stima delle imposte del semestre corrente.

NOTA 28_FONDI PER RISCHI ED ONERI QUOTA CORRENTE

La voce ammonta a 112.767 migliaia di euro (98.405 migliaia di euro al 31 dicembre 2015) e si riferisce alla quota a breve dei fondi, così suddivisa:

- fondo rischi per 58.309 migliaia di euro;
- fondo oneri per compensazioni ambientali per 19.677 migliaia di euro;
- fondo oneri relativi all'obbligo di restituzione delle quote di emissione per 7.313 migliaia di euro;
- fondo rischi partecipazioni per 10.065 migliaia di euro, riferito principalmente alla collegata Sinergie Italiane,
- fondo oneri legati all'esodo del personale per 7.567 migliaia di euro;
- fondo ripristino beni di terzi per 3.209 migliaia di euro;
- fondo smantellamento e bonifica aree e fondi post mortem per 6.627 migliaia di euro, che si prevedono di utilizzare entro i 12 mesi successivi.

Per maggiori dettagli sulla composizione e movimentazione dei fondi per rischi ed oneri si rimanda alla nota 21.

NOTA 29_PASSIVITA' CORRELATE AD ATTIVITA' DESTINATE AD ESSERE CEDUTE

Non sono presenti passività correlate ad attività destinate ad essere cedute al 30 giugno 2016.

POSIZIONE FINANZIARIA

L'indebitamento finanziario netto, calcolato come differenza tra i debiti finanziari a breve, medio e lungo termine e le attività finanziarie a breve, medio e lungo termine, è composto come riportato nella tabella seguente:

	migliaia di euro	
	30/06/2016	31/12/2015
Attività finanziarie a medio e lungo termine	(50.749)	(53.012)
Indebitamento finanziario a medio e lungo termine	3.035.921	2.698.648
Indebitamento finanziario netto a medio e lungo termine	2.985.172	2.645.636
Attività finanziarie a breve termine	(719.050)	(690.878)
Indebitamento finanziario a breve termine	277.941	214.611
Indebitamento finanziario netto a breve termine	(441.109)	(476.267)
Indebitamento finanziario netto	2.544.063	2.169.369

Dettaglio Posizione Finanziaria Netta verso parti correlate

Le attività finanziarie a lungo termine sono relative per 4.294 migliaia di euro alla quota a lungo termine del conto corrente che regola i rapporti tra la controllata Iren Servizi e Innovazione e il Comune di Torino, per 484 migliaia di euro a crediti verso il Comune di Genova, per 1.192 migliaia di euro a crediti verso società collegate e per 29.444 migliaia di euro a crediti verso le joint ventures del Gruppo Iren Rinnovabili. Le attività finanziarie a breve termine sono relative per 94.443 migliaia di euro al saldo a breve termine del conto corrente tra le controllate Iren Servizi e Innovazione e AMIAT ed il Comune di Torino, per 439.000 migliaia di euro a crediti verso la joint venture OLT Offshore, per 2.320 migliaia di euro a crediti verso la joint venture Acque Potabili, per 3.048 migliaia di euro a crediti verso la joint venture Iren Rinnovabili e sue controllate, per 394 migliaia di euro a crediti verso società collegate i cui singoli importi sono trascurabili.

Le passività finanziarie a breve termine sono relative per 183 migliaia di euro a debiti verso la società collegata Valle Dora Energia.

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	
	30/06/2016	31/12/2015
A. Cassa	(171.130)	(139.576)
B. Altre disponibilità liquide (dettagli)	-	-
C. Titoli detenuti per la negoziazione	-	-
D. Liquidità (A) + (B) + (C)	(171.130)	(139.576)
E. Crediti finanziari correnti	(547.920)	(551.302)
F. Debiti bancari correnti	77.431	18.351
G. Parte corrente dell'indebitamento non corrente	192.634	152.865
H. Altri debiti finanziari correnti	7.876	43.395
I. Indebitamento finanziario corrente (F)+(G)+(H)	277.941	214.611
J. Indebitamento finanziario corrente netto (I) – (E) – (D)	(441.109)	(476.267)
K. Debiti bancari non correnti	1.699.077	1.477.052
L. Obbligazioni emesse	1.186.885	1.186.552
M. Altri debiti non correnti	149.959	35.045
N. Indebitamento finanziario non corrente (K) + (L) + (M)	3.035.921	2.698.649
O. Indebitamento finanziario netto (J) + (N)	2.594.812	2.222.382

VII. INFORMAZIONI SUL CONTO ECONOMICO

Le tabelle che seguono, ove non diversamente indicato, riportano i dati in migliaia di euro.

Il conto economico consolidato del Gruppo accoglie le grandezze economiche delle controllate TRM Holding S.p.A., TRM V. S.p.A. e TRM S.p.A. dal 1° gennaio 2016 e delle controllate Atena S.p.A. e Atena Trading S.r.l. dal 1° maggio 2016; i risultati economici del primo semestre 2016 sono quindi influenzati dall'inclusione di tali entità nel perimetro di consolidamento.

Si segnala inoltre che, a differenza del primo semestre 2015, le voci di conto economico comprendono inoltre, nell'arco temporale in oggetto, i risultati del "Ramo Ligure" acquisito da Acque Potabili S.p.A. con efficacia 1° luglio 2015.

RICAVI

NOTA 30_RICAVI PER BENI E SERVIZI

La voce in questione risulta pari a 1.439.272 migliaia di euro (1.442.412 migliaia di euro nel primo semestre 2015). Per maggiori dettagli sull'andamento dei ricavi per settori di attività si rimanda alle tabelle del paragrafo X Informativa per settori di attività.

NOTA 31_VARIAZIONE DEI LAVORI IN CORSO

La voce, positiva, ammonta a 923 migliaia di euro (-74 migliaia di euro nel primo semestre 2015) e si riferisce alla contabilizzazione dei proventi relativi all'avanzamento lavori del progetto Torino LED e di altre attività di manutenzione straordinaria verso il Comune di Torino.

NOTA 32_ALTRI PROVENTI

Gli altri proventi ammontano complessivamente a 115.033 migliaia di euro (137.034 migliaia di euro nel primo semestre 2015) e riguardano contributi, ricavi per titoli energetici e proventi diversi. Nelle tabelle seguenti viene riportato dettaglio delle singole voci.

Contributi

	migliaia di euro	
	I semestre 2016	I semestre 2015
Contributi c/impianto	4.177	4.360
Contributi allacciamento	2.267	5.723
Altri contributi	152	581
Totale	6.596	10.664

I contributi in conto impianti rappresentano la quota di competenza dei contributi calcolata in proporzione alle quote di ammortamento degli impianti a cui si riferiscono.

Ricavi titoli energetici

	migliaia di euro	
	I semestre 2016	I semestre 2015
Ricavi Emission Trading	665	1.327
Ricavi Certificati Verdi	44.342	36.285
Ricavi Certificati Bianchi	23.905	19.348
Totale	68.912	56.960

I ricavi per Certificati Verdi del primo semestre 2016 annoverano, fra l'altro, la maturazione dell'incentivo inerente all'impianto di termovalorizzazione di TRM ed agli impianti idroelettrici del Gruppo.

Proventi diversi

	migliaia di euro	
	I semestre 2016	I semestre 2015
Ricavi da contratti di servizio	2.167	6.135
Ricavi da affitti attivi e noleggi	771	902
Plusvalenze da alienazione di beni	1.568	592
Recuperi assicurativi	7.761	171
Rimborsi diversi	3.065	4.130
Proventi per Fair Value derivati sulle commodity	-	287
Altri ricavi e proventi	24.193	57.193
Totale	39.525	69.410

La voce "Altri ricavi e proventi" comprende, fra l'altro, proventi inerenti al sistema elettrico di anni precedenti. Il dato del periodo comparativo accoglieva rettifiche di stime pregresse di debiti verso fornitori e di perequazione. I recuperi assicurativi si riferiscono principalmente a rimborsi su danni subiti in esercizi precedenti da impianti idrici.

COSTI

NOTA 33_COSTI MATERIE PRIME, SUSSIDIARIE, DI CONSUMO E MERCI

La voce in oggetto si compone delle seguenti voci:

	migliaia di euro	
	I semestre 2016	I semestre 2015
Acquisto energia elettrica	123.382	113.983
Acquisto gas	257.177	366.460
Acquisto calore	24	61
Acquisto altri combustibili	125	802
Acquisto Acqua	791	604
Altre materie prime e materiali magazzino	31.372	32.866
Emission trading	11.516	14.997
Certificati verdi	57	-
Certificati bianchi	17.165	11.630
Variazione delle rimanenze	15.139	(6.003)
Totale	456.748	535.400

I costi per materie prime, sussidiarie, di consumo e merci si riducono di circa 74 milioni di euro. La diminuzione consegue essenzialmente alle dinamiche di prezzo degli acquisti di gas, parzialmente controbilanciate dalla valorizzazione degli obblighi per certificati bianchi, dai maggiori acquisti di energia elettrica e dall'incremento delle rimanenze (principalmente stoccaggi gas).

NOTA 34_ PRESTAZIONI DI SERVIZI E GODIMENTO BENI DI TERZI

I costi per prestazioni di servizi ammontano a 451.546 migliaia di euro e (431.072 migliaia di euro nel primo semestre 2015) e sono dettagliati nella tabella seguente:

	migliaia di euro	
	I semestre 2016	I semestre 2015
Trasporto energia elettrica e oneri sistema elettrico	220.548	185.787
Vettoriamiento gas	28.768	24.582
Lavori di terzi, manutenzioni e prestazioni industriali	67.206	78.096
Raccolta e smaltimento, spazzamento neve, verde pubblico	65.978	78.176
Costi relativi al personale (mensa, formazione, trasferte)	4.348	2.861
Consulenze tecniche, amministrative commerciali e spese pubblicitarie	17.225	12.269
Spese legali e notarili	2.603	2.699
Assicurazioni	8.700	12.455
Spese bancarie	4.994	4.119
Spese telefoniche	2.094	2.570
Servizi di lettura e bollettazione	5.463	5.433
Compensi Collegio Sindacale	446	573
Altri costi per servizi	23.173	21.452
Totale costi per servizi	451.546	431.072

Gli appalti e i lavori riguardano principalmente costi per esercizio e manutenzione di impianti e reti. L'incremento si riferisce essenzialmente ai costi di trasporto energia elettrica e agli oneri del sistema elettrico.

I costi per godimento beni di terzi ammontano a 21.187 migliaia di euro (23.345 migliaia di euro nel primo semestre 2015). Comprendono canoni corrisposti al gestore unico dell'Ambito Genovese, canoni corrisposti alle società proprietarie degli assets del servizio idrico integrato dei comuni di Parma Piacenza e Reggio Emilia, servitù di attraversamento terreni, canoni per leasing operativo (comprensivi dell'affitto dei fabbricati del fondo Core Multiutilities), noleggi, canoni informatici e affitti vari.

NOTA 35_ ONERI DIVERSI DI GESTIONE

Gli oneri diversi di gestione ammontano a 34.352 migliaia di euro (si attestavano a 38.998 migliaia di euro nel primo semestre 2015); sono dettagliati nella tabella seguente:

	migliaia di euro	
	I semestre 2016	I semestre 2015
Spese generali	4.608	4.559
Canoni e sovraccanoni di derivazione	7.876	7.638
Imposte e tasse	8.941	10.349
Sopravvenienze passive	8.605	13.580
Minusvalenze da alienazione di beni	229	53
Altri oneri diversi di gestione	4.093	2.819
Totale	34.352	38.998

La diminuzione della voce "imposte e tasse" afferisce principalmente agli oneri per IMU su impianti e fabbricati del Gruppo; la voce include anche gli oneri per occupazione e ripristino suolo pubblico. Gli altri oneri diversi di gestione afferiscono principalmente ad indennità ambientali a carico del Gruppo, in

aumento per il consolidamento di TRM S.p.A.. Le sopravvenienze passive afferiscono a chiusure di stime di anni precedenti relative a fornitori e titoli energetici.

NOTA 36_COSTI PER LAVORI INTERNI CAPITALIZZATI

I costi per lavori interni capitalizzati ammontano a 10.130 migliaia di euro (10.583 migliaia di euro nel primo semestre 2015) e riguardano gli incrementi dell'attivo patrimoniale realizzati con risorse e fattori produttivi interni.

	migliaia di euro	
	I semestre 2016	I semestre 2015
Manodopera capitalizzata	(7.280)	(8.071)
Materiali di magazzino capitalizzati	(2.850)	(2.512)
Totale	(10.130)	(10.583)

NOTA 37_COSTO DEL PERSONALE

I costi per il personale si attestano a 184.444 migliaia di euro (183.041 migliaia di euro nel primo semestre 2015) e sono così dettagliati:

	migliaia di euro	
	I semestre 2016	I semestre 2015
Retribuzioni lorde	129.528	127.257
Oneri sociali	42.697	43.677
TFR	517	385
Altri benefici a lungo termine dipendenti	256	440
Altri costi per il personale	10.768	10.501
Compensi amministratori	678	781
Totale	184.444	183.041

Si segnala che, come riportato in nota 36, sono stati capitalizzati 7.280 migliaia di euro di costi relativi al personale dipendente.

Gli altri costi del personale comprendono i contributi 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. Negli altri costi del personale è compreso inoltre l'adeguamento del fondo per gli oneri legati all'incentivo all'esodo.

L'incremento del costo del personale legato a retribuzioni ed oneri sociali consegue essenzialmente al consolidamento dal punto di vista economico di Atena S.p.A. e Atena Trading S.r.l. a partire dal 1° maggio 2016 e, in misura minore, al consolidamento di TRM S.p.A. da inizio esercizio.

La composizione del personale è evidenziata nella tabella seguente.

	30/06/2016	31/12/2015	Media del periodo
Dirigenti	95	82	96
Quadri	250	238	240
Impiegati	2.915	2.859	2.870
Operai	3.046	2.953	2.980
Totale	6.306	6.132	6.186

NOTA 38_ AMMORTAMENTI

	migliaia di euro	
	I semestre 2016	I semestre 2015
Attività materiali e investimenti immobiliari	102.937	93.571
Attività immateriali	40.059	37.367
Totale	142.996	130.938

Gli ammortamenti del periodo ammontano a 142.996 migliaia di euro (130.938 migliaia di euro nel primo semestre 2015). La variazione della voce rispetto al primo semestre all'esercizio precedente consegue essenzialmente all'inclusione nell'area di consolidamento di TRM S.p.A. e ATENA S.p.A..

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

NOTA 39_ ACCANTONAMENTI E SVALUTAZIONI

	migliaia di euro	
	I semestre 2016	I semestre 2015
Fondo svalutazione crediti	21.439	22.829
Fondi rischi e ripristino beni di terzi	15.431	13.125
Rilascio fondi	(8.894)	(5.660)
Svalutazioni	4.146	220
Totale	32.122	30.514

La voce si attesta a 32.122 migliaia di euro (30.514 migliaia di euro nel periodo comparativo).

L'andamento degli accantonamenti a fondi rischi è riferibile principalmente a contenziosi inerenti gli impianti del Gruppo, mentre i rilasci fondi del periodo si riferiscono in buona parte al venir meno di rischi di maggiori oneri di sistema elettrico.

Le svalutazioni del periodo si originano principalmente dalla diminuzione del prezzo di mercato di parte dello stock dei diritti di emissione in portafoglio.

Il dettaglio della consistenza e della movimentazione dei fondi è riportato nel commento della voce "Fondi per rischi e oneri" dello Stato Patrimoniale.

NOTA 40_GESTIONE FINANZIARIA

Proventi finanziari

I proventi finanziari ammontano a 13.135 migliaia di euro (16.091 migliaia di euro nel primo semestre 2016) – il dettaglio è riportato nella tabella seguente:

	migliaia di euro	
	I semestre 2016	I semestre 2015
Dividendi	1.052	1.230
Interessi attivi verso banche	130	37
Interessi attivi su crediti/finanziamenti	10.259	10.282
Interessi attivi da clienti	1.490	2.095
Proventi fair value contratti derivati	21	459
Plusvalenza da cessione di attività finanziarie	56	1.920
Utili su cambi	2	1
Altri proventi finanziari	125	67
Totale	13.135	16.091

Gli interessi attivi su crediti/finanziamenti si riferiscono a interessi attivi verso la joint venture OLT Offshore (7.575 migliaia di euro) e ad interessi su crediti maturati sui rapporti di conto corrente tra il Gruppo e il Comune di Torino per 1.977 migliaia di euro.

La plusvalenza da cessione di attività finanziarie presente nel primo semestre 2015 si riferiva all'alienazione della società VEA Energia e Ambiente, sino ad allora collocata nelle "Attività destinate ad essere cedute".

Oneri finanziari

La voce ammonta a 65.983 migliaia di euro (54.747 migliaia di euro nel periodo comparativo). Il dettaglio degli oneri finanziari è riportato nella tabella seguente:

	migliaia di euro	
	I semestre 2016	I semestre 2015
Interessi passivi su mutui	21.726	24.086
Interessi passivi su prestiti obbligazionari	21.577	17.553
Interessi passivi su c/c bancari	22	596
Interessi passivi verso altri	1.047	3.228
Oneri finanziari capitalizzati	-	(21)
Oneri da fair value contratti derivati	2.032	-
Oneri su contratti derivati realizzati	13.153	5.853
Minusvalenza da cessione di attività finanziarie	10	-
Interest cost - Benefici ai dipendenti	1.030	886
Perdite su cambi	1	1
Altri oneri finanziari	5.385	2.565
Totale	65.983	54.747

L'incremento degli oneri su prestiti obbligazionari risente, fra l'altro, degli interessi, lungo tutto il periodo, sul Public Bond emesso a novembre 2015. Gli interessi passivi su mutui e prestiti obbligazionari comprendono gli importi relativi alla valutazione al costo ammortizzato.

Gli oneri da fair value su contratti derivati accolgono le variazioni di fair value e il riversamento a conto economico di una quota di riserva di cash flow hedge relativi ad alcune posizioni di copertura che non soddisfano i requisiti formali per l'applicazione dell'hedge accounting.

Gli oneri su contratti derivati realizzati includono, a partire, dal 1° gennaio 2016, la quota riferita al consolidamento integrale di TRM S.p.A.

Il dettaglio degli oneri finanziari per benefici ai dipendenti è riportato nella nota di commento "Benefici ai dipendenti" dello Stato Patrimoniale.

Gli altri oneri finanziari sono costituiti principalmente da oneri finanziari per l'attualizzazione dei fondi.

NOTA 41_RISULTATO DI COLLEGATE CONTABILIZZATE CON IL METODO DEL PATRIMONIO NETTO

Il risultato è positivo per 705 migliaia di euro (positivo per 4.793 migliaia di euro nel primo semestre 2015) e si compone di rivalutazioni per 8.153 migliaia di euro e di svalutazioni per 7.448 migliaia di euro.

La variazione (4.088 migliaia di euro) è sostanzialmente da attribuirsi all'andamento dei risultati pro-quota di ASA ed OLT Offshore, parzialmente mitigati dalla variazione, complessivamente positiva, dei risultati di altre società collegate.

Nel primo semestre 2015 la voce comprendeva il risultato di TRM V. ed ATENA, oggi consolidate integralmente.

Per maggiori dettagli si rimanda alla nota 5.

NOTA 42_RETTFICA DI VALORE DI PARTECIPAZIONI

Ammonta a 12.599 migliaia di euro (non presente nel primo semestre 2015) e si riferisce:

- per 10.499 migliaia di euro alla rideterminazione al fair value, alla data di acquisizione delle quote di controllo, dell'interessenza di minoranza detenuta al 31 dicembre 2015 in TRM V.;
- per 2.100 migliaia di euro alla differenza fra le attività nette acquisite del gruppo ATENA e il costo di acquisizione.

NOTA 43_IMPOSTE SUL REDDITO

Le imposte sul reddito del primo semestre 2016 sono stimate pari a 71.328 migliaia di euro (67.918 migliaia di euro nel primo semestre 2015) e sono il risultato della migliore stima dell'aliquota media attesa per l'intero esercizio.

NOTA 44_RISULTATO NETTO DA ATTIVITA' OPERATIVE CESSATE

Non è presente sia nel primo semestre 2016 che nel periodo comparativo.

NOTA 45_UTILE (PERDITA) DI PERTINENZA DI TERZI

L'utile di terzi, pari a 11.973 migliaia di euro (12.313 migliaia di euro nel primo semestre 2015), si riferisce alla quota di pertinenza degli azionisti di minoranza delle società consolidate integralmente, ma non possedute al 100% dal Gruppo.

NOTA 46_UTILE (PERDITA) PER AZIONE

Ai fini del calcolo dell'utile base e diluito per azione si segnala che il numero delle azioni ordinarie del primo semestre 2016 rappresenta la media ponderata, invariata rispetto al periodo precedente, in circolazione nel periodo di riferimento sulla base di quanto previsto dallo IAS 33 § 20.

	I Semestre 2016	I Semestre 2015
Utile (perdita) netto (migliaia di euro)	119.112	102.559
Numero medio ponderato di azioni in circolazione durante l'esercizio (migliaia)	1.276.226	1.276.226
Utile (perdita) per azione base (euro)	0,09	0,06

L'utile per azione diluito è calcolato dividendo l'utile netto per il numero di azioni rettificato. Quest'ultimo viene calcolato ipotizzando la conversione di tutti gli strumenti finanziari che hanno una potenzialità di diluizione delle azioni ordinarie.

	I Semestre 2016	I Semestre 2015
Utile (perdita) netto (migliaia di euro)	119.112	102.559
Numero medio ponderato di azioni (migliaia)	1.276.226	1.276.226
Numero medio ponderato di azioni ai fini del calcolo dell'utile per azione diluito (migliaia)	1.276.226	1.276.226
Utile (perdita) per azione diluito (euro)	0,09	0,06

NOTA 47_ALTRE COMPONENTI DI CONTO ECONOMICO COMPLESSIVO

Le altre componenti di conto economico complessivo ammontano a +2.554 migliaia di euro (si attestavano a +9.540 migliaia di euro nel primo semestre 2015) e comprendono i seguenti elementi:

- la quota efficace delle variazioni di *fair value* della copertura di flussi finanziari, negativa per 1.730 migliaia di euro, che 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), e comprende nel semestre la movimentazione inerente a TRM S.p.A..
- la quota degli altri utili/(perdite) delle imprese valutate con il metodo del patrimonio netto, positiva per 4.743 migliaia di euro, che si riferisce alle variazioni di *fair value* della copertura di flussi finanziari e commodities di società collegate.
- l'effetto fiscale delle altre componenti di conto economico complessivo, negativo per 459 migliaia di euro.

VIII. GARANZIE E PASSIVITÀ POTENZIALI

Le garanzie prestate riguardano:

- a) Fideiussioni per impegni propri per 363.618 migliaia di euro (346.530 migliaia di euro al 31 dicembre 2015); le voci più significative si riferiscono a fideiussioni emesse a favore:
- di Provincia di Reggio Emilia per 61.756 migliaia di euro a fronte conferimento rifiuti e gestioni operative e post-mortem di impianti soggetti ad A.I.A.;
 - di Provincia Torino per 56.906 migliaia di euro a fronte conferimento rifiuti e gestione post-mortem impianti soggetti ad A.I.A.;
 - di ATO-R per 41.000 migliaia di euro come garanzie definitive procedura AMIAT/TRM;
 - di Comune Città di Torino per 27.884 migliaia di euro come garanzie definitive procedura AMIAT/TRM;
 - di INPS per 26.882 migliaia di euro per procedura esodo programmato dei dipendenti delle società del gruppo;
 - del GME per 25.300 migliaia di euro a garanzia del contratto di adesione al mercato;
 - di Terna per 20.176 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 SNAM Rete Gas per 18.242 migliaia di euro, di cui 942 migliaia di euro nell'interesse di OLT Offshore LNG Toscana in relazione alla realizzazione di un punto di consegna;
 - di Agenzie Dogane per euro 16.537 migliaia di euro a garanzia del regolare versamento dell'imposte erariali e addizionali comunali e provinciali sui consumi di energia elettrica ed accise gas;
 - di Provincia di Parma per 11.397 migliaia di euro a fronte conferimento rifiuti e gestione operative e post-mortem di impianti soggetti ad A.I.A.;
 - di CONSIP per 9.200 migliaia di euro per contratti fornitura energia elettrica;
 - del Ministero dell'Ambiente per 6.268 migliaia di euro ;
 - di Provincia di Piacenza per 4.695 migliaia di euro a fronte conferimento rifiuti e gestione operative e post-mortem di impianti soggetti ad A.I.A.;
 - di Comune di Alessandria per 3.332 migliaia di euro a fronte partecipazione gara gestione servizio teleriscaldamento;
 - di Comune di Parma per 3.184 migliaia di euro a garanzia impianto di Cornocchio e per contratti manutenzione;
 - di ATERSIR per 3.060 per convenzioni aree emiliane S.I.I. e S.G.R.U.;
 - di TRM SpA per 3.000 migliaia di euro come garanzia definitiva procedura AMIAT/TRM;
 - di REAM Sgr SpA per 2.356 migliaia di euro a garanzia dei futuri canoni di locazione degli immobili conferiti al fondo immobiliare denominato Fondo Core Multiutilities;
 - del Comune di Moncalieri per 1.486 migliaia di euro a garanzia dell'esecuzione delle opere di urbanizzazione indotta;
 - di Italgas per 2.264 migliaia di euro a garanzia contratto distribuzione gas naturale;
 - di FCT Holding per 2.000 migliaia di euro come garanzia definitiva procedura AMIAT/TRM;
- b) Garanzie prestate per conto di società controllate e collegate per 322.239 migliaia di euro, principalmente a garanzia affidamenti bancari e contratti commerciali/Parent Company Guarantee per conto Iren Mercato Spa;

Si segnala che gli importi più rilevanti, relativi alle garanzie prestate per conto di società collegate, attengono alla società collegata Sinergie Italiane (in particolare riguardano garanzie per affidamenti bancari e patronage per 34.333 migliaia di euro, invariato rispetto al 31.12.2015). I liquidatori hanno condotto a termine i principali contratti di approvvigionamento e dal 1° ottobre 2012 l'attività operativa della società è quindi unicamente costituita dall'acquisto di gas dal fornitore russo Gazprom e dalla vendita dello stesso ai soci o loro controllate, tra i quali Iren Mercato. Di conseguenza si è realizzato il progressivo rientro dell'esposizione finanziaria della società con la conseguente riduzione degli obblighi di garanzia dei soci.

Si segnala inoltre la fideiussione emessa a favore di Banca Intesa per 4.001 migliaia di euro a garanzia del mutuo della società collegata Mestni Plinovodi.

IMPEGNI

Relativamente alla controllata Mediterranea delle Acque, si segnala l'esistenza di un impegno all'interno dell'Accordo quadro con il Socio F2i rete idrica S.p.A. che prevede al paragrafo 15 un obbligo di indennizzo da parte di Iren Acqua Gas in caso di passività, perdite o danni subiti da F2i o da Mediterranea delle Acque stessa o dalle sue partecipate, derivanti da non veridicità o non correttezza delle dichiarazioni espresse nell'accordo stesso, con specifico e significativo riferimento ai contenziosi fiscali in essere tra cui, specificamente individuato, il contenzioso instaurato con l'Agenzia delle Entrate per il riconoscimento degli ammortamenti dedotti da Mediterranea delle Acque relativamente al ramo di azienda idrico conferito nel dicembre 1999 da Amga S.p.A. nella neo costituita Genova Acque S.p.A. (poi diventata Mediterranea delle Acque in seguito a fusione con gli Acquedotti privati genovesi).

Si segnala inoltre che in alcuni contratti di finanziamento preesistenti con Cariparma è presente una *Ownership clause* con impegno da parte di Iren S.p.A. a mantenere il controllo della società Iren Ambiente S.p.A. e da parte di Iren Ambiente S.p.A. a detenere, direttamente o indirettamente, la titolarità di un pacchetto di quote pari ad almeno il 70% del capitale sociale di Varsi Fotovoltaico, che ha in essere un contratto di finanziamento con Cariparma stessa.

PASSIVITA' POTENZIALI

Mediterranea delle Acque: Contenzioso ufficio entrate

Con riferimento al contenzioso con l'Agenzia delle Entrate, inerente gli avvisi di accertamento anni 2003, 2004, 2005, 2006, 2007, 2008, 2009 2010 e 2011 ai sensi art. 37 bis comma 4 dpr 600/73 conferimento ramo di Azienda, ampiamente illustrato nel bilancio al 31 dicembre 2015, vengono di seguito riportati gli eventi e gli aggiornamenti intervenuti nel corso del 2016 e sino alla data di approvazione del presente relazione da parte del Consiglio di Amministrazione.

Con riferimento alle Sentenze relative alle annualità 2003, 2004 e 2005, come già riferito nei bilanci precedenti, la Commissione Tributaria Provinciale di Genova ha accolto le ragioni dell'Ufficio limitatamente all'imposta, la società ha presentato appello con conseguente costituzione nanti la Commissione Tributaria Regionale in data 8 Luglio 2011.

L'Ufficio ha anch'esso presentato appelli nei termini limitatamente alla parte sanzioni, in relazione alle quali la Commissione Tributaria Provinciale in Sentenza aveva accolto le ragioni della società.

Anche con riferimento all'annualità 2006 la Commissione Tributaria Provinciale di Genova, ha accolto le ragioni dell'Ufficio, limitatamente all'imposta; la società ha tempestivamente impugnato la sentenza nanti la Commissione Tributaria Regionale.

In data 20 maggio 2016 presso la Commissione Tributaria Regionale di Genova sono stati discussi gli appelli relativi alle annualità 2003, 2004, 2005 e 2006.

Ad oggi la società è in attesa di conoscere le decisioni della Commissione non essendo ancora stata pubblicata la sentenza relativa.

In data 8 agosto 2012 è stato notificato l'avviso di accertamento per l'annualità 2007, sempre relativo all'avvenuta deduzione della quota di ammortamento - per quell'anno - dei valori derivanti dal conferimento d'azienda del 23 dicembre 1999 operato da AMGA S.p.A. (maggiore imposta accertata euro 1.503.342).

La Società ha proposto il relativo ricorso e si è costituita in giudizio l'11/12/2012. La Commissione Tributaria Provinciale di Genova si è pronunciata a favore dell'amministrazione finanziaria, limitatamente all'imposta, depositata il 24 Aprile 2015.

In data 8 marzo 2013 è stato notificato l'avviso di accertamento per l'annualità 2008, sempre relativo all'avvenuta deduzione della quota di ammortamento - per quell'anno - dei valori derivanti dal conferimento d'azienda del 23 dicembre 1999 operato da AMGA S.p.A. (maggiore imposta accertata euro 1.267.248).

La Società ha proposto il relativo ricorso in data 24/04/2013 e si è costituita in giudizio il 9/05/2013. Anche in questo caso la Commissione Tributaria Provinciale di Genova si è pronunciata a favore dell'amministrazione finanziaria, limitatamente all'imposta, depositata il 24 Aprile 2015.

Le sentenze relative alle annualità 2007 e 2008 sono state impugnate dalla Società in data 6 novembre 2015.

L'Ufficio ha anch'esso presentato appelli nei termini limitatamente alla parte sanzioni, in relazione alle quali la Commissione Tributaria Provinciale aveva accolto le ragioni della società. Relativamente a tali annualità si è in attesa della fissazione dell'udienza.

Nel corso del 2013 la Direzione Regionale delle Entrate della Liguria ha effettuato un accesso relativamente agli anni 2009, 2010 e 2011. Tale accesso si è concluso nel mese di aprile 2014.

In data 9 settembre 2014 è stato notificato l'avviso di accertamento per l'annualità 2009, sempre relativo all'avvenuta deduzione della quota di ammortamento - per quell'anno - dei valori derivanti dal conferimento d'azienda del 23 dicembre 1999 operato da AMGA S.p.A. (maggiore imposta accertata euro 1.267.248).

La Società ha proposto il relativo ricorso in data 29/10/2014. La causa è stata discussa in data 20 Aprile 2015. La Commissione Tributaria Provinciale di Genova ha accolto integralmente il ricorso della società con sentenza depositata in data 28 Maggio 2015.

L'Ufficio ha anch'esso presentato appello nei termini e la società ha presentato atto di controdeduzioni in data 6 novembre 2015.

In data 21 e 28 Maggio 2015 sono stati notificati alla società gli avvisi di accertamento per le annualità 2010 e 2011 per i quali è stata depositata istanza di accertamento con adesione.

I predetti avvisi, dopo un tentativo di adesione, sono stati impugnati nanti la Commissione Tributaria Provinciale di Genova in data 6 novembre 2015. La discussione dei suddetti avvisi è avvenuta in data 24 Febbraio 2016. Al momento si è in attesa della Sentenza della Commissione Tributaria Provinciale di Genova.

In relazione al contenzioso sopra descritto l'Agenzia delle Entrate ha provveduto ad iscrivere a ruolo le somme spettanti in forza di legge relativamente alle annualità 2003-2004-2005-2006 per complessivi Euro 4.745.569 comprensivi di oneri accessori. Gli importi relativi sono stati tempestivamente versati entro le rispettive date di scadenza. Gli importi versati sono stati contabilizzati alla voce altri crediti non correnti.

L'Ufficio, a seguito del deposito delle sentenze n. 868/1/15 e n. 867/1/15, del 13.01.2015, depositate in data 24.04.2015, in data 12 maggio 2015 ha notificato alla Società le intimazioni di pagamento n. TLCIPPNO0002/2015 e n. TLCIPPNO0003/2015 con cui ha richiesto il pagamento di complessivi euro 2.349.485,01 (di cui euro 1.627.780,67 a titolo di IRES ed euro 219.279,35 a titolo di IRAP), inclusi interessi, relativamente alle annualità 2007 e 2008; la Società ha presentato istanza di sospensione amministrativa, accolta in data 9 Luglio 2015, e ha poi provveduto al pagamento delle suddette intimazioni in data 21.12.2015. Gli importi versati sono stati contabilizzati alla voce altri crediti non correnti.

Nel corso del mese di Dicembre 2015 la Direzione Regionale delle Entrate della Liguria ha effettuato un nuovo accesso relativamente ai periodi di imposta 2012 e 2013. Tale accesso si è concluso nello stesso mese di Dicembre 2015.

Al momento non sono ancora stati notificati gli avvisi di accertamento per il 2012 e 2013 relativi all'avvenuta deduzione della quota di ammortamento - per quegli anni - dei valori derivanti dal conferimento d'azienda del 23 dicembre 1999 operato da AMGA S.p.A.

La Società, sia alla luce del parere rilasciato dai consulenti fiscali che l'assistono, sia in considerazione della pronuncia favorevole sopra indicata afferente l'annualità 2009, ritiene che il rischio derivante dal contenzioso sia qualificabile come passività potenziale ai sensi dello IAS 37, trattandosi di un onere possibile ma non probabile: di conseguenza, coerentemente con le indicazioni del principio contabile di riferimento, se ne è data evidenza nelle note illustrative 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 delle sentenze sfavorevoli – in punto di imposta - 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.

Il totale accoglimento del ricorso relativo all'annualità 2009 di cui si è sopra riferito ha ulteriormente rafforzato tale convinzione.

Allo stato attuale del contraddittorio, per le ragioni sopra indicate - adeguatamente motivate negli atti prodotti in sede di contenzioso - e sulla base delle motivazioni delle sentenze di primo grado, che hanno giustificano la proposizione dell'appello, la Società ritiene che si addiverrà all'accoglimento integrale del ricorso ed all'annullamento degli avvisi di accertamento.

La Società pertanto non ritiene di dover effettuare uno specifico accantonamento, non essendo probabile l'impiego di risorse economiche a saldo delle pretese erariali.

Ai sensi del paragrafo 86 dello IAS 37, si forniscono le seguenti informazioni relative alla passività potenziale in commento:

- a) qualora si dovesse consolidare l'orientamento risultante dalle sentenze sopra richiamate, si dovrebbero considerare indeducibili per la Società, per tutti gli anni ancora aperti ai fini delle imposte sui redditi, tutti gli ammortamenti calcolati da Mediterranea delle Acque S.p.A. sulla plusvalenza contabile realizzata in occasione dei conferimenti da AMGA S.p.A., ed a suo tempo non assoggettata ad imposta in capo a quest'ultima, pari a circa Euro 93 milioni. Ciò comporterebbe un onere complessivo per imposte e interessi pari a circa 30,32 Milioni di Euro di cui circa 0,43 Milioni per maggiori imposte di competenza del 1° semestre 2016.
- 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.

IX. INFORMATIVA PER SETTORI DI ATTIVITA'

In ottemperanza a quanto previsto dall'IFRS 8, si forniscono di seguito le informazioni per aree di business, che si basano sulla struttura direzionale e sul sistema di reporting interno del Gruppo. Per la natura dell'attività svolta dalle società del Gruppo la ripartizione per area geografica non è rilevante.

Si segnala che a partire dal 1° gennaio 2016 viene presentata l'informativa per settori di attività come descritto nel seguito e si è quindi provveduto a riesporre i periodi di confronto in coerenza con la suddivisione per settore utilizzata dal 2016.

SETTORI DI ATTIVITA'

Il Gruppo Iren opera nei seguenti settori di attività:

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

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

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

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

Nei prospetti seguenti vengono esposti il capitale investito netto comparato ai valori al 31.12.2015 e i conti economici (fino al risultato operativo) per settore di attività, raffrontati ai dati del primo semestre 2015.

Situazione patrimoniale riclassificata per settori di attività al 30 giugno 2016

milioni di euro

	Energia	Mercato	Reti	Ambiente	Altri servizi	Non allocabili	Totale
Capitale immobilizzato	1.875	78	2.088	900	22	151	5.114
Capitale circolante netto	(33)	14	112	31	45	-	168
Altre attività e passività non correnti	(63)	20	(398)	(129)	1	-	(569)
Capitale investito netto (CIN)	1.778	112	1.802	802	68	151	4.713
Patrimonio netto							2.169
Posizione Finanziaria netta							2.544
Mezzi propri ed indebitamento finanziario netto							4.713

Situazione patrimoniale riclassificata per settori di attività al 31 dicembre 2015

milioni di euro

	Energia	Mercato	Reti	Ambiente	Altri servizi	Non allocabili	Totale
Capitale immobilizzato	1.940	74	1.973	400	24	237	4.648
Capitale circolante netto	91	(62)	125	(17)	17	-	154
Altre attività e passività non correnti	(94)	28	(408)	(99)	1	-	(571)
Capitale investito netto (CIN)	1.937	40	1.690	285	42	237	4.231
Patrimonio netto							2.062
Posizione Finanziaria netta							2.169
Mezzi propri ed indebitamento finanziario netto							4.231

Conto Economico per settori di attività Primo semestre 2016

milioni di euro

	Energia	Mercato	Reti	Ambiente	Altri servizi	Elisioni e rettifiche	Totale
Totali ricavi e proventi	403	1.084	400	254	32	(617)	1.555
Totale costi operativi	(284)	(1.001)	(251)	(191)	(27)	617	(1.138)
Margine Operativo Lordo (EBITDA)	119	83	148	63	4	-	417
Amm.ti, acc.ti netti e svalutazioni	(59)	(24)	(61)	(31)	(1)	-	(175)
Risultato operativo (EBIT)	60	59	87	33	3	-	242

Conto Economico per settori di attività Primo semestre 2015

milioni di euro

	Energia	Mercato	Reti	Ambiente	Altri servizi	Elisioni e rettifiche	Totale
Totali ricavi e proventi	398	1.199	392	234	55	(698)	1.579
Totale costi operativi	(295)	(1.137)	(234)	(198)	(36)	698	(1.201)
Margine Operativo Lordo (EBITDA)	103	62	158	36	18	-	378
Amm.ti, acc.ti netti e svalutazioni	(66)	(16)	(54)	(24)	(1)	-	(161)
Risultato operativo (EBIT)	38	46	104	12	17	-	217

X. ALLEGATI AL BILANCIO SEMESTRALE ABBREVIATO CONSOLIDATO

ELENCO DELLE IMPRESE CONSOLIDATE INTEGRALMENTE

ELENCO DELLE IMPRESE VALUTATE CON IL METODO DEL PATRIMONIO NETTO

ELENCO DELLE PARTECIPAZIONI IN ALTRE IMPRESE

RICONCILIAZIONE PROSPETTI DI BILANCIO IAS/IFRS CON I PROSPETTI DI BILANCIO RICLASSIFICATI (Comunicazione Consob n. 6064293 del 26 luglio 2006)

DETTAGLIO RAPPORTI CON PARTI CORRELATE

ELENCO DELLE IMPRESE CONSOLIDATE INTEGRALMENTE

Società	Sede	Valuta	Capitale sociale	% possesso	Società partecipante
Iren Ambiente S.p.A.	Piacenza	Euro	63.622.002	100,00	Iren
Iren Energia S.p.A.	Torino	Euro	918.767.148	100,00	Iren
Iren Mercato S.p.A.	Genova	Euro	61.356.220	100,00	Iren
Ireti S.p.A.	Tortona (AL)	Euro	196.832.103	100,00	Iren
AMIAT S.p.A.	Torino	Euro	46.326.462	80,00	AMIAT V
AMIAT V S.p.A.	Torino	Euro	1.000.000	93,06	Iren Ambiente
Atena S.p.A.	Vercelli	Euro	120.812.720	59,96	Ireti
Atena Trading S.r.l.	Vercelli	Euro	556.000	100,00	Atena
Bonifica Autocisterne S.r.l.	Piacenza	Euro	595.000	51,00	Iren Ambiente
Consorzio GPO	Reggio Emilia	Euro	20.197.260	62,35	Ireti
GEA Commerciale S.p.A.	Grosseto	Euro	340.910	100,00	Iren Mercato
Idrotigullio S.p.A.	Chiavari (GE)	Euro	979.000	66,55	Mediterranea delle Acque
Immobiliare delle Fabbriche S.r.l.	Genova	Euro	90.000	100,00	Mediterranea delle Acque
Iren Gestioni Energetiche S.p.A.	Genova	Euro	10.000.000	100,00	Iren Mercato
Iren Servizi e Innovazione S.p.A.	Torino	Euro	52.242.791	100,00	Iren Energia
Laboratori Iren Acqua Gas S.p.A.	Genova	Euro	2.000.000	90,89	Ireti
Mediterranea delle Acque S.p.A.	Genova	Euro	19.203.420	60,00	Ireti
Monte Querce S.c.a.r.l.	Reggio Emilia	Euro	100.000	60,00	Iren Ambiente
TRM Holding S.p.A.	Torino	Euro	120.000	100,00	Iren Ambiente
TRM V. S.p.A.	Torino	Euro	1.000.000	49,00	Iren Ambiente
				51,00	TRM Holding
TRM S.p.A.	Torino	Euro	86.794.220	80,00	TRM V.

ELENCO DELLE IMPRESE VALUTATE CON IL METODO DEL PATRIMONIO NETTO

Società a controllo congiunto (joint venture)

Società	Sede	Valuta	Capitale sociale	% possesso	Società partecipante
Acque Potabili	Torino	Euro	7.633.096	44,92	Ireti
IREN Rinnovabili	Reggio Emilia	Euro	285.721	70,00	Iren Ambiente
Olt Offshore Toscana LNG S.p.A.	Milano	Euro	145.750.700	43,99	Iren Mercato

Società collegate

Società	Sede	Valuta	Capitale sociale	% possesso	Società partecipante
A2A Alfa S.r.l.	Milano	Euro	100.000	30,00	Iren Mercato
Acos Energia S.p.A.	Novi Ligure	Euro	150.000	25,00	Iren Mercato
Acos S.p.A.	Novi Ligure	Euro	17.075.864	25,00	Ireti
Acquaenna S.c.p.a.	Enna	Euro	3.000.000	46,00	Ireti
Aguas de San Pedro	S.Pedro Sula (Honduras)	Lempiras	159.900	30,00	Ireti
Aiga S.p.A.	Ventimiglia	Euro	104.000	49,00	Ireti
Amat S.p.A.	Imperia	Euro	5.435.372	48,00	Ireti
Amter S.p.A.	Cogoleto (GE)	Euro	404.263	49,00	Mediterranea delle Acque
ASA S.p.A.	Livorno	Euro	28.613.414	40,00	Ireti
ASTEА	Recanati	Euro	76.115.676	21,32	Consorzio GPO
Asti Energia e Calore S.p.A.	Asti	Euro	120.000	34,00	Iren Energia
Atena S.p.A.	Vercelli	Euro	120.812.720	59,96	Ireti
Domus Acqua S.r.l.	Domusnovas	Euro	96.000	29,00	Ireti
Ecoprogetto Tortona S.r.l.	Bolzano	Euro	1.000.000	40,00	Iren Ambiente
Fata Morgana S.p.A. (2)	Reggio Calabria	Euro	2.225.694	25,00	Ireti
Fin Gas srl	Milano	Euro	10.000	50,00	Iren Mercato
Global Service Parma	Parma	Euro	20.000	30,00	Ireti
Il Tempio S.r.l.	Reggio Emilia	Euro	110.000	45,45	Ireti
Iniziative Ambientali S.r.l.	Novellara (RE)	Euro	100.000	40,00	Iren Ambiente
Mestni Plinovodi	Koper (Slovenia)	Euro	15.952.479	49,88	Ireti
Mondo Acqua	Mondovì (CN)	Euro	1.100.000	38,50	Ireti
Nord Ovest Servizi	Torino	Euro	7.800.000	10,00	Ireti
				15,00	AMIAT
Piana Ambiente S.p.A. (2)	Gioia Tauro	Euro	1.719.322	25,00	Ireti
Plurigas S.p.A. (2)	Milano	Euro	800.000	30,00	Iren
Rio Riazzone S.p.A.	Castellarano (RE)	Euro	103.292	44,00	Iren Ambiente
Salerno Energia Vendite	Salerno	Euro	2.447.526	39,40	GEA Commerciale
Sinergie Italiane S.r.l. (1)	Milano	Euro	1.000.000	30,94	Iren Mercato
So. Sel. S.p.A.	Modena	Euro	240.240	24,00	Ireti
Tirana Acque (1)	Genova	Euro	95.000	50,00	Ireti
Valle Dora Energia S.r.l.	Torino	Euro	537.582	49,00	Iren Energia

(1) Società in liquidazione

(2) Società in liquidazione classificata nelle attività destinate a cessare

ELENCO DELLE PARTECIPAZIONI IN ALTRE IMPRESE

Società	Sede	Valuta	Capitale sociale	% possesso	Società partecipante
Acque Potabili Siciliane (in fallimento dal 29.10.2013)	Palermo	Euro	5.000.000	56,77 9,83	Acque Potabili Mediterranea delle Acque
Astea Energia	Osimo (AN)	Euro	120.000	5,95	Iren Mercato
Autostrade Centro Padane	Cremona	Euro	30.000.000	1,46	Ireti
BT ENIA Telecomunicazioni	Parma	Euro	4.226.000	12,01	Ireti
C.R.P.A.	Reggio Emilia	Euro	2.201.350	2,27	Ireti
CIDIU SPA	Collegno (TO)	Euro	4.335.314	4,82	AMIAT
CONSORZIO ITALIANO COMPOSTATORI CIC	Bologna	Euro	294.716	0,13	AMIAT
Consorzio L.E.A.P.	Piacenza	Euro	135.000	0,95	Iren Ambiente
Consorzio Topix	Torino	Euro	1.685.000	0,30	Iren Energia
CSP Innovazione nelle ICT S.c.r.l.	Torino	Euro	641.000	6,10	Iren Energia
Environment Park S.p.A.	Torino	Euro	11.406.780	3,39 7,41	Iren Energia AMIAT
Italeko AD (1)	Sofia (Bulgaria)	Lev	50.000	10,00	AMIAT
Reggio Emilia Innovazione Società di Biotecnologie S.p.A.	Reggio Emilia Torino	Euro Euro	871.956 536.000	0,99 1,00	Iren Ambiente Iren Servizi e Innovazione
Stadio Albaro (1)	Genova	Euro	1.230.000	2,00	Iren Gestioni Energetiche
T.I.C.A.S.S.	Genova	Euro	130.000	3,51	Ireti

(1) Società in liquidazione

**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	3.383.845	Attività materiali	3.383.845
Investimenti immobiliari	13.656	Investimenti immobiliari	13.656
Attività immateriali	1.395.322	Attività immateriali	1.395.322
Avviamento	170.106	Avviamento	170.106
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	143.566	Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	143.566
Altre partecipazioni	7.171	Altre partecipazioni	7.171
Totale (A)	5.113.666	Attivo Immobilizzato (A)	5.113.666
Altre attività non correnti	56.538	Altre attività non correnti	56.538
Debiti vari e altre passività non correnti	(201.268)	Debiti vari e altre passività non correnti	(201.268)
Totale (B)	(144.730)	Altre attività (Passività) non correnti (B)	(144.730)
Rimanenze	83.442	Rimanenze	83.442
Crediti commerciali non correnti	72.816	Crediti commerciali non correnti	72.816
Crediti commerciali	786.585	Crediti commerciali	786.585
Crediti per imposte correnti	19.816	Crediti per imposte correnti	19.816
Crediti vari e altre attività correnti	208.054	Crediti vari e altre attività correnti	208.054
Debiti commerciali	(623.462)	Debiti commerciali	(623.462)
Debiti vari e altre passività correnti	(265.011)	Debiti vari e altre passività correnti	(284.688)
Debiti per imposte correnti	(94.076)	Debiti per imposte correnti	(94.076)
Totale (C)	188.164	Capitale circolante netto (C)	168.487
Attività per imposte anticipate	283.000	Attività per imposte anticipate	283.000
Passività per imposte differite	(187.115)	Passività per imposte differite	(187.115)
Totale (D)	95.885	Attività (Passività) per imposte differite (D)	95.885
Benefici ai dipendenti	(136.172)	Benefici ai dipendenti	(136.172)
Fondi per rischi ed oneri	(291.655)	Fondi per rischi ed oneri	(291.655)
Fondi per rischi ed oneri quota corrente	(112.767)	Fondi per rischi ed oneri quota corrente	(93.090)
Totale (E)	(540.594)	Fondi e Benefici ai dipendenti (E)	(520.917)
Attività destinate ad essere cedute	920	Attività destinate ad essere cedute	920
Passività correlate ad attività destinate ad essere cedute	-	Passività correlate ad attività destinate ad essere cedute	-
Totale (F)	920	Attività (Passività) destinate a essere cedute (F)	920
		Capitale investito netto (G=A+B+C+D+E+F)	4.713.311
Patrimonio Netto (H)	2.169.248	Patrimonio Netto (H)	2.169.248
Attività finanziarie non correnti	(50.749)	Attività finanziarie non correnti	(50.749)
Passività finanziarie non correnti	3.035.921	Passività finanziarie non correnti	3.035.921
Totale (I)	2.985.172	Indeb. finanziario a medio e lungo termine (I)	2.985.172
Attività finanziarie correnti	(547.920)	Attività finanziarie correnti	(547.920)
Cassa e altre disponibilità liquide equivalenti	(171.130)	Cassa e altre disponibilità liquide equivalenti	(171.130)
Passività finanziarie correnti	277.941	Passività finanziarie correnti	277.941
Totale (L)	(441.109)	Indeb. finanziario a breve termine (L)	(441.109)
		Indebitamento finanziario netto (M=I+L)	2.544.063
		Mezzi propri e indeb. finanziario netto (H+M)	4.713.311

DETTAGLIO RAPPORTI CON PARTI CORRELATE

	migliaia di euro				
	Crediti Commerciali	Crediti Finanziari e Disponibilità liquide	Crediti di altra natura	Debiti Commerciali	Debiti Finanziari
SOCI PARTI CORRELATE					
Comune Genova	9.366	484	-	5.631	-
Comune Parma	8.239	-	-	731	-
Comune Piacenza	1.652	-	2	3.822	-
Comune Reggio Emilia	3.867	-	560	1.386	-
Comune Torino	81.682	98.737	-	3.647	726
Finanziaria Sviluppo Utilities	20	-	-	-	-
JOINT VENTURES					
OLT Offshore LNG	212	439.000	-	-	-
Acque Potabili	5.537	2.321	-	214	-
Iren Rinnovabili S.p.A.	1.034	32.136	222	243	-
SOCIETA' COLLEGATE					
Acos Energia S.p.A.	243	-	-	(7)	-
Acos S.p.A.	16	328	-	-	-
Acquaenna S.c.p.a.	3.158	315	-	384	-
Aguas de San Pedro S.A.	-	454	-	-	-
Aiga S.p.A.	208	474	-	38	-
Amat S.p.A.	64	-	-	4	-
Amter S.p.A.	3.630	-	-	552	-
ASA S.p.A.	4.145	-	-	278	-
ASTEA	-	789	-	-	-
Asti Energia e Calore	325	487	-	-	-
Domus Acqua S.r.l.	157	-	-	-	-
Global Service Parma	4.628	-	-	1.162	-
Il Tempio S.r.l.	-	309	-	-	-
Iniziative Ambientali S.r.l.	3	-	-	-	-
Mestni Plinovodi	-	399	-	-	-
Mondo Acqua	310	-	-	-	-
Nord Ovest Servizi	-	20	-	-	-
Piana Ambiente S.p.A.	70	-	-	-	-
Plurigas in liquidazione S.p.A.	6	-	-	(259)	-
Rio Riazzone S.p.A.	-	-	-	24	-
S.M.A.G. srl	178	-	-	1.509	-
Salerno Energia Vendite	509	-	-	53	-
Sinergie Italiane S.r.l.	-	-	9.096	71	-
So. Sel. S.p.A.	6	78	-	1.501	-
Valle Dora Energia Srl	4	-	-	-	183
ALTRE PARTI CORRELATE					
Controllate Comune di Torino	14.232	-	-	1.391	-
Controllate Comune di Genova	5.530	-	-	-	-
Controllate Comune di Parma	7.650	-	1	711	-
Controllate Comune di Piacenza	69	-	-	1.142	-
Controllate Comune di Reggio Emilia	18	-	-	1.183	-
TOTALE	156.768	576.331	9.881	25.411	909

migliaia di euro

	Debiti di altra natura	Ricavi e proventi	Costi e altri oneri	Proventi finanziari	Oneri finanziari
SOCI PARTI CORRELATE					
Comune Genova	-	2.915	1.804	-	-
Comune Parma	-	13.149	559	-	-
Comune Piacenza	-	8.807	1.283	-	-
Comune Reggio Emilia	-	15.233	141	-	-
Comune Torino	11	96.262	579	1.977	-
Finanziaria Sviluppo Utilities	-	14	-	-	-
JOINT VENTURES					
OLT Offshore LNG	-	88	-	7.575	-
Acque Potabili	-	57	2	40	-
Iren Rinnovabili S.p.A.	127	437	183	563	-
SOCIETA' COLLEGATE					
Acos Energia S.p.A.	-	1	4	-	-
Acos S.p.A.	-	17	-	164	-
Acquaenna S.c.p.a.	-	118	-	6	-
Agua de San Pedro S.A.	-	-	-	-	-
Aiga S.p.A.	-	-	-	5	-
Amat S.p.A.	-	-	-	-	-
Amter S.p.A.	-	540	161	-	-
ASA S.p.A.	-	42	39	-	-
ASTEА	-	-	-	469	-
Asti Energia e Calore	-	307	-	12	-
Domus Acqua S.r.l.	-	3	-	-	-
Global Service Parma	-	2.135	-	-	6
Il Tempio S.r.l.	-	-	-	1	-
Iniziative Ambientali S.r.l.	-	1	-	-	-
Mestni Plinovodi	-	-	-	399	-
Mondo Acqua	-	225	-	-	-
Nord Ovest Servizi	-	-	-	20	-
Piana Ambiente S.p.A.	-	-	-	-	-
Plurigas in liquidazione S.p.A.	-	-	-	-	-
Rio Riazzone S.p.A.	-	-	-	-	-
S.M.A.G. srl	-	36	1.583	-	-
Salerno Energia Vendite	-	1	-	-	-
Sinergie Italiane S.r.l.	-	-	21.312	-	-
So. Sel. S.p.A.	-	5	1.614	-	-
Valle Dora Energia Srl	-	5	52	-	-
ALTRE PARTI CORRELATE					
Controllate Comune di Torino	-	300	715	-	-
Controllate Comune di Genova	-	5.324	-	-	-
Controllate Comune di Parma	-	844	1.577	3	-
Controllate Comune di Piacenza	-	3	571	-	-
Controllate Comune di Reggio Emilia	-	8	3.450	-	-
TOTALE	138	146.877	35.629	11.234	6

Attestazione del bilancio semestrale abbreviato ai sensi dell'art. 154-bis del D.LGS. 58/1998

1. I sottoscritti Massimiliano Bianco, Amministratore Delegato, e Massimo Levrino, Direttore Amministrazione, Finanza e Controllo e Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari di IREN S.p.A., attestano, tenuto anche conto di quanto previsto dall'art. 154-bis, commi 3 e 4, del decreto legislativo 24 febbraio 1998, n. 58:
 - l'adeguatezza in relazione alle caratteristiche dell'impresa e
 - l'effettiva applicazione delle procedure amministrative e contabili per la formazione del bilancio semestrale abbreviato nel corso del primo semestre 2016.
2. Si attesta, inoltre, che:
 - 2.1 il bilancio semestrale abbreviato:
 - 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 intermedia sulla gestione comprende un'analisi attendibile dei riferimenti agli eventi importanti che si sono verificati nei primi sei mesi dell'esercizio e alla loro incidenza sul bilancio consolidato semestrale abbreviato, unitamente ad una descrizione dei principali rischi e incertezze per i sei mesi restanti dell'esercizio. La relazione intermedia sulla gestione comprende, altresì, un'analisi attendibile delle informazioni sulle operazioni rilevanti con parti correlate.

4 agosto 2016

L'Amministratore Delegato

Dr. Massimiliano Bianco

Il Direttore Amministrazione e Finanza
e Dirigente Preposto L. 262/05

Dr. Massimo Levrino

RELAZIONE DI REVISIONE CONTABILE LIMITATA SUL BILANCIO SEMESTRALE ABBREVIATO CONSOLIDATO

Agli Azionisti della
Iren SpA

Introduzione

Abbiamo svolto la revisione contabile limitata dell'allegato bilancio semestrale abbreviato consolidato, 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 delle voci di patrimonio netto, dal rendiconto finanziario e dalle relative note illustrative della Iren SpA e sue controllate ("Gruppo Iren") al 30 giugno 2016. Gli Amministratori sono responsabili per la redazione del bilancio semestrale abbreviato consolidato in conformità al principio contabile internazionale applicabile per l'informativa finanziaria infrannuale (IAS 34) adottato dall'Unione Europea. E' nostra la responsabilità di esprimere una conclusione sul bilancio semestrale abbreviato consolidato sulla base della revisione contabile limitata svolta.

Portata della revisione contabile limitata

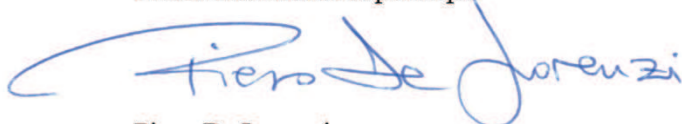
Il nostro lavoro è stato svolto secondo i criteri per la revisione contabile limitata raccomandati dalla Consob con Delibera n° 10867 del 31 luglio 1997. La revisione contabile limitata del bilancio semestrale abbreviato consolidato consiste nell'effettuare colloqui, prevalentemente con il personale della società responsabile degli aspetti finanziari contabili, analisi di bilancio ed altre procedure di revisione contabile limitata. La portata di una revisione contabile limitata è sostanzialmente inferiore rispetto a quella di una revisione contabile completa svolta in conformità ai principi di revisione internazionali (ISA Italia) e, conseguentemente, non ci consente di avere la sicurezza di essere venuti a conoscenza di tutti i fatti significativi che potrebbero essere identificati con lo svolgimento di una revisione contabile completa. Pertanto, non esprimiamo un giudizio sul bilancio semestrale abbreviato consolidato.

Conclusioni

Sulla base della revisione contabile limitata svolta, non sono pervenuti alla nostra attenzione elementi che ci facciano ritenere che il bilancio semestrale abbreviato consolidato del Gruppo Iren al 30 giugno 2016 non sia stato redatto, in tutti gli aspetti significativi, in conformità al principio contabile internazionale applicabile per l'informativa finanziaria infrannuale (IAS 34) adottato dall'Unione Europea.

Torino, 5 agosto 2016

PricewaterhouseCoopers SpA



Piero De Lorenzi
(Revisore legale)

PricewaterhouseCoopers SpA

Sede legale e amministrativa: Milano 20149 Via Monte Rosa 91 Tel. 0277851 Fax 027785240 Cap. Soc. Euro 6.890.000,00 i.v., C.F. e P.IVA e Reg. Imp. Milano 12979880155 Iscritta al n° 119644 del Registro dei Revisori Legali - Altri Uffici: **Ancona** 60131 Via Sandro Totti 1 Tel. 0712132311 - **Bari** 70122 Via Abate Gimma 72 Tel. 0805640211 - **Bologna** 40126 Via Angelo Finelli 8 Tel. 0516186211 - **Brescia** 25123 Via Borgo Pietro Wuhrer 23 Tel. 0303697501 - **Catania** 95129 Corso Italia 302 Tel. 0957532311 - **Firenze** 50121 Viale Gramsci 15 Tel. 0552482811 - **Genova** 16121 Piazza Piccapietra 9 Tel. 01029041 - **Napoli** 80121 Via dei Mille 16 Tel. 08136181 - **Padova** 35138 Via Vicenza 4 Tel. 049873481 - **Palermo** 90141 Via Marchese Ugo 60 Tel. 091349737 - **Parma** 43121 Viale Tanara 20/A Tel. 0521275911 - **Pescara** 65127 Piazza Ettore Troilo 8 Tel. 0854545711 - **Roma** 00154 Largo Fochetti 29 Tel. 06570251 - **Torino** 10122 Corso Palestro 10 Tel. 011556771 - **Trento** 38122 Via Grazioli 73 Tel. 0461237004 - **Treviso** 31100 Viale Felissent 90 Tel. 0422696911 - **Trieste** 34125 Via Cesare Battisti 18 Tel. 0403480781 - **Udine** 33100 Via Poscolle 43 Tel. 043225789 - **Verona** 37135 Via Francia 21/C Tel. 0458263001 - **Vicenza** 36100 Piazza Pontelandolfo 9 Tel. 0444393311



Iren S.p.A.
Via Nubi di Magellano, 30
42123 Reggio Emilia - Italy
investor@gruppoiren.it
www.gruppoiren.it