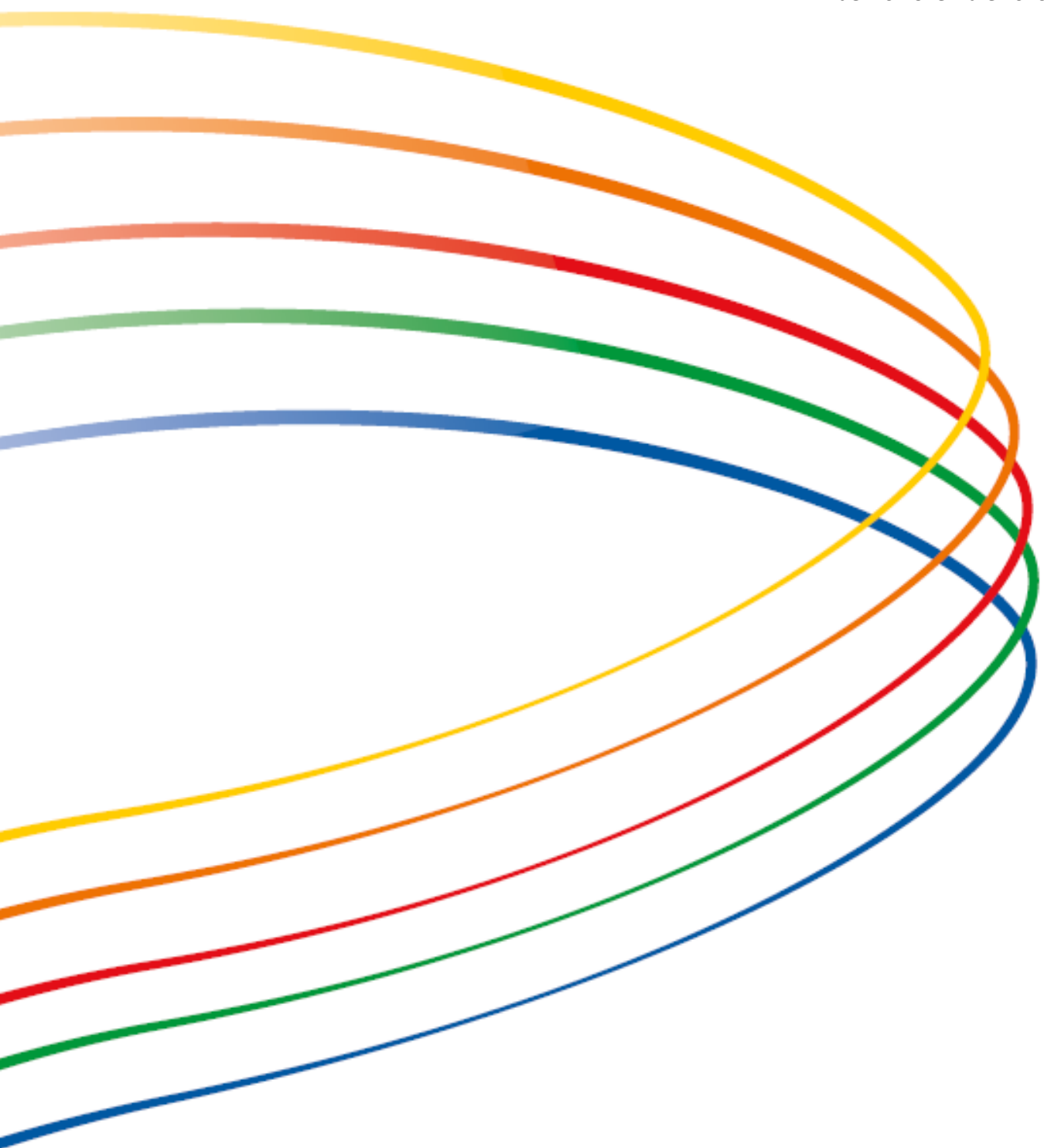


# Resoconto Intermedio di Gestione

al 30 settembre 2016

Consiglio di Amministrazione  
del 10 novembre 2016





## Sommario

Premessa .....	2
Gruppo Iren in cifre .....	4
Cariche sociali .....	6
Missione e valori del Gruppo Iren .....	7
<b>RELAZIONE SULLA GESTIONE.....</b>	<b>9</b>
L'assetto societario del Gruppo Iren.....	10
Informazioni sul titolo Iren nei primi nove mesi 2016.....	14
Dati operativi .....	16
Scenario di mercato.....	19
Fatti di rilievo del periodo.....	36
Criteri di redazione .....	39
Area di consolidamento.....	43
Situazione economica, patrimoniale e finanziaria del Gruppo Iren .....	45
Fatti di rilievo intervenuti dopo la chiusura del periodo ed evoluzione prevedibile della gestione .....	58
Quadro normativo .....	61
Gestione finanziaria .....	90
Rapporti con parti correlate .....	92
Rischi e incertezze .....	93
Organizzazione e sistemi informativi.....	97
Ricerca e sviluppo .....	100
Personale e formazione.....	108
Qualità, Ambiente e Sicurezza .....	109
Iren e la Sostenibilità .....	110
<b>PROSPETTI CONTABILI CONSOLIDATI AL 30 SETTEMBRE 2016.....</b>	<b>115</b>
<b>Dichiarazione del Dirigente Preposto alla redazione dei documenti contabili societari a norma delle disposizioni dell'art. 154-bis comma 2 del d. lgs. 58/1998 (Testo Unico della Finanza).....</b>	<b>123</b>

## PREMESSA

Il decreto legislativo n. 25 del 15 febbraio 2016 (GU n. 52 del 3 marzo 2016) ha recepito la Direttiva 2013/50/UE in tema di armonizzazione degli obblighi di trasparenza per le società aventi titoli quotati (la cd. direttiva Transparency), introducendo un nuovo pacchetto di modifiche al TUF.

L'adeguamento alla Direttiva comunitaria prevede, tra le altre, sostanziali semplificazioni alla disciplina degli obblighi di pubblicazione delle relazioni finanziarie periodiche alle quali sono tenuti, ai sensi dell'art. 154-ter TUF, gli emittenti titoli quotati aventi l'Italia come membro di origine. Le predette modifiche sono entrate in vigore il 18 marzo 2016.

La novità più significativa riguarda il venir meno dell'obbligo di messa a disposizione del pubblico delle relazioni finanziarie trimestrali; con decorrenza dal 18 marzo 2016, le società quotate non sono infatti più tenute alla pubblicazione dei conti ogni tre mesi, neppure in forma semplificata.

Le motivazioni che hanno portato all'eliminazione di tale obbligo attengono essenzialmente all'esigenza di ridurre gli oneri correlati all'ammissione alla negoziazione ai mercati regolamentati, in particolare a carico degli emittenti di minori dimensioni, e il rischio che la pubblicazione di resoconti intermedi possa incoraggiare un'eccessiva attenzione ai risultati a breve termine, a scapito degli investimenti di più lunga prospettiva.

In sede di trasposizione, il D.lgs. 25/2016 ha parimenti attribuito a Consob, nella sua funzione di Autorità di vigilanza sui mercati finanziari, la facoltà di disporre, con regolamento, l'obbligo di pubblicare informazioni periodiche aggiuntive rispetto alle relazioni finanziarie annuali e semestrali nei confronti degli emittenti aventi l'Italia come Stato membro di origine.

Prima dell'eventuale introduzione di tali obblighi informativi periodici aggiuntivi, Consob è tenuta a condurre ed a rendere pubblica un'analisi di impatto relativa alle eventuali informazioni finanziarie aggiuntive, agli oneri ad esse correlati, alla loro influenza sulle decisioni di investimento, al loro potenziale focus eccessivo sul rendimento a breve termine, alla capacità di accesso dei piccoli e medi emittenti ai mercati regolamentati.

Il Decreto chiarisce inoltre che l'informativa aggiuntiva che Consob può richiedere non potrà essere più ampia di una descrizione generale della situazione patrimoniale, dell'andamento economico e degli eventi ed operazioni rilevanti avvenuti nel periodo di riferimento per l'emittente e le sue imprese controllate.

In tale contesto e tenendo conto dei principi della Direttiva, Consob ha pubblicato il 14 aprile 2016 un documento di consultazione, con termine risposte 30 maggio 2016, volto a raccogliere informazioni ed opinioni funzionali all'analisi d'impatto propedeutica alla valutazione dell'esercizio dei poteri regolamentari.

Il 5 agosto Consob ha pubblicato un documento in cui, sulla base delle risposte alla consultazione e delle ulteriori analisi effettuate, valuta come soluzione ragionevolmente idonea a conseguire le finalità dell'atto di regolazione quella di non introdurre obblighi di informazione periodica aggiuntiva, ma definire principi e criteri applicativi per chi intende pubblicare informazioni su base volontaria.

In base a tale orientamento, Consob ha proposto l'inserimento nel Regolamento Emittenti dell'art. 82-ter, secondo il quale "1. Gli emittenti quotati aventi l'Italia come Stato membro d'origine che, su base volontaria, intendono comunicare al pubblico informazioni finanziarie periodiche aggiuntive rispetto alla relazione finanziaria annuale e semestrale previste dall'articolo 154-ter, commi 1 e 2, del Testo unico, si attengono ai seguenti principi e criteri applicativi:

- a) rendono pubblica l'intenzione di comunicare tali informazioni, specificando i relativi elementi informativi, in modo che le decisioni adottate risultino chiare e stabili nel tempo;
- b) specificano i termini per l'approvazione e la pubblicazione delle informazioni finanziarie periodiche aggiuntive da parte dell'organo competente;
- c) garantiscono la coerenza e la correttezza delle informazioni finanziarie periodiche aggiuntive diffuse al pubblico e la comparabilità con le precedenti relazioni finanziarie;
- d) assicurano un accesso rapido, non discriminatorio e ragionevolmente idoneo a garantirne l'effettiva diffusione delle informazioni in tutta l'Unione Europea.

2. Nel caso in cui gli emittenti di cui al comma 1 intendano modificare gli elementi informativi di cui alla lettera a), o interrompere la comunicazione al pubblico delle informazioni finanziarie periodiche aggiuntive, rendono pubbliche le decisioni assunte e le relative motivazioni. Ai fini della chiarezza e

stabilità dell'informazione societaria, la decisione di interrompere la pubblicazione delle informazioni periodiche aggiuntive è efficace a partire dall'esercizio successivo".

Parimenti, Consob ha prospettato che le modalità di diffusione delle eventuali informazioni finanziarie periodiche aggiuntive redatte su base volontaria siano le medesime previste per le relazioni annuali e semestrali (art. 65-bis dello stesso Regolamento Emittenti).

Sulla base di tali proposte avanzate nel documento del 5 agosto, Consob ha avviato un'ulteriore fase di consultazione volta ad acquisire evidenze da parte dei soggetti interessati in merito. Il termine per l'invio delle risposte alla consultazione era fissato al 19 settembre 2016.

Ad esito dell'ultima consultazione, conclusasi nel settembre scorso e tenuto conto delle osservazioni del mercato, Consob ha comunicato il 3 novembre 2016 di aver approvato, con delibera n° 19770 del 26 ottobre 2016, le modifiche al Regolamento Emittenti in materia di resoconti intermedi di gestione, i documenti contabili che dal 2007, con l'entrata in vigore della prima direttiva europea Transparency, hanno preso il posto delle relazioni trimestrali.

Le modifiche al Regolamento Emittenti consistono sostanzialmente nell'aver introdotto il nuovo articolo 82-ter del Regolamento Emittenti, così come proposto.

In base a questa norma, le società quotate hanno facoltà di scegliere se pubblicare o meno le informazioni finanziarie periodiche aggiuntive. Qualora scelgano, su base volontaria, di pubblicarle, le società dovranno comunicare al mercato la propria scelta, specificando gli elementi informativi che intendono fornire, in modo che le decisioni adottate risultino chiare e stabili nel tempo. L'eventuale decisione di interrompere la pubblicazione dovrà essere motivata e resa pubblica, acquistando efficacia a partire dall'esercizio successivo.

Le nuove disposizioni si applicano a partire dal 2 gennaio 2017, in modo da consentire alle società di rispettare la nuova normativa.

Nelle more dell'entrata in vigore delle nuove disposizioni, il Gruppo Iren ha ritenuto, in linea di continuità con il passato, di pubblicare la presente informativa finanziaria per i primi nove mesi 2016, che rispecchia nel contenuto e nella forma i precedenti Resoconti Intermedi di Gestione. La scelta non è comunque da intendersi vincolante per il futuro.

## GRUPPO IREN IN CIFRE

	Primi 9 mesi 2016	Primi 9 mesi 2015	Variaz. %
<b>Dati Economici (milioni di euro)</b>			
Ricavi	2.228	2.219	0,4
Margine Operativo Lordo (EBITDA)	559	498	12,2
Risultato operativo (EBIT)	285	253	12,6
Risultato prima delle imposte	219	185	18,4
Risultato netto di Gruppo e di Terzi	140	116	20,7
<b>Dati Patrimoniali (milioni di euro)</b>			
	<i>Al 30/09/2016</i>	<i>Al 31/12/2015</i>	
Capitale investito netto	4.704	4.231	11,2
Patrimonio netto	2.176	2.062	5,5
Posizione Finanziaria Netta	(2.528)	(2.169)	16,6
<b>Indicatori economico-finanziari</b>			
	<i>Primi 9 mesi 2016</i>	<i>Primi 9 mesi 2015</i>	
MOL/Ricavi	25,1%	22,4%	
	<i>Al 30/09/2016</i>	<i>Al 31/12/2015</i>	
Debt/Equity	1,16	1,05	
<b>Dati tecnici e commerciali</b>			
	<b>Primi 9 mesi 2016</b>	<b>Primi 9 mesi 2015</b>	
Energia elettrica venduta (GWh)	10.458	8.950	16,8
Energia termica prodotta (GWh <sub>t</sub> )	1.725	1.766	(2,3)
Volumetria teleriscaldata (mln m <sup>3</sup> )	82	80	2,1
Gas venduto (mln m <sup>3</sup> )	1.598	1.606	(0,5)
Acqua distribuita (mln m <sup>3</sup> )	126	114	10,5
Rifiuti raccolti (ton)	893.927	857.004	4,3
Rifiuti smaltiti (ton)	857.926	574.662	49,3

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, 1 discarica, 18 impianti di trattamento, selezione e stoccaggio e 1 impianto di compostaggio, il Gruppo serve 123 comuni per un totale di circa 2.000.000 di abitanti e di circa 1.754.000 tonnellate annue 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<sub>t</sub> di calore per teleriscaldamento.

## CARICHE SOCIALI

### Consiglio Amministrazione <sup>(1)</sup>

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

### Collegio Sindacale <sup>(14)</sup>

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. <sup>(15)</sup>

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

<sup>(2)</sup> Nominato Presidente dall'Assemblea dei Soci del 9 maggio 2016.

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

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

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

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

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

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

<sup>(9)</sup> 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.

<sup>(10)</sup> 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.

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

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

<sup>(13)</sup> 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.

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

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

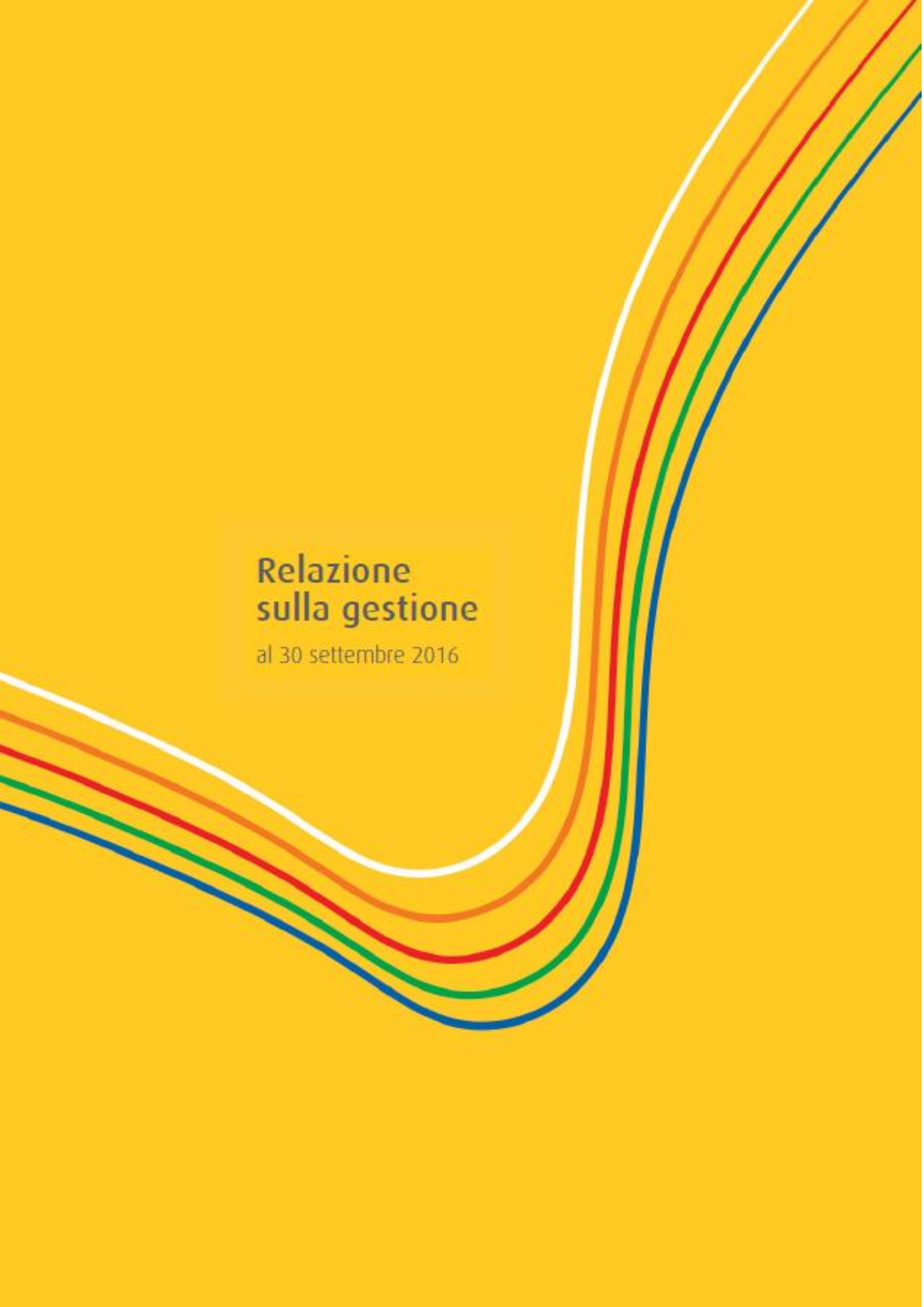




## MISSIONE E VALORI DEL GRUPPO IREN

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.

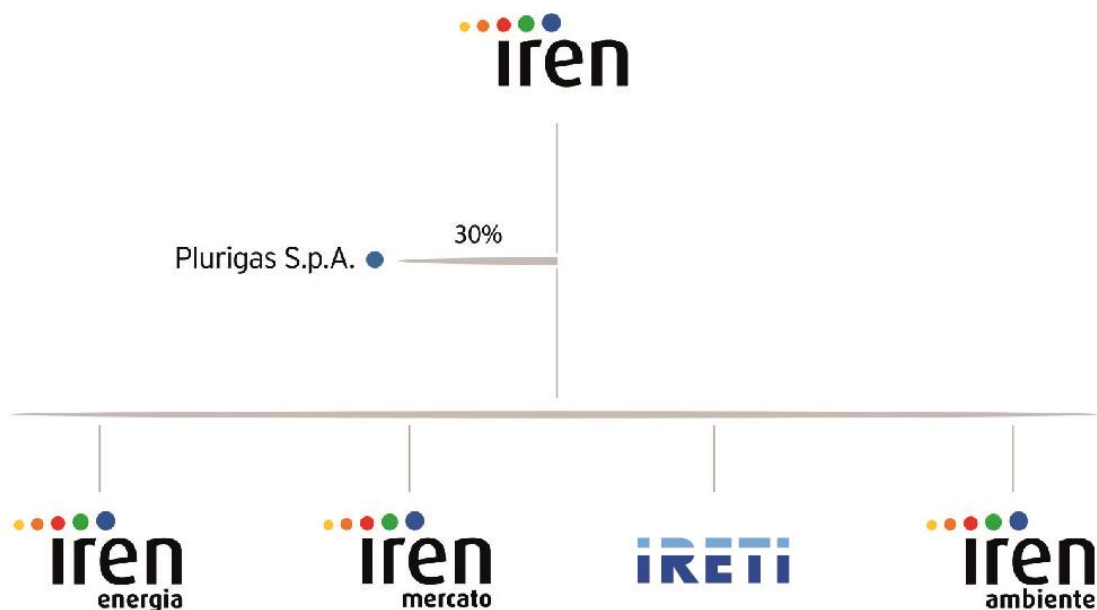




# Relazione sulla gestione

al 30 settembre 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 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 dei primi 9 mesi del 2016 è stata pari a circa 1.610 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 settembre 2016 ammonta a 82,1 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. Dal 1° maggio 2016 è entrata a far parte del gruppo anche la società Atena Trading società attiva nella vendita sia di energia elettrica che di gas.

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 di energia 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 dei primi 9 mesi del 2016 sono stati pari a 1.796 Mmc di cui 620 Mmc commercializzati a clienti finali esterni al Gruppo, e 978 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 settembre 2016 i clienti gas retail gestiti dalla Business Unit Mercato sono pari a circa 802.000 comprendenti i clienti sul bacino storico genovese, torinese ed emiliani e le aree di sviluppo limitrofe e Atena Trading consolidata dal 1° maggio 2016 (circa 26.000 clienti).

### **Commercializzazione energia elettrica**

I volumi commercializzati nei primi 9 mesi del 2016 sono pari a 7.354 GWh.

I clienti retail di energia elettrica gestiti al 30 settembre 2016 superano i 786.000 distribuiti principalmente sul bacino tradizionalmente servito, corrispondente a Torino e Parma, e sulle aree presidiate commercialmente dall'azienda e da 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 settembre 2016 ammonta a 82,1 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, AEMD e Acquedotto di Savona. La società si occupa del ciclo idrico integrato, della distribuzione di energia elettrica, della distribuzione di gas naturale ed altre attività minori. Dal 1° maggio 2016 è entrata a far parte del gruppo anche la società Atena S.p.A. che opera nell'ambito della fornitura dei servizi del ciclo idrico integrato, della distribuzione di energia elettrica e della distribuzione gas nel territorio della città e di parte della provincia di Vercelli.

### **Servizi Idrici Integrati**

IRETI, direttamente e tramite le società operative controllate Mediterranea delle Acque, Idrotigullio, e da maggio anche Atena S.p.A. come sopramenzionato, opera nell'ambito dell'approvvigionamento idrico, fognatura e depurazione delle acque reflue nelle province di Genova, Savona, Piacenza, Parma Reggio Emilia e Vercelli.

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. I Comuni serviti nella provincia di Vercelli sono 14 oltre al capoluogo.

Nel corso dei primi 9 mesi 2016 la BU Reti ha venduto circa 126 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. Tramite Atena S.p.A. distribuisce il gas nella città di Vercelli e in altri 11 comuni della provincia. 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 dei primi 9 mesi del 2016 ha distribuito circa 795 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. Atena S.p.A. distribuisce l'energia elettrica nella città di Vercelli.

## **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. Da maggio è entrata a far parte del gruppo anche la società Atena S.p.A., partecipata da IRETI ma operante anche nelle attività di raccolta dei rifiuti nella città di Vercelli e in altri 26 comuni della provincia.

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.

Dal primo gennaio 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 NEI PRIMI NOVE MESI 2016

### Andamento del titolo IREN in Borsa

Nei primi nove mesi del 2016 il FTSE Italia All-share (il principale indice di Borsa Italiana), ha riportato una contrazione del 20% 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 che, nonostante la costante ripresa da inizio anno, rimane comunque a livelli molto bassi.

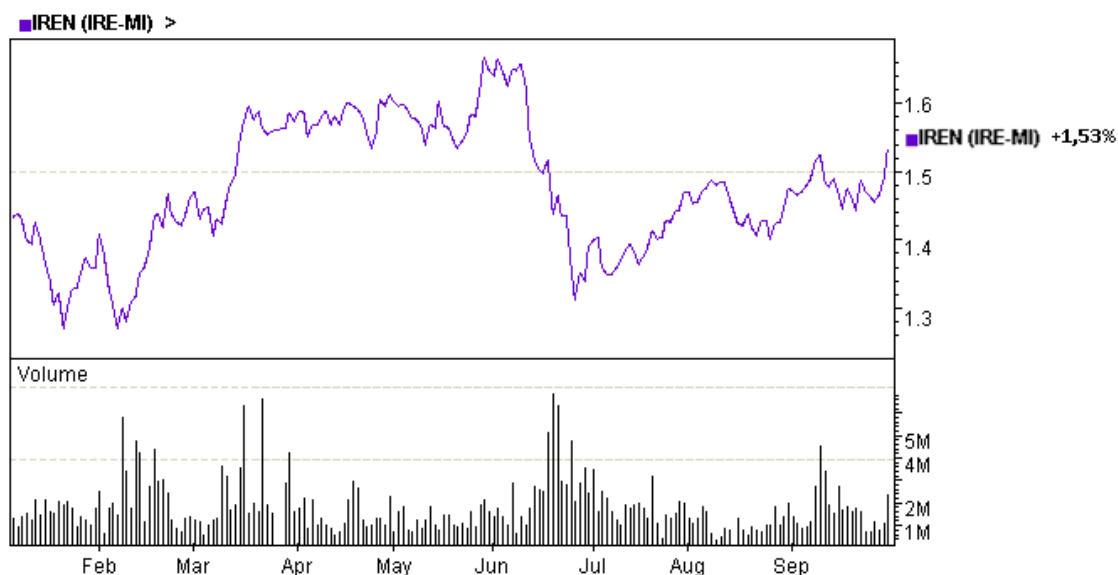
Alla luce di tale scenario la performance del titolo IREN, che cresce di circa il 5,7%, risulta essere ancora più positiva: è infatti quello che registra il maggiore incremento di valore tra i competitor più diretti nei primi nove mesi dell'anno. Tale risultato arriva, inoltre, a valle di una crescita già molto significativa pari al 60,9% ottenuta dal titolo nel corso del 2015.

### ANDAMENTO TITOLO IREN VS COMPETITORS



Nel corso dei primi nove mesi dell'anno il prezzo medio è stato di 1,48 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 5 febbraio.

### ANDAMENTO PREZZO E VOLUMI DEL TITOLO IREN



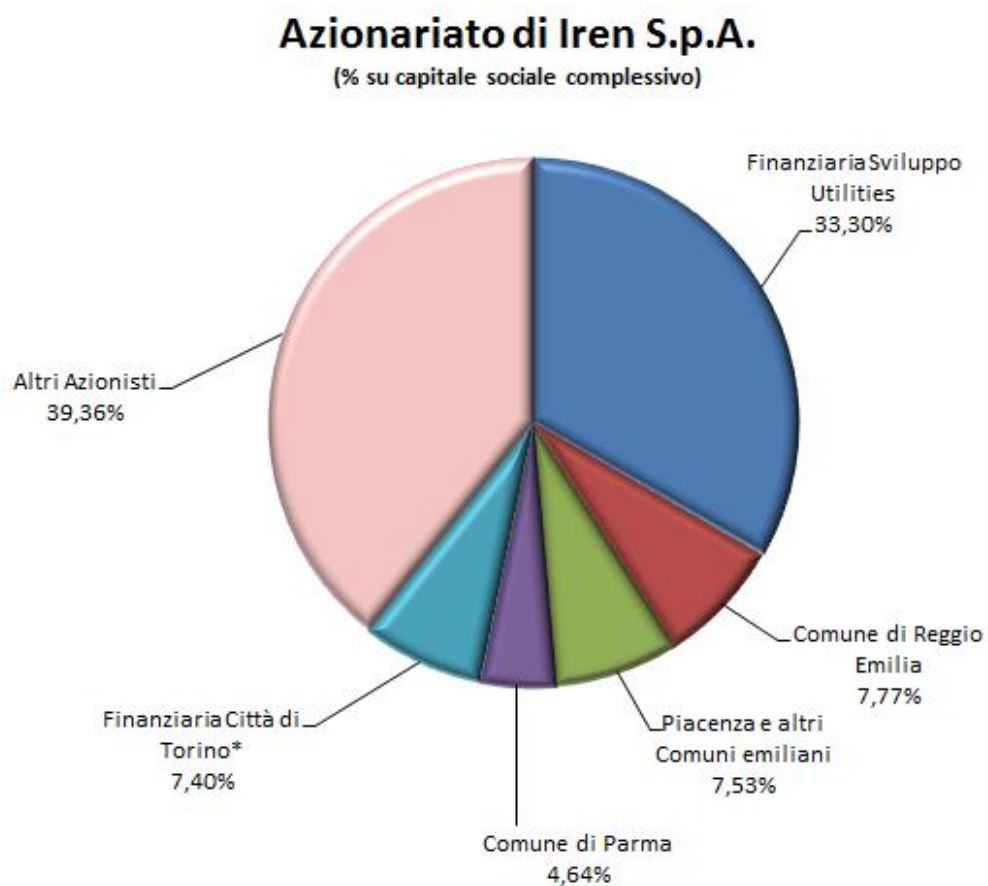


### Il coverage del titolo

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

### Azionariato

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



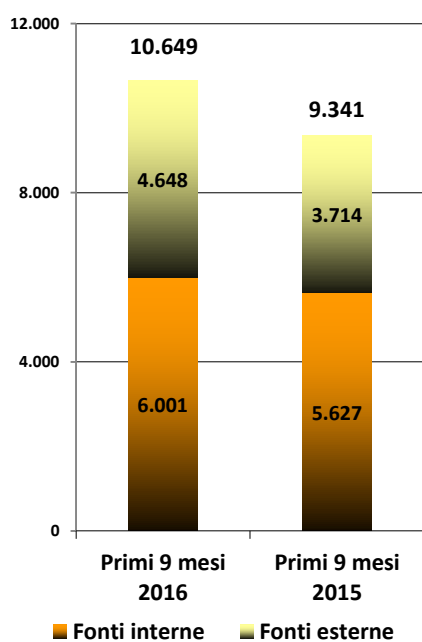
(\*) Azioni di risparmio senza diritto di voto

## DATI OPERATIVI

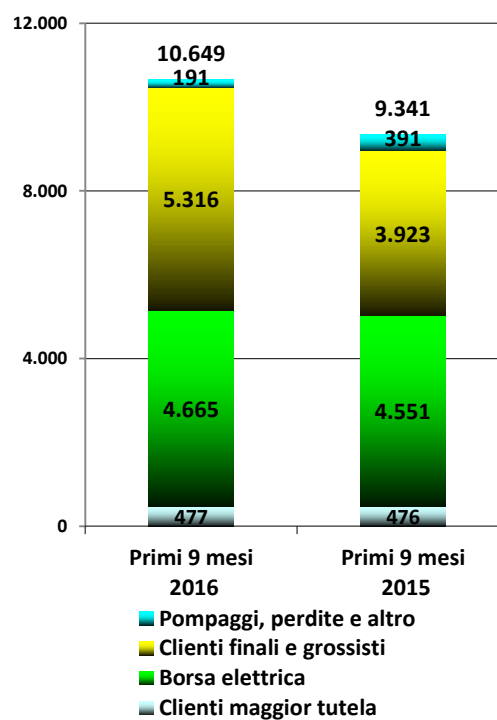
### Bilancio dell'energia elettrica

GWh	Primi 9 mesi 2016	Primi 9 mesi 2015	Variaz. %
<b>FONTI</b>			
Produzione lorda del Gruppo	6.001	5.627	6,6
<i>a) Idroelettrica</i>	999	1.157	(13,7)
<i>b) Cogenerativa</i>	3.391	3.108	9,1
<i>c) Termoelettrica</i>	1.222	1.195	2,2
<i>d) Produzione da WTE e discariche</i>	389	167	132,9
Acquisto da Acquirente Unico	501	501	-
Acquisto energia in Borsa Elettrica	2.452	1.479	65,8
Acquisto energia da grossisti e importazioni	1.695	1.734	(2,2)
<b>Totale Fonti</b>	<b>10.649</b>	<b>9.341</b>	<b>14,0</b>
<b>IMPIEGHI</b>			
Vendite a clienti di maggior tutela	477	476	0,2
Vendite in Borsa Elettrica	4.665	4.551	2,5
Vendite a clienti finali e grossisti	5.316	3.923	35,5
Pompaggi, perdite di distribuzione e altro	191	391	(51,2)
<b>Totale Impieghi</b>	<b>10.649</b>	<b>9.341</b>	<b>14,0</b>

Composizione Fonti



Composizione Impieghi

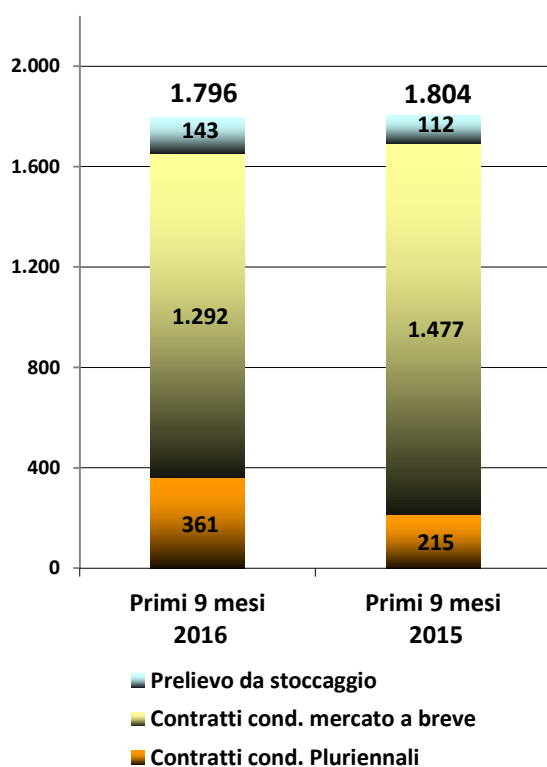


## Bilancio del gas

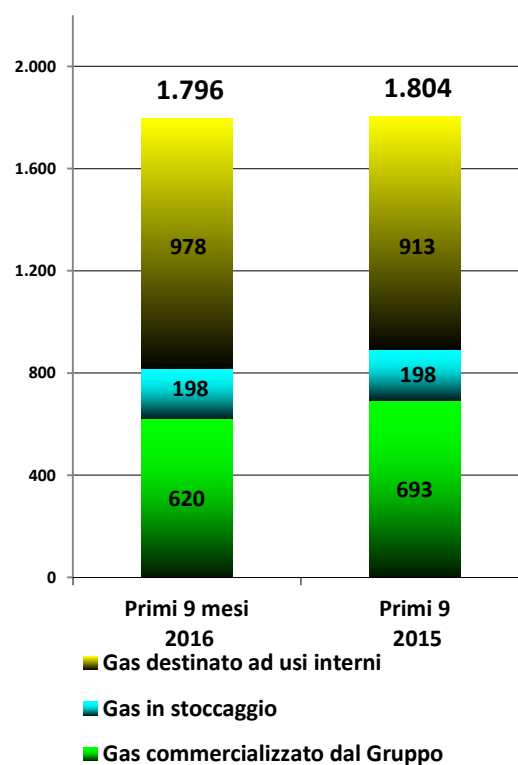
Milioni di metri cubi	Primi 9 mesi 2016	Primi 9mesi 2015	Variaz. %
<b>FONTI</b>			
Contratti con condizioni pluriennali	361	215	67,8
Contratti con condizioni mercato a breve (annuali e spot)	1.292	1.477	(12,5)
Prelievi da stoccaggio	143	112	27,7
<b>Totale Fonti</b>	<b>1.796</b>	<b>1.804</b>	<b>(0,4)</b>
<b>IMPIEGHI</b>			
Gas commercializzato dal Gruppo	620	693	(10,5)
Gas in stoccaggio	198	198	-
Gas destinato ad usi interni (1)	978	913	7,1
<b>Totale Impieghi</b>	<b>1.796</b>	<b>1.804</b>	<b>(0,4)</b>

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

### Composizione Fonti



### Composizione Impieghi



**Servizi a rete**

	<b>Primi 9 mesi 2016</b>	<b>Primi 9 mesi 2015</b>	<b>Variaz. %</b>
<b>DISTRIBUZIONE ENERGIA ELETTRICA</b>			
Energia elettrica distribuita (GWh)	3.061	2.977	2,8
N. contatori elettronici	740.917	708.225	4,6
<b>DISTRIBUZIONE GAS</b>			
<i>Gas distribuito area Emilia (mln mc)</i>	562	579	(3,0)
<i>Gas distribuito area Genova (mln mc)</i>	228	237	(3,8)
<i>Gas distribuito area Vercelli (mln mc)</i>	5	-	n.s
Totale Gas distribuito	795	816	(2,6)
<b>TELERISCALDAMENTO</b>			
Volumetria teleriscaldata (mln mc)	82,1	80,4	2,1
Rete Teleriscaldamento (Km)	890	869	2,4
<b>SERVIZIO IDRICO INTEGRATO</b>			
Volumi Acqua (mln mc)	126	114	10,6

## SCENARIO DI MERCATO

### Lo scenario macro economico

L'economia italiana ha fatto registrare segnali positivi in avvio d'anno, con un aumento del PIL nel primo trimestre dello 0,3% su base congiunturale, mentre il secondo trimestre del 2016 ha visto il PIL reale attestarsi sugli stessi livelli del primo trimestre dell'anno, e nel complesso aumentare dello 0,7% annuo su base tendenziale. I fattori che hanno contribuito a questa ridotta crescita, rispetto a quanto accaduto nel primo trimestre, possono essere individuati nella sostanziale stabilità delle spese delle famiglie, nella riduzione degli investimenti (-0,3%) e in una crescita molto ridotta delle esportazioni nette (+0,4%).

Le famiglie italiane hanno goduto di una crescita del reddito disponibile netto durante i primi sei mesi del 2016, ma ciò non si è tradotto in un aumento delle spese dei consumatori. La spiegazione sembra essere il calo fiducia: i consumatori stessi, pur relativamente soddisfatti delle condizioni attuali, rimangono abbastanza preoccupati per l'evoluzione futura dell'economia italiana. L'indice della fiducia delle imprese mostra che la maggioranza delle imprese intervistate hanno dichiarato che i livelli di accesso al credito e la liquidità sono tornati a livelli simili a quelli esistenti prima della crisi. Sono piuttosto le aspettative ancora prudenti sull'andamento a breve dei nuovi ordini a costituire il principale deterrente agli investimenti.

Nei primi due trimestri le esportazioni hanno registrato andamenti positivi, mitigati nel terzo trimestre, dal momento che in Germania, il principale partner di scambio per l'Italia, si è assistito ad un rilevante calo della produzione industriale (il peggiore dal 2014).

In prospettiva, i fattori che possono avere un effetto positivo sui risultati delle esportazioni italiane sono due: innanzitutto, il rimbalzo nell'indice di fiducia delle imprese manifatturiere in Germania su un orizzonte biennale, che suggerisce un miglioramento delle prospettive economiche; a questo si aggiunge il rafforzamento delle previsioni di crescita dei mercati emergenti (con la crescita della Cina che si stabilizza a circa 6,7%, quella dell'India finora al 6% nel 2016 e con il Brasile e la Russia che stanno uscendo dai periodi di recessione).

Nel complesso si stima che la crescita italiana in corso si possa attestare intorno allo 0,8%.

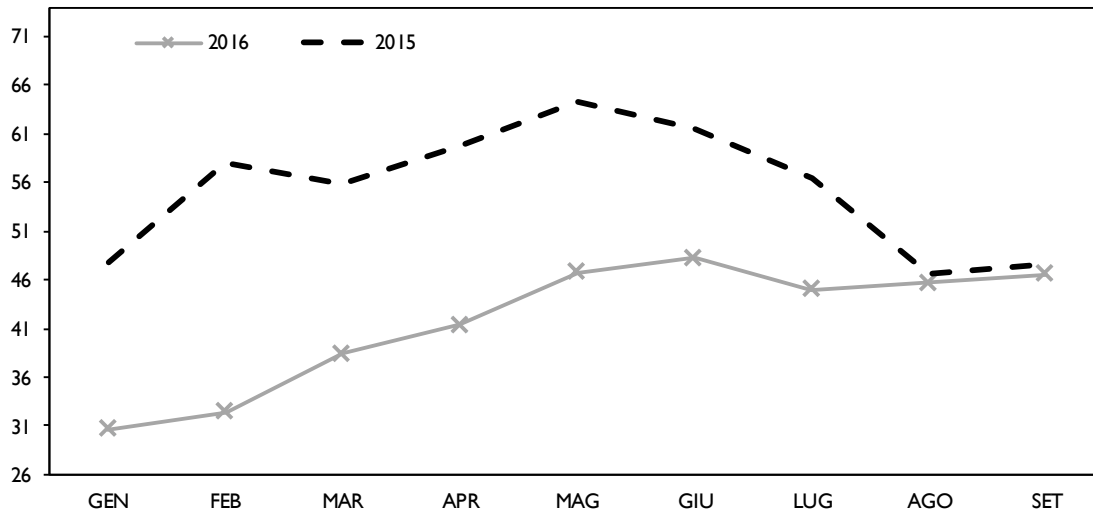
## Il mercato petrolifero

Nei primi nove mesi del 2016 il prezzo medio del greggio è stato pari a 42,58 \$/bbl, in netta riduzione rispetto allo stesso periodo del 2015 (-22,17%). Il cambio \$/€ medio è stato 1,1151 \$/€, 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 38,15 €/bbl nel 2016 in riduzione rispetto al valore medio del 2015 (-22,32%).

Nei primi nove mesi del 2016 le quotazioni *spot* del Brent Dated sono state in continuo aumento fino a giugno (48,34 \$/bbl), mentre nel trimestre seguente sono rimasti stabili sui 46 \$/bbl.

### DINAMICHE PREZZO BRENT

(\$/bbl)



Fonte: elaborazioni REF-E su dati Platts

## Il mercato dell'energia elettrica

### Domanda e offerta

Nel periodo Gennaio – Settembre 2016 la produzione netta di energia elettrica in Italia è stata pari a 205.667 GWh, sostanzialmente stabile (-0,3%) rispetto allo stesso periodo dello scorso anno. La richiesta di energia elettrica, pari a 227.972 GWh (-4,0%) è stata soddisfatta per l'89% dalla produzione nazionale e per il rimanente 11% dalle importazioni estere. A livello nazionale, la produzione termoelettrica tradizionale è stata pari a 133.021 GWh, allineandosi al 2015, e ha rappresentato il 65% dell'offerta produttiva; la produzione di fonte idroelettrica è stata pari a 35.024 GWh (-2,7% rispetto al 2015) rappresentandone il 17%, mentre la produzione da fonte geotermica, eolica e fotovoltaica è stata pari a 37.622 GWh (dato in linea con il 2015) coprendo il 18% dell'offerta.

### Domanda e offerta di energia elettrica cumulata

	(GWh e variazioni tendenziali)		
	fino a 30/09/2016	fino a 30/09/2015	Var. %
<b>Domanda</b>	<b>227.972</b>	<b>237.392</b>	<b>-4,0%</b>
<i>Nord</i>	107.987	108.085	-0,1%
<i>Centro</i>	67.068	71.271	-5,9%
<i>Sud</i>	32.409	35.952	-9,9%
<i>Isole</i>	20.508	22.084	-7,1%
<b>Produzione netta</b>	<b>205.667</b>	<b>206.234</b>	<b>-0,3%</b>
<i>Idroelettrico</i>	35.024	35.996	-2,7%
<i>Termoelettrico</i>	133.021	133.177	-0,1%
<i>Geotermoelettrico</i>	4.597	4.318	6,5%
<i>Eolico e fotovoltaico</i>	33.025	32.743	0,9%
<i>Consumo Pompaggi</i>	-1.797	-1.751	2,6%
<b>Saldo estero</b>	<b>24.102</b>	<b>32.909</b>	<b>-26,8%</b>

Fonte: Terna & GME

I consumi dei primi nove mesi del 2016 sono in calo rispetto all'anno precedente con una flessione del 4,0% rispetto al corrispondente periodo del 2015, riconducibile ad un effetto delle temperature più miti. I decrementi percentuali si verificano in tutte le zone del Paese, in particolare nelle Isole (-7,1%) e al Sud (-9,9%), mentre il Nord è rimasto pressoché stabile (-0,1%).

### Prezzi Mercato del Giorno Prima (MGP)

Relativamente ai prezzi zionali si assiste, nei primi nove mesi del 2016, ad un ridimensionamento generale dei prezzi rispetto al 2015 con un calo di tutte le zone e di conseguenza anche del PUN.

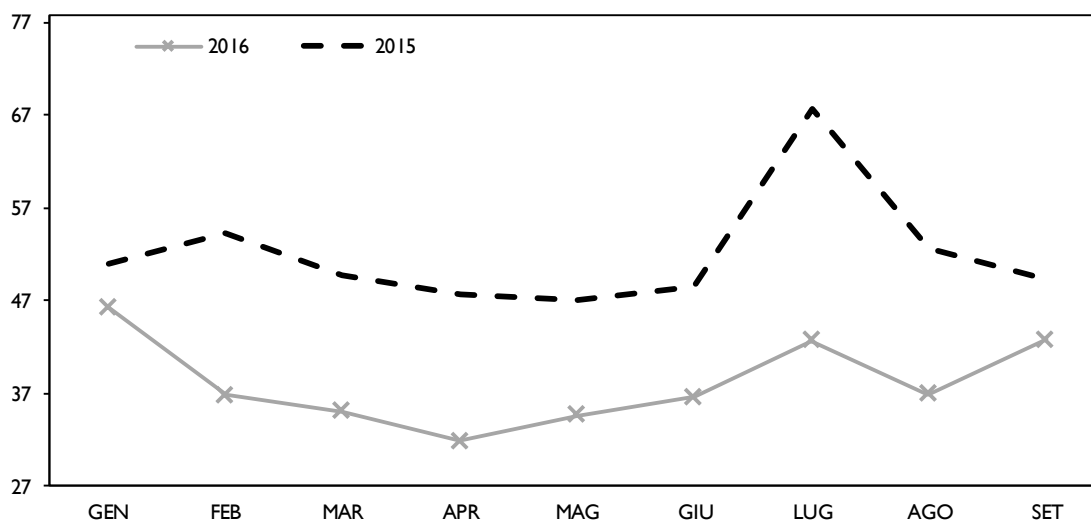
Il terzo trimestre è caratterizzato da un prezzo molto alto in Sicilia (54,26 €/MWh, con una differenza media fra il PUN ed il prezzo zonale pari a -13,32 €/MWh) a causa delle numerose ore di indisponibilità dell'interconnessione Sorgente-Rizziconi che, dopo la sospensione del regime di offerta amministrato<sup>1</sup> per la teorica introduzione in funzione del cavo il 28 maggio 2016, hanno reso di fatto isolata la Sicilia permettendo agli impianti della zona di poter influire sulla determinazione del prezzo.

Le rimanenti zone hanno registrato un prezzo molto simile tra di loro con leggere variazioni in alcune ore. In particolare la zona Nord ha mantenuto un prezzo basso e in linea con le altre zone, grazie alle importazioni estere per mezzo del *Market Coupling*, che ha permesso di ottimizzare tali flussi.

<sup>1</sup> 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 PREZZO MEDIO DI ACQUISTO SU MGP - PUN

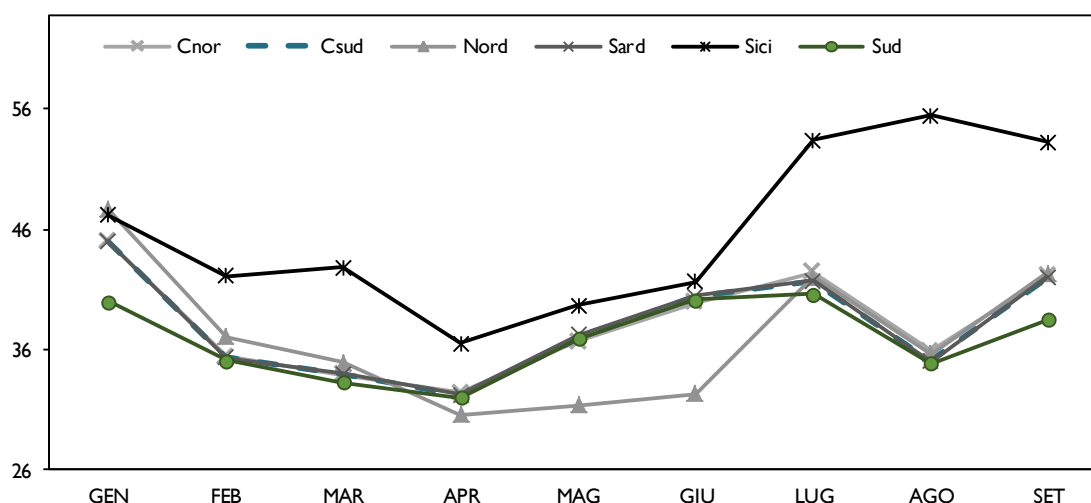
(€/MWh)



Fonte: elaborazioni REF-E su dati GME

### DINAMICHE PREZZI ZONALI ITALIANI 2016

(€/MWh)



Fonte: elaborazioni REF-E su dati GME

### Andamenti delle principali borse europee

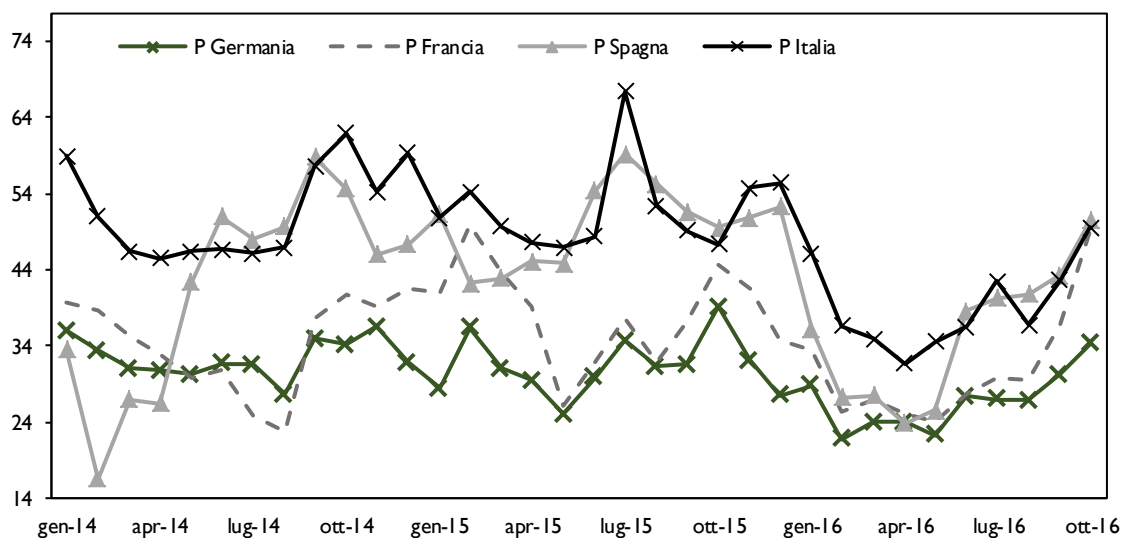
Le borse elettriche europee<sup>2</sup> hanno espresso, nei primi nove mesi del 2016, un prezzo medio di 31,21 €/MWh in netto calo rispetto all'anno precedente (-9 €/MWh) con un differenziale rispetto al PUN di 8,28 €/MWh (sempre in calo tendenziale rispetto a 11,52 €/MWh del 2015).

<sup>2</sup> Media aritmetica dei prezzi Spagnolo, Francese e Tedesco



## 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 terzo trimestre 2016 riferiti al Prezzo Unico Nazionale. In particolare si registrano variazioni al ribasso in settembre (seguendo l'andamento dello spot legato alla stagionalità) mentre risultano in aumento durante il mese di settembre sempre seguendo la ripresa delle attività. Il Q4 2016 e il Q1 2017 rimangono quotati attorno ai 44 €/MWh, essenzialmente stabili rispetto ai prezzi attuali mentre il Q2 2017 registra un netto calo di circa 7 €/MWh sui trimestri precedenti. L'annuale 2017 ha subito un calo (-1,9 €/MWh) dai 42,9 €/MWh registrati in media a luglio sino a 41 €/MWh di settembre.

lug-16 Futures		ago-16 Futures		set-16 Futures	
mensili	€/MWh	mensili	€/MWh	mensili	€/MWh
ago-16	44,8	set-16	37,7	ott-16	42,2
set-16	42,0	ott-16	38,9	nov-16	41,8
ott-16	42,9	nov-16	40,9	dic-16	45,4
trimestrali		trimestrali		trimestrali	
Q4 16	44,6	Q4 16	42,8	Q4 16	44,1
Q1 17	44,7	Q1 17	43,5	Q1 17	44,1
Q2 17	38,1	Q2 17	36,9	Q2 17	36,5
annuali		annuali		annuali	
Y1 17	42,6	Y1 17	40,9	Y1 17	41,0

Fonte: Reuters su dati EEX

## Il mercato del gas naturale

### Domanda e offerta

I primi nove mesi del 2016 confermano una crescita dei consumi di gas rispetto al 2015, che si assesta a +1.6%, trainata da un aumento del termoelettrico (7,2%) e dall'industriale (2,3%) compensato però da una diminuzione della domanda residenziale (3,3%).

### Impieghi e fonti di gas naturale nel periodo gennaio-settembre 2015 e confronto con gli anni precedenti

GAS PRELEVATO (Mld mc)*	Primi nove mesi 2016	Primi nove mesi 2015	Primi nove mesi 2014	Var %2016 vs 2015	Var %2015 vs 2014
Usi Industriali	9,8	9,5	9,8	2%	-3%
Usi Termoelettrici	16,0	14,9	12,9	7%	16%
Impianti di distribuzione	20,7	21,4	19,6	-3%	9%
Rete terzi e consumi di sistema / line pack	1,6	1,4	1,2	10%	20%
<b>Totale prelevato</b>	<b>48,0</b>	<b>47,3</b>	<b>43,5</b>	<b>2%</b>	<b>9%</b>

\*Valori cumulati al 30 set 2016

Fonte: elaborazioni REF-E su dati SRG

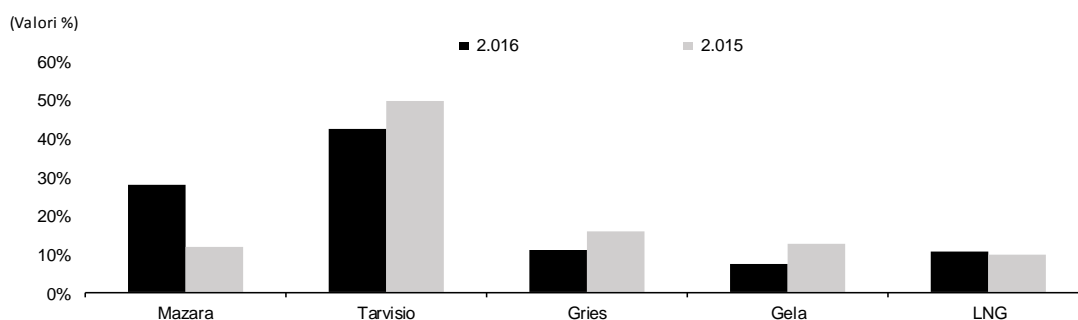
GAS IMMESSO (Mld mc)*	Primi nove mesi 2016	Primi nove mesi 2015	Primi nove mesi 2014	Var %2016 vs 2015	Var %2015 vs 2014
Importazioni	47,3	45,0	42,0	5%	7%
Prod. Nazionale	4,1	4,8	5,2	-15%	-7%
Stoccaggi	(3,4)	(2,6)	(3,6)	31%	-27%
<b>Totale Immeso (incl. Stoccaggi)</b>	<b>48,0</b>	<b>47,3</b>	<b>43,5</b>	<b>2%</b>	<b>9%</b>
Capacità max	95,4	95,1	96,4		
<b>Load Factor</b>	<b>50%</b>	<b>47%</b>	<b>44%</b>		

\*Valori cumulati al 30 set 2016

Fonte: elaborazioni REF-E su dati SRG

Il calo della domanda residenziale è riconducibile principalmente ad un inverno mite in cui si è assistito ad una diminuzione di circa 0,7 mld mc. Risultano in crescita i consumi industriali per 0,3 mld mc, in corrispondenza della lenta ripresa economica, così come i volumi per usi termoelettrici per circa 1,1 mld mc riconducibili al calo dell'idraulicità e della contrazione contingente della produzione termoelettrica a carbone.

Per quanto riguarda l'offerta, non si registrano grandi variazioni di trend: le importazioni sono aumentate del 5,1% mentre la produzione nazionale continua a rallentare (-15,4%), risentendo del calo del Brent. Il saldo dei sistemi di stoccaggio (erogazioni +/immissioni -) indica -0,8 mld mc rispetto a 2,6 mld mc del 2015, risultato di una minore erogazione durante il primo trimestre.



\*Valori cumulati al 30 set 2016

Fonte: elaborazione REF-E su dati SRG

Dall'inizio del 2016, le importazioni dalla Russia, dal Nord Europa e dalla Libia sono diminuite principalmente per l'aumento delle importazioni algerine, che ora rappresentano quasi il 28% (+12% rispetto al 2015) della totalità delle importazioni in Italia.

Tale andamento risulta confermato dalla crescita di capacità produttiva algerina e limitato aumento dei consumi interni.

Il principale canale d'importazione, con una quota del 43% sul totale, rimane comunque Tarvisio (il cui principale fornitore è la Russia). I restanti volumi importati provengono per l'11% da Gries (Nord Europa), l'11% da GNL (principalmente dal rigassificatore di Rovigo/punto d'entrata di Cavarzere (Qatar)) ed infine il 7,5% da Gela (Libia).

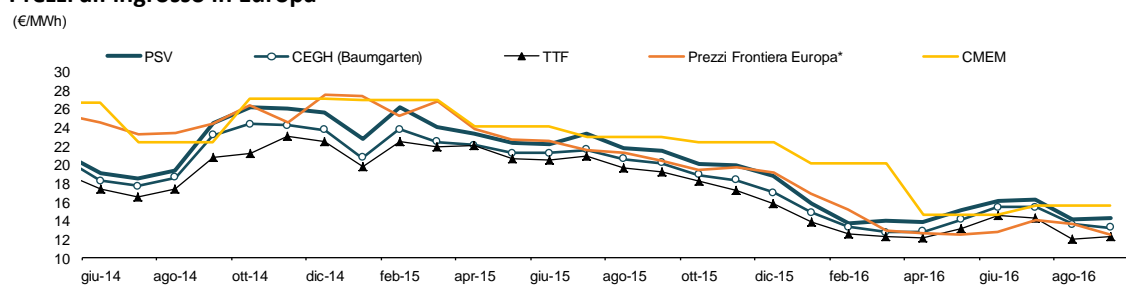
### Prezzi ingrosso gas

Nei primi nove mesi del 2016 i prezzi all'ingrosso del gas naturale continuano a mostrare un calo tendenziale in tutte le aree internazionali, rispetto allo stesso periodo del 2015. L'Europa è caratterizzata da una domanda che fatica a risalire, contestualmente a prezzi contenuti del Brent. I prezzi degli *hub*, dopo un leggero aumento nel secondo trimestre 2016 (+2% nei confronti del primo trimestre 2016) hanno segnalato una leggera diminuzione nel terzo trimestre (-3%).

Il TTF olandese, nei primi nove mesi del 2016, ha fatto registrare un valore medio delle quotazioni *spot* di 12,97 €/MWh. Il PSV italiano risulta ancora un mercato a premio rispetto agli *hub* nord-europei, sebbene sia diminuito in valore assoluto rispetto all'anno scorso, con un differenziale verso il TTF di +1,8 €/MWh (+2,28 nei primi nove mesi del 2015).

Nei primi 9 mesi del 2016 i prezzi alla frontiera, ancora in parte *oil-linked*, risultano in calo rispetto al medesimo periodo del 2015, passando da una media di 23,5 €/MWh a 13,6 €/MWh. L'allineamento tra i prezzi d'importazione di lungo termine e i principali *hub* nord europei ha spinto i prezzi all'ingrosso ad oscillare tra gli 11-15 €/MWh a fronte di un valore di 12,5 €/MWh (dati WGI) dei prezzi medi d'importazione.

### Prezzi all'ingrosso in Europa



Ultimo dato 30 set 16

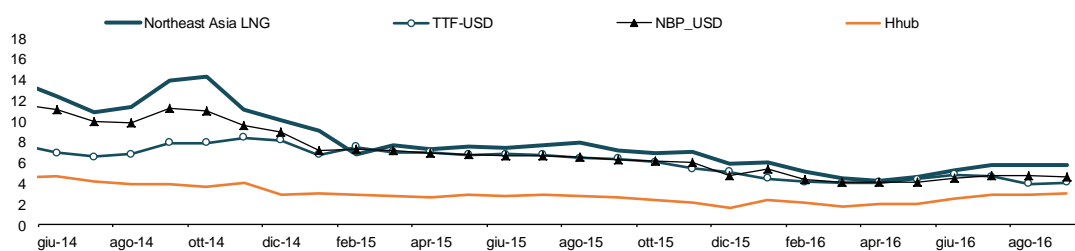
Fonte: elaborazioni REF-E su dati Platts- WGI

Per quanto riguarda il mercato italiano, nel comparto più fluido del mercato gas, quello del bilanciamento (PB-Gas), è stato scambiato nei primi nove mesi del 2016 un volume di circa 2,9 mld mc, in aumento, rispetto allo stesso periodo del 2015 (2,75 mld mc). I due comparti che lo costituiscono (G+1 e G-1) hanno presentato un prezzo medio rispettivamente di 15,11 €/MWh e 14,07 €/MWh, mostrando dinamiche e tendenze in linea con quelle 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 secondo trimestre di 14,63 €/MWh e nel terzo trimestre di 15,53 €/MWh.

## Prezzi LNG

(\$/MBtu)



Ultimo dato 30 set 16

Fonte: elaborazioni REF-E su dati Platts

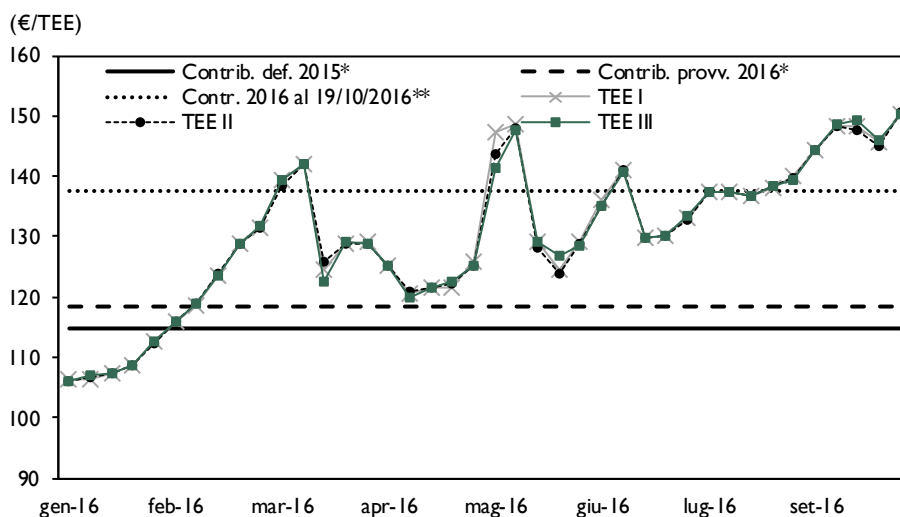
Nei mercati del Nord-Est asiatico, la rallentata crescita della domanda mondiale e l'entrata in produzione di nuova capacità di liquefazione in Australia e in USA (Sabine Pass) e la riduzione dei prezzi del petrolio, si sono riflessi in una riduzione dei prezzi GNL. Nel primi nove mesi del 2015 i prezzi *spot* asiatici avevano registrato una media di 7,6 \$/MBtu, mentre nello stesso periodo del 2016 si è confermato il *trend* al ribasso già presente nel semestre, registrando una media di 5,16 \$/MBtu (nel terzo trimestre la media è stata di 5,73 \$/MBtu).

Anche negli USA si conferma un andamento ribassista: il principale mercato americano del gas, l'*Henry Hub*, ha fatto registrare valori, per i primi nove mesi del 2016, in diminuzione rispetto al 2015, che si attestano rispettivamente a 2,32 \$/MBtu e a 2,76 \$/MBtu.

## Certificati Bianchi (TEE)

### Andamento del mercato

Tra gennaio e settembre 2016 i prezzi dei Titoli di Efficienza Energetica (TEE) scambiati in borsa hanno registrato un significativo aumento, sebbene seguendo un trend altalenante almeno fino alla prima metà dell'anno, mentre nelle ultime settimane del periodo si è registrato un assestamento su valori sempre superiori ai 130 €/TEE, arrivando a toccare la soglia dei 150 €/TEE. Tale andamento, se confermato, si rifletterà in un sostanziale incremento del contributo tariffario per l'anno d'obbligo in corso, per il quale l'AEEGSI aveva calcolato un contributo preventivo di 118,37 €/TEE<sup>3</sup>, già in aumento rispetto al definitivo dell'anno d'obbligo 2015, attestatosi a 114,83 €/TEE: sulla base dei dati di mercato disponibili alla data della presente relazione il contributo 2016 si posiziona infatti sui 137 €/TEE.



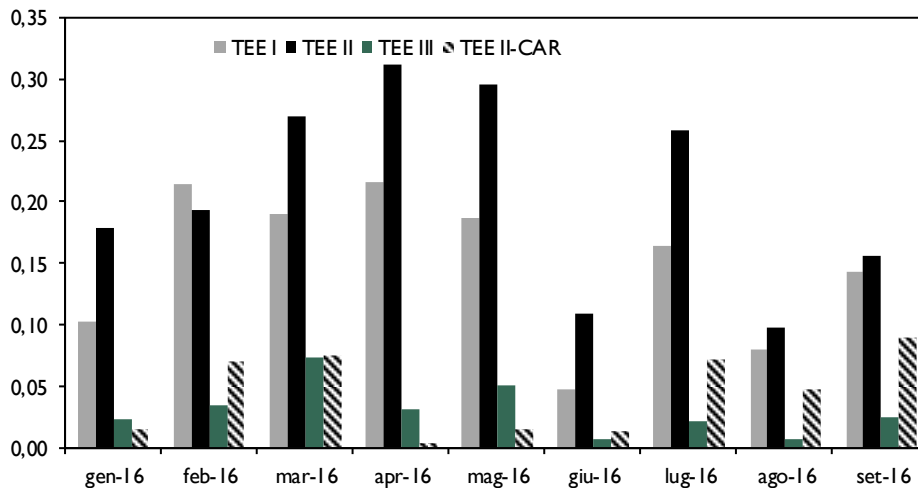
\* AEEGSI, DMEG/EFR/11/2016. \*\* Calcolo REF-E su dati GME, ultimo dato al 18/10/2016

Fonte: elaborazioni REF-E su dati GME, AEEGSI

<sup>3</sup> AEEGSI Determina 16 giugno 2016 DMEG/EFR/11/2016

In termini di volumi complessivi scambiati in borsa da inizio anno la situazione è risultata invece più stabile, salvo a giugno, quando a valle della *compliance* per l'anno d'obbligo 2015 si è registrata un significativa contrazione, e a settembre, quando anche a valle del minor numero di sessioni si è registrata la solita riduzione estiva, mentre a settembre le contrattazioni sono tornate il linea con i mesi precedenti<sup>4</sup>.

(Milioni di TEE)

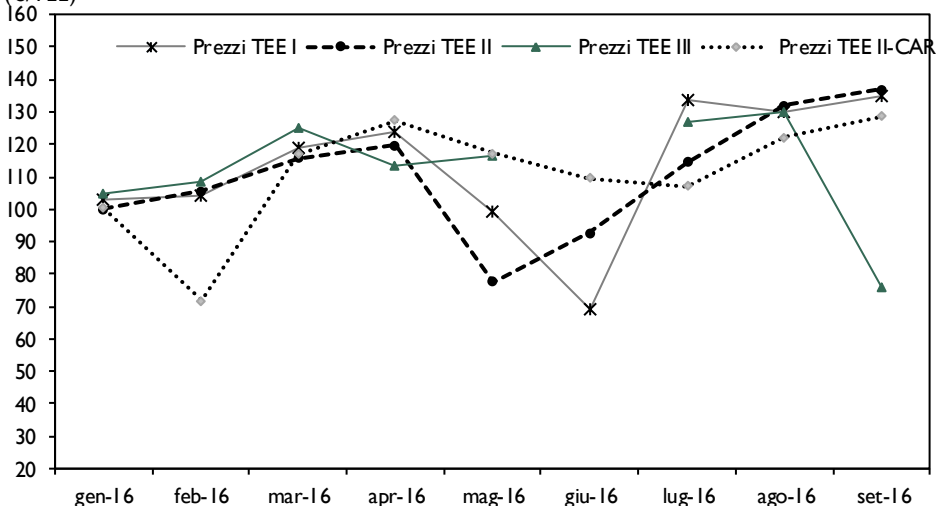


Volumi mensili da inizio 2016

Fonte: elaborazioni REF-E su dati GME

Anche sul mercato OTC i prezzi hanno segnato degli aumenti, sebbene più contenuti e incerti, senza raggiungere in ogni caso i massimi di borsa, ma arrivando al massimo in prossimità dei 140 €/TEE. I volumi continuano a rimanere mediamente più elevati in borsa rispetto agli scambi bilaterali.

(€/TEE)



Prezzi mensili da inizio anno d'obbligo 2015

Fonte: elaborazioni REF-E su dati GME

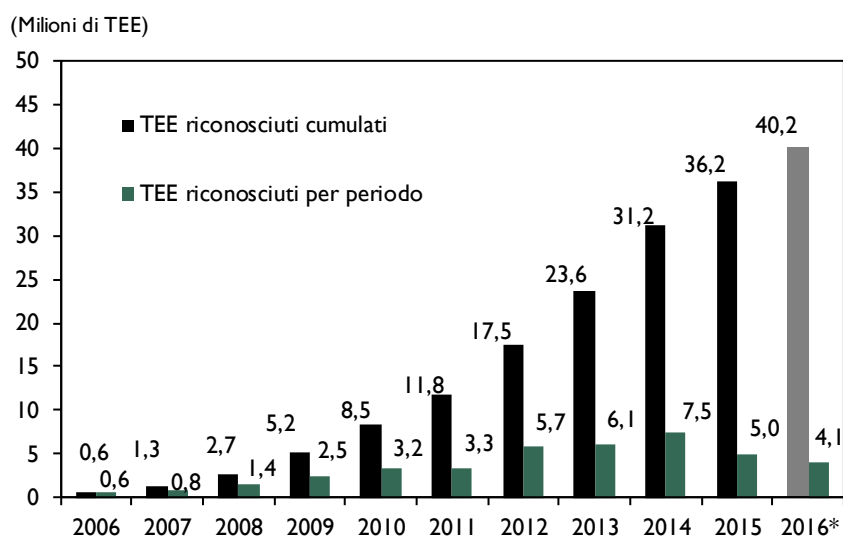
<sup>4</sup> Nella figura dei volumi di borsa si riportano i volumi relativi ai titoli di tipologia I, II, III e anche II-CAR, in quanto per quest'ultima tipologia le contrattazioni sono progressivamente divenute rilevanti in termini di volumi, mentre in termini di prezzi vi è un totale allineamento con i titoli I, II e III, per cui nella relativa figura i TEE II-CAR non sono riportati per questioni di leggibilità della figura stessa.

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

A valle della crescita delle emissioni di titoli post introduzione, a partire dal 2012, del coefficiente  $\tau$ , e dei picchi degli anni 2013-2014, legati ad aggiornamenti introdotti dal DM 28 dicembre 2012<sup>5</sup>, si conferma la diminuzione già registrata nel 2015; considerando le emissioni da gennaio a settembre 2016 si può infatti ipotizzare che le emissioni complessive risultino in linea con quelle del corrispondente periodo del precedente esercizio.

L'aumento dei prezzi registrato nel corso di quest'anno dovrebbe essere almeno in parte legato alla diminuzione del numero di titoli in circolazione a valle delle minori emissioni, e se nei prossimi mesi/anni venisse confermato il trend calante di emissioni di titoli, combinato con obblighi comunque crescenti, l'attestarsi dei prezzi su medie più elevate degli anni precedenti potrebbe divenire strutturale.

D'altro canto l'aumento del prezzo potrebbe anche essere legato al clima di incertezza che sta vivendo il meccanismo a causa del prolungarsi dei ritardi ministeriali nella pubblicazione dei Decreti relativi alle nuove linee guida<sup>6</sup> e agli obblighi/obiettivi 2017-2020.



\*Gennaio-settembre consuntivo GSE

Fonte: elaborazioni REF-E su dati GSE

<sup>5</sup> 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, in particolare con le detrazioni fiscali e con i certificati verdi emessi per gli impianti di cogenerazione abbinati a teleriscaldamento.

<sup>6</sup> L'indirizzo in termini di aggiornamento delle linee guida del meccanismo predisposto dal MiSE sembra peraltro proprio andare nella direzione di una maggiore selettività nella valutazione dei progetti ed emissioni dei titoli, ragione in più per ritenere che il segnale di prezzo sarà l'elemento chiave per il centrare gli obiettivi del meccanismo.

## NORMATIVA PRIMI NOVE MESI 2016

### 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.

#### **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 all'anno, applicati ad ogni singolo Punto Di Riconsegna.

#### **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 è efficace dal 1° ottobre 2016.

Il nuovo sistema pone a carico degli utenti la responsabilità di bilanciare le proprie posizioni nell'ambito del giorno-gas, utilizzando varie fonti che hanno flessibilità infragiornaliera, non solo lo stoccaggio.

Contestualmente è in corso di definizione un sistema di incentivi per responsabilizzare SNAM sulla qualità e la puntualità dei dati resi agli operatori.

#### **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 550/2016/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 la delibera in oggetto, l'Autorità ha rideterminato i criteri tariffari del servizio di trasporto gas per il periodo di regolazione 2010-13, in ottemperanza alla sentenza del Consiglio di Stato n. 2888/201. Tale sentenza ha dichiarato illegittime le tariffe di trasporto e dispacciamento gas 2010-13 e ha annullato le disposizioni contenute nelle delibere ARG/gas 184/09, 192/09, 198/09 e 218/10. Con tale provvedimento l' AEEGSI:

- conferma il criterio di ripartizione 90:10 tra componente capacity e commodity (secondo cui i costi di capitale sono attribuiti alla componente capacity e quelli operativi alla componente commodity), nel rispetto del principio di *cost reflectivity* sancito dal legislatore comunitario;
- conferma che l'individuazione del baricentro del mercato non è frutto di una valutazione discrezionale del regolatore, poiché esso rappresenta il luogo fisico in cui si concentrano i prelievi dalla rete di trasporto ovvero il luogo fisico verso cui il gas immesso nei punti di entry viene trasportato.

**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 71/2016/R/gas - Servizio di default**

Definisce la procedura di gestione annuale delle istanze dei distributori per l'esonero parziale/totale degli ammontari previsti per la mancata disalimentazione fisica dei PDR in default ex. comma 43.1 TIVG

**DCO 456/2016/R/gas**

Con tale DCO l'AEEGSI esprime i propri orientamenti finali in tema di riconoscimenti tariffari degli investimenti gas a partire dal 2018 secondo il metodo dei costi standard modulati da coefficienti correttivi generici. Ipotizza inoltre l'applicazione di un limite massimo al riconoscimento dei costi capitalizzati ed introduce due ipotesi di *sharing*, simmetrico e/o asimmetrico, tra distributore e clienti finali in merito ai maggiori/minori costi sostenuti.

**DCO 518/2016/R/gas**

L'AEEGSI pone in consultazione i propri orientamenti finali per migliorare la qualità dei dati di misura. In particolare, per i misuratori accessibili introduce per tutti i distributori un' ipotesi di penale da versare alla Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali oltreché gli indennizzi da corrispondere ai clienti finali in caso di mancato raggiungimento delle performance di lettura previsti dalla regolazione. Per i contatori parzialmente accessibili e quelli non accessibili stabilisce, per i distributori che gestiscono più di 50.000 PDR, una percentuale massima di questo tipo di apparecchi di misura, superata la quale scatta l'obbligo di sostituzione con smart meter.

**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.

**DM 11 maggio 2016: regolazione pagamenti settimanali gas.**

Il MISE ha approvato la modifica della disciplina del MGAS in relazione alla gestione dei pagamenti su base settimanale recepita all'interno della Disciplina del mercato del gas naturale con effetto dal 1° settembre 2016.



### **Legge 21/2016 (Legge Milleproroghe)**

La legge introduce una proroga rispetto alla pubblicazione dei bandi di gara gas, la soppressione delle sanzioni per i Comuni che non pubblicano i bandi in tempo e l'assegnazione al MiSE del compito di nominare un commissario per bandire la gara nel caso non sia intervenuta nemmeno la Regione negli 8 mesi successivi al termine per il bando.

## **ENERGIA ELETTRICA**

### **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.

### **DCO 457/2016/R/eel**

Attraverso il DCO 457/2016 l'Autorità illustra gli orientamenti finali (dopo il DCO 267/2016/R/EEL) per la definizione dei meccanismi incentivanti di riconoscimento dei costi relativi ai sistemi di smart metering 2G e le contestuali modifiche del riconoscimento dei costi del servizio di misura che si rendono necessarie per garantire un quadro regolatorio coerente. Gli orientamenti delineati nel documento per la consultazione anticipano, sul perimetro delle attività di misura, l'introduzione di un approccio Totex ("Total expenditure") al riconoscimento dei costi.

### **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 l'importo del corrispettivo S.

### **Del 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 1° gennaio 2017 l'obbligo di debranding tra vendita al mercato libero e tutela.

### **Delibera 369/2016: riforma delle tutele di prezzo nel mercato retail dell'energia elettrica e del gas naturale: Tutela Simile (TS) al mercato libero di energia elettrica per clienti finali domestici e piccole imprese.**

La delibera in oggetto riforma i meccanismi di mercato per la tutela di prezzo per i clienti domestici e non domestici, attraverso la revisione delle condizioni di erogazione della maggior tutela (al fine di renderla coerente con il ruolo di servizio universale che è destinata ad assumere) e l'istituzione della TS. La delibera regola gli aspetti principali della TS, mentre un successivo provvedimento definirà la regolazione della maggior tutela riformata. Entrambi i regimi saranno operativi a partire dal 1° gennaio 2017.

I soggetti titolati a partecipare alla Tutela Simile (TS) sono tutti i clienti domestici e le piccole imprese serviti in maggior tutela e i clienti finali aventi diritto alla maggior tutela. L'Acquirente Unico sarà l'amministratore della TS e sarà incaricato di svolgere le procedure di individuazione e monitoraggio dei fornitori di mercato libero ammessi.

La durata del contratto, inizialmente prevista di un anno senza possibilità di proroga, è stata poi ridefinita dalla successiva delibera n. 541/2016 di seguito riportata.

**Delibera 541/2016: Approvazione del regolamento per l'individuazione dei fornitori e per il monitoraggio.**

La delibera 541/2016/R/eel approva il Regolamento della TS predisposto da Acquirente Unico ed aggiorna alcune specifiche disposizioni inerenti alla disciplina della TS stabilita con la delibera 369/2016/R/eel.

Tale delibera chiarisce che l'"ambiente di negoziazione sorvegliato" della TS durerà dal 1° gennaio 2017 e sino al superamento del servizio di maggior tutela, e comunque non oltre il 30 giugno 2018 e modifica le date relative alla procedura di ammissione dei fornitori interessati alla TS.

**Delibera 303/2016/R/eel: Aggiornamento della disciplina transitoria relativa alla specifica remunerazione della capacità produttiva, per l'anno 2015**

La delibera stabilisce i criteri per la quantificazione del parametro GCAP1 in funzione del quale è determinato il corrispettivo unitario CAP1 in €/MW per la remunerazione della capacità produttiva degli impianti 2015.

**Delibera 333/2016/R/eel: Valorizzazione sbilanciamenti effettivi 2012-2014**

La delibera è stata pubblicata e 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.

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 – Avvio di procedimento per l'adozione tempestiva di misure prescrittive e la valutazione di potenziali abusi nel mercato all'ingrosso dell'energia elettrica ai sensi del Regolamento (UE) n. 1227/2011 (REMIT)**

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.

**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.

**Delibera 459/2016/E/eel: Avvio di nuovi procedimenti per l'adozione tempestiva di misure prescrittive e la valutazione di potenziali abusi nel mercato all'ingrosso dell'energia elettrica, ai sensi del regolamento (Ue) 1227/2011 - Remit**

La delibera 459/2016 dispone nuovi provvedimenti finalizzati a far cessare e perseguire le possibili condotte anomale tenute dagli operatori dell'offerta e della domanda nei mercati all'ingrosso dell'elettricità.

**Ordinanza TAR Lombardia 16/09/2016**

Il TAR Lombardia ha emesso un'ordinanza di sblocco relativa agli aumenti tariffari del terzo trimestre 2016 stabilita con delibera n. 354/2016 (aggiornamento PE-PD-PPE) bloccati dal precedente decreto 19/07/2016 dello stesso TAR. La stessa ordinanza ha stabilito che l'AEEGSI dovrà deliberare entro 40 gg le

modalità per i rimborsi ai clienti in modo tale che, in caso di conferma dell'annullamento della delibera 354/2016, con sentenza prevista a febbraio, tali rimborsi siano automatici.

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

Il DCO si inserisce come prima consultazione nell'ambito del procedimento avviato con la Delibera 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.

**DCO 446/2016/R/eel - Revisione delle modalità e tempistiche relative alla risoluzione dei contratti di dispacciamento e trasporto per inadempimento dell'utente relativo e all'attivazione dei servizi di ultima istanza per i clienti finali nel mercato elettrico.**

Nel documento vengono illustrati alcuni orientamenti volti alla riduzione dell'esposizione dell'utente che potrebbero portare ad una revisione dell'ammontare delle garanzie richieste a copertura della medesima esposizione relativa ai servizi di dispacciamento e trasporto.

Per rendere tutto ciò concretizzabile è necessario ridurre il tempo concesso ai clienti finali per cercare una nuova controparte commerciale prima dell'attivazione dei servizi di ultima istanza e, in caso di avvenuta attivazione, a consentire una rapida uscita dai medesimi.

**Decreto del 21 settembre 2016 del MISE e Delibera dell' AEEGSI n. 501/2016/R/EEL**

Con tali provvedimenti sono state approvate, rispettivamente, le modifiche al Testo Integrato della Disciplina del Mercato Elettrico e al Regolamento della Piattaforma dei Conti Energia a termine (PCE), al fine di disciplinare le nuove regole inerenti la gestione dei pagamenti su base settimanale (W+1) sui mercati dell'energia MGP, MI e sulla PCE e l'adozione del SEPA Direct Debit Business To Business quale strumento di settlement del mercato elettrico e della PCE stessa.

**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.

Dal 2 luglio 2016 l'Acquirente Unico trasferisce mensilmente ai venditori l'elenco dei clienti a cui applicare le rate di canone.

L'Agenzia delle entrate ha messo a disposizione negli ultimi giorni di settembre un software di controllo per il trasferimento degli elenchi relativi ai pagamenti di clienti e ai versamenti verso l'Agenzia delle Entrate stessa.

**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**

**Delibera 100/2016: Disposizioni relative alla emissione della fattura di chiusura per cessazione della fornitura di energia elettrica o gas naturale.**

Il provvedimento definisce le disposizioni relative alla emissione della fattura di chiusura per cessazione della fornitura di energia elettrica o gas naturale ai clienti retail in bassa tensione per l'energia elettrica o i

cui consumi siano inferiori a 200.000 mc/anno per il gas. Si fa riferimento a tutti i casi in cui venga meno il contratto di fornitura tra il venditore e il cliente finale per qualunque ragione.

Si stabiliscono regole molto stringenti in tema di tempi di emissione dell'ultima fattura e si stabilisce un ordine prioritario di utilizzo dei dati di lettura privilegiando quelle effettive.

Sono previsti indennizzi in capo al venditore nel caso di emissione della fattura di chiusura oltre i termini stabiliti e indennizzi automatici in capo al distributore in caso di mancato rispetto dei termini di messa a disposizione dei dati a favore del venditore e indennizzi da riconoscere al cliente finale nei casi in cui il distributore metta a disposizione il dato di misura dopo 30 giorni dalla cessazione della fornitura.

#### **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.

Con la Determina DIUC 18/2016, inoltre, l'Autorità ha provveduto – in linea con le indicazioni di cui alla Del. 233/2016 – a fornire ai distributori le stratificazioni puntuali dei cespiti usate per determinare le tariffe al fine di approfondire e verificare con i distributori stessi la coerenza con le informazioni contabili disponibili.

#### **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 413/2016/R/com - Nuovo testo integrato della regolazione della qualità commerciale dei servizi di vendita e modifiche alla regolazione della qualità commerciale del servizio di distribuzione dell'energia elettrica e del gas naturale, al codice di condotta commerciale e alla bolletta 2.0.**

L'AEEGSI riforma significativamente il Testo integrato della qualità della vendita (TIQV), alcune parti dei Testi integrati della qualità della distribuzione elettrica e gas (TIQE e RQDG) correlate alle attività di scambio di dati fra venditori e distributori ai fini della risposta ai reclami dei clienti finali, il Codice di condotta commerciale nella parte che riguarda gli obblighi informativi dei venditori ed interviene ad aumentare l'efficienza del trattamento dei reclami al primo livello (fase in cui il reclamo del cliente finale viene trattato dal venditore/distributore) e infine il provvedimento Bolletta 2.0.

#### **Delibera 463/2016/R/com: Disposizioni relative alla fatturazione di periodo, indennizzi a carico dei venditori e delle imprese di distribuzione e ulteriori obblighi in capo alle suddette imprese, in tema di misura.**

Il provvedimento approva il "Testo integrato delle disposizioni dell'AEEGSI in materia fatturazione del servizio di vendita al dettaglio per i clienti di energia elettrica e di gas naturale (TIF)" ed introduce indennizzi a carico dei venditori e delle imprese di distribuzione e ulteriori obblighi in capo alle suddette imprese in tema di misura.

Le disposizioni del TIF si applicano a tutte le forniture in regime di maggior tutela, di tutela gas e della Tutela simile; tale delibera si applica anche al mercato libero, salvo alcune deroghe consentite, in genere di maggior favore per il cliente.

Le disposizioni si applicano a tutti i clienti domestici e non domestici connessi in bassa tensione – per il settore elettrico – e a tutti i clienti con consumi inferiori a 200.000 Smc/anno – per il settore del gas naturale.

La delibera riforma tutti gli aspetti della fatturazione: emissione e periodicità della fattura di periodo, ordine di utilizzo dei dati di misura, ricalcoli e altre regole di fatturazione (tra l'altro divieto di fatturare consumi successivi alla data di emissione - norma non derogabile), autolettura e standard generali per la quantificazione dei consumi stimati e gli indennizzi a favore del cliente finale (sia per i venditori che per i distributori).

#### **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.

## **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% i 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.

**Tariffe: Delibera 392/2016/R/Gas (Determinazione delle tariffe per il servizio di rigassificazione del Gnl, per l'anno 2017) e Del 607/2016/R/gas (Avvio di un procedimento per l'ottemperanza alle sentenze del Consiglio di Stato n. 3356/2016 e n. 3552/2016 in materia di determinazione delle tariffe)**

L'AEEGSI con la delibera 392/2016 approva le tariffe presentate da alcuni operatori, tra cui la società OLT, e si impegna ad adeguare tempestivamente le tariffe relative all'anno 2016/2017 della società in considerazione della decisione del Consiglio di Stato (sentenze n. 3356/2016 e 3552/2016).

Con la successiva delibera n. 607/2016 l'Autorità, a valle delle sentenze del Consiglio di Stato di cui sopra, avvia un procedimento per accertare l'efficacia della rinuncia all'esenzione da parte di OLT. Inoltre, in tale delibera l'AEEGSI esprime la propria posizione in merito al fatto che il terminale debba sostenere i costi di trasporto sull'intera capacità invece che sulla base all'effettiva erogazione del servizio. Nelle more della conclusione del procedimento dispone che si continuino ad applicare le tariffe 2016 e 2017 ad oggi vigenti.

## 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 7.300 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.

### **Fornitura di energia elettrica alla Pubblica Amministrazione**

Il Gruppo, attraverso la controllata IREN Mercato, si è confermato come aggiudicatario di 2 lotti della gara annuale indetta da Consip per la fornitura di energia elettrica alla Pubblica Amministrazione.

In continuità con l'attuale convenzione in essere IREN Mercato continuerà ad essere il fornitore di riferimento della Pubblica Amministrazione di Liguria, Lombardia, Emilia Romagna e Trentino.

La convenzione che IREN Mercato stipulerà con Consip avrà durata di 12 mesi nell'ambito dei quali potrà accogliere ordinativi dalla Pubblica Amministrazione per un volume complessivo di energia elettrica pari a 1,4 TWh su circa 50.000 punti di fornitura ed un fatturato stimato pari a circa 250 milioni di euro.

Come per le convenzioni in essere IREN Mercato offrirà la possibilità, alle Pubbliche Amministrazioni che ne fanno richiesta, di certificare la fornitura di energia da fonti rinnovabili (certificazione Energia Verde), facendo leva sulla produzione rinnovabile del Gruppo, in particolare da fonte idroelettrica.

Con questo risultato IREN consolida il proprio percorso di crescita attraverso efficienza, innovazione, sostenibilità e collaborazione con le Comunità Locali ed il territorio, in linea con gli obiettivi e la vision del piano industriale del Gruppo.

#### **Acquisto quote Re. Cos. S.p.A.**

L'RTI costituito da Iren Ambiente e Ladurner S.r.l., si è aggiudicato la gara, bandita da ACAM S.p.A., per la cessione del 51% di Re. Cos. S.p.A.. L'acquisto del 51% del capitale sociale della società, equamente diviso tra IREN Ambiente e Ladurner S.r.l. in ragione del 25,5% ciascuno, è stato perfezionato con atto notarile in data 29 settembre 2016. La quota del 49% resterà in capo ad ACAM S.p.A..

Re. Cos. S.p.A. sarà titolare della concessione per il revamping e la gestione degli impianti di trattamento dei rifiuti urbani a servizio principalmente della provincia di La Spezia e di parte del bacino del Tigullio, e gestirà l'impianto di selezione e trattamento di rifiuti di Saliceti e l'impianto trattamento della frazione "verde" derivante da sfalci e potature di Boscalino.

L'operazione costituisce per il Gruppo IREN un ulteriore importante tassello nel percorso di consolidamento territoriale delineato nel piano industriale e consente di rafforzare il presidio in un'area frammentata come quella ligure. Rappresenta, inoltre, un'iniziativa importante sulla base della quale potranno essere eventualmente sviluppate ulteriori operazioni sul territorio.



## CRITERI DI REDAZIONE

### CONTENUTO E FORMA

Il decreto legislativo n. 25 del 15 febbraio 2016 (GU n. 52 del 3 marzo 2016) ha recepito la Direttiva 2013/50/UE in tema di armonizzazione degli obblighi di trasparenza per le società aventi titoli quotati (la cd. direttiva Transparency), introducendo un nuovo pacchetto di modifiche al TUF, la più significativa delle quali riguarda il venir meno dell'obbligo di messa a disposizione del pubblico delle relazioni finanziarie trimestrali; con decorrenza dal 18 marzo 2016, le società quotate non sono infatti più tenute alla pubblicazione dei conti ogni tre mesi, neppure in forma semplificata.

Come ampiamente esplicitato nella "Premessa" al presente documento, atteso che le nuove norme regolamentari per gli Emittenti entreranno in vigore il 2 gennaio 2017, il Gruppo Iren ha ritenuto in linea di continuità con il passato, di pubblicare la presente informativa finanziaria per i primi nove mesi 2016, che rispecchia nel contenuto e nella forma i precedenti Resoconti Intermedi di Gestione. I principi contabili di riferimento utilizzati nella predisposizione del Resoconto Intermedio di Gestione al 30 settembre 2016 sono gli "International Financial Reporting Standards – IFRS" emessi dall'International Accounting Standards Boards ("IASB") e omologati dall'Unione Europea. Per "IFRS" si intendono anche gli International Accounting Standards ("IAS") tuttora in vigore, nonché tutti i documenti interpretativi emessi dall'International Financial Reporting Interpretations Committee ("IFRIC") e dal precedente Standing Interpretations Committee ("SIC").

### PRINCIPI CONTABILI ADOTTATI

I principi contabili e i criteri di valutazione, nonché i principi di consolidamento adottati nella redazione del presente resoconto intermedio di gestione 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 contributi 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 intelligibile 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.

*Modifiche allo las 12 – Iscrizione attività fiscali differite per perdite non realizzate.* Documento emesso dallo lasb 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 las 7 – Informativa.* Documento emesso dallo lasb 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**

La redazione del resoconto intermedio di gestione ha richiesto l'utilizzo di stime e assunzioni che hanno effetto sui valori dei ricavi, dei costi, delle attività e delle passività. I risultati a posteriori che deriveranno dal verificarsi degli eventi potrebbero differire da tali stime.

Si segnala inoltre che taluni processi valutativi, in particolare quelli più complessi quali la determinazione di eventuali perdite di valore di attività immobilizzate, sono generalmente effettuati in modo completo solo in sede di redazione del bilancio annuale, quando cioè sono disponibili tutte le informazioni necessarie, salvo i casi in cui vi siano indicatori di "impairment" che richiedano un'immediata valutazione di eventuali perdite di valore. Analogamente, le valutazioni attuariali necessarie per la determinazione dei Fondi per benefici ai dipendenti sono elaborate in occasione della predisposizione del bilancio annuale.

Si ricorda infine che il resoconto intermedio di gestione non è oggetto di revisione contabile.

## AREA DI CONSOLIDAMENTO

Il 1° gennaio 2016 ha 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 (dal 1° ottobre 2016 la denominazione sociale cambia in Iren Laboratori)
- Mediterranea delle Acque e le controllate:
  - Idrotigullio
  - Immobiliare delle Fabbriche

## VARIAZIONE AREA DI CONSOLIDAMENTO

L'area di consolidamento è variata nei primi nove mesi del 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.

# SITUAZIONE ECONOMICA, PATRIMONIALE E FINANZIARIA DEL GRUPPO IREN

## Situazione economica

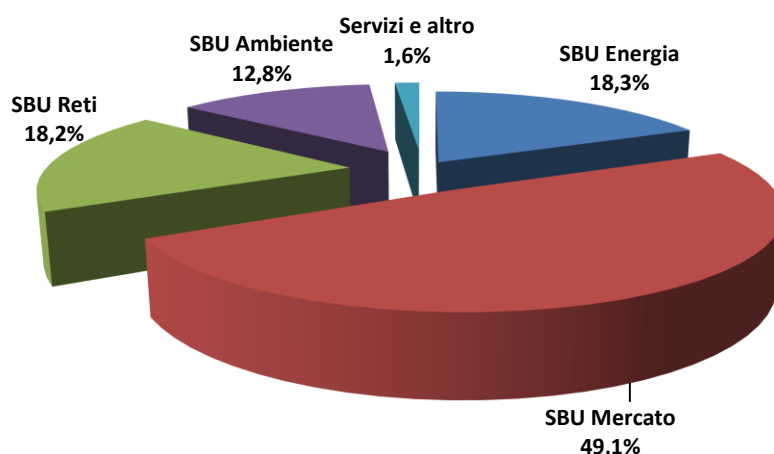
### CONTO ECONOMICO CONSOLIDATO GRUPPO IREN

	migliaia di euro		
	Primi nove mesi 2016	Primi nove mesi 2015	Var. %
<b>Ricavi</b>			
Ricavi per beni e servizi	2.059.446	2.030.877	1,4
Variazione dei lavori in corso	12.368	880	(*)
Altri proventi	156.554	187.107	(16,3)
<b>Totale ricavi</b>	<b>2.228.368</b>	<b>2.218.864</b>	<b>0,4</b>
<b>Costi operativi</b>			
Costi materie prime sussidiarie di consumo e merci	(619.874)	(718.765)	(13,8)
Prestazioni di servizi e godimento beni di terzi	(743.040)	(693.921)	7,1
Oneri diversi di gestione	(55.679)	(61.048)	(8,8)
Costi per lavori interni capitalizzati	15.829	19.037	(16,9)
Costo del personale	(266.702)	(266.573)	0,0
<b>Totale costi operativi</b>	<b>(1.669.466)</b>	<b>(1.721.270)</b>	<b>(3,0)</b>
<b>MARGINE OPERATIVO LORDO</b>	<b>558.902</b>	<b>497.594</b>	<b>12,3</b>
<b>Ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni</b>			
Ammortamenti	(215.900)	(198.103)	9,0
Accantonamenti e svalutazioni	(57.560)	(46.699)	23,3
<b>Totale ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni</b>	<b>(273.460)</b>	<b>(244.802)</b>	<b>11,7</b>
<b>RISULTATO OPERATIVO</b>	<b>285.442</b>	<b>252.792</b>	<b>12,9</b>
<b>Gestione finanziaria</b>			
Proventi finanziari	17.747	19.987	(11,2)
Oneri finanziari	(96.214)	(87.693)	9,7
<b>Totale gestione finanziaria</b>	<b>(78.467)</b>	<b>(67.706)</b>	<b>15,9</b>
Risultato di partecipazioni contabilizzate con il metodo del patrimonio netto	(674)	388	(*)
Rettifica di valore di partecipazioni	12.599	-	-
<b>Risultato prima delle imposte</b>	<b>218.900</b>	<b>185.474</b>	<b>18,0</b>
Imposte sul reddito	(78.652)	(69.766)	12,7
<b>Risultato netto delle attività in continuità</b>	<b>140.248</b>	<b>115.708</b>	<b>21,2</b>
Risultato netto da attività operative cessate	-	-	-
<b>Risultato netto del periodo</b>	<b>140.248</b>	<b>115.708</b>	<b>21,2</b>
attribuibile a:			
- Utile (perdita) di pertinenza del Gruppo	124.870	98.847	26,3
- Utile (perdita) di pertinenza di terzi	15.378	16.861	(8,8)

(\*) Variazione superiore al 100%

#### Ricavi

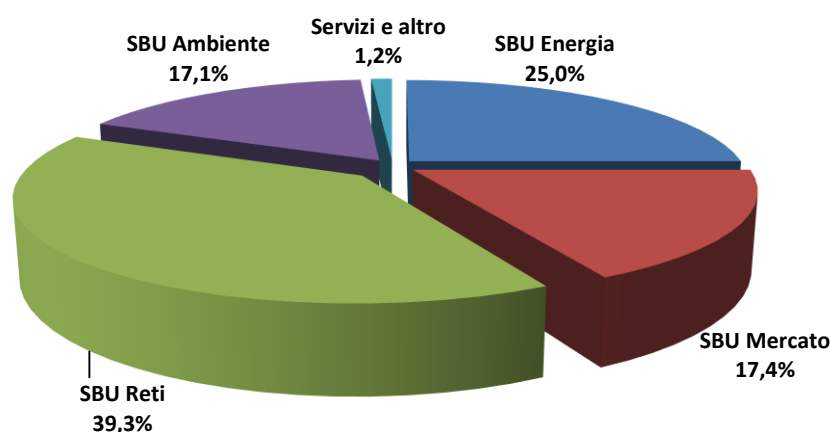
Al 30 settembre 2016 il Gruppo Iren ha conseguito ricavi per 2.228 milioni di euro in aumento del +0,4% rispetto ai 2.219 milioni di euro del corrispondente periodo 2015 principalmente per effetto di una riduzione dei prezzi delle commodity e dei minori volumi venduti di gas e calore per effetto di una stagione invernale più mite più che compensati dall'ampliamento del perimetro di consolidamento a TRM, società che gestisce l'impianto di termovalorizzazione di Torino e, a far data dal 1° maggio, anche dal gruppo Atena operante come società multiservizi e di vendita nell'area di Vercelli e comuni limitrofi.



### Margine Operativo Lordo

Il margine operativo lordo ammonta a 559 milioni di euro in aumento del +12,3% rispetto ai 496 milioni di euro del corrispondente periodo del 2015. L'incremento è principalmente riferibile alle sinergie operative sui costi e 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 da gennaio a settembre 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 l'esercizio 2015 ed in particolare: i ricavi da perequazione di esercizi precedenti sulla distribuzione energia elettrica e i conguagli tariffari pregressi sul ciclo idrico integrato.



### Risultato operativo

Il risultato operativo è pari a 285 milioni di euro in miglioramento del +12,9% rispetto ai 253 milioni di euro del corrispondente periodo 2015. Il risultato riflette la dinamica del margine operativo lordo che è parzialmente assorbita dai maggiori ammortamenti per 8 milioni di euro, principalmente per il consolidamento di TRM, oltre a maggiori accantonamenti e svalutazioni per 11 milioni di euro.



### **Oneri e Proventi finanziari**

Gli oneri e proventi finanziari esprimono un saldo di -78 milioni (-68 milioni nel corrispondente periodo comparativo). In particolare gli oneri finanziari ammontano a 96 milioni (88 milioni nei primi nove mesi 2015). L'aumento è principalmente imputabile alla variazione di perimetro a seguito del consolidamento degli oneri finanziari di TRM. I proventi finanziari ammontano a 18 milioni di euro. Nel periodo di confronto ammontavano a 20 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 (+0,4 milioni nei primi nove mesi 2015). La variazione fra i periodi in analisi (-1,1 milioni) è principalmente imputabile all'andamento del risultato pro-quota di ASA, parzialmente mitigato dalla variazione, complessivamente positiva, dei risultati di altre società collegate.

Nei primi nove mesi 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 218,9 milioni di euro, in aumento rispetto ai 185,5 milioni di euro dei primi nove mesi 2015.

### **Imposte sul reddito**

Le imposte sul reddito del periodo sono pari a 78,7 milioni, con un aumento del 12,7% rispetto allo stesso periodo del 2015. Il tax rate effettivo è del 35,9% (37,6% 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 140,3 milioni di euro, in aumento del 21,2% rispetto allo stesso periodo del 2015 (115,7 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 dei primi 9 mesi del 2015.

Nei primi 9 mesi del 2016 le attività non regolate contribuiscono alla formazione del margine operativo lordo per il 29% (22% il valore 2015), le attività regolate pesano per il 45% (53% nel 2015), mentre le attività semi regolate crescono passando dal 25% del 2015 al 27% del 2016.

## SBU Energia

Al 30 settembre 2016 i ricavi di periodo ammontano a 547 milioni di euro in flessione del -1,8% rispetto ai 557 milioni di euro del corrispondente periodo 2015.

		Primi 9 mesi 2016	Primi 9 mesi 2015	Δ %
Ricavi	€/mil.	547	557	-1,8%
Margine operativo lordo (Ebitda)	€/mil.	140	120	16,2%
<i>Ebitda Margin</i>		25,5%	21,6%	
Risultato Operativo (Ebit)	€/mil.	52	25	(*)
Investimenti	€/mil.	25	22	17,7%
Energia elettrica prodotta	GWh	5.612	5.460	2,8%
<i>da fonte idroelettrica</i>	GWh	999	1.157	-13,7%
<i>da fonte cogenerativa</i>	GWh	3.391	3.108	9,1%
<i>da fonte termoelettrica</i>	GWh	1.222	1.195	2,2%
Calore prodotto	GWh <sub>t</sub>	1.610	1.665	-3,3%
<i>da fonte cogenerativa</i>	GWh <sub>t</sub>	1.373	1.416	-3,1%
<i>da fonte non cogenerativa</i>	GWh <sub>t</sub>	238	249	-4,7%
Volumetrie teleriscaldate	Mmc	82	80	2,1%

L'energia elettrica prodotta è stata pari a 5.612 GWh in aumento del 2,8% rispetto ai 5.460 GWh dell'esercizio 2015, per effetto della maggiore produzione termoelettrica dell'impianto di Turbigo e degli impianti in cogenerazione.

In particolare la produzione termoelettrica è stata pari a 4.613 GWh, di cui 3.391 GWh da fonte cogenerativa, in aumento dello 9,1% rispetto ai 3.108 GWh del 2015 e di 1.222 GWh da fonte termoelettrica in senso stretto, connesso all'apporto dell'impianto di Turbigo in aumento del 2,2% rispetto ai 1.195 GWh del 2015.

La produzione idroelettrica è stata pari a 999 GWh in riduzione dell'-13,7% rispetto ai 1.157 GWh del 2015.

La produzione di calore del periodo è stata pari a 1.610 GWh<sub>t</sub> in diminuzione del -3,3% rispetto ai 1.665 GWh<sub>t</sub> del 2015, per effetto di una stagione termica particolarmente mite nella prima parte dell'anno rispetto a quella del 2015 che ha più che compensato l'aumento delle volumetrie allacciate. Complessivamente le volumetrie teleriscaldate 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 140 milioni di euro, in aumento del +16,2% rispetto ai 120 milioni di euro del corrispondente periodo del 2015.

Il miglioramento che ha caratterizzato i primi nove mesi del 2016 è da ricondursi al recupero della marginalità sia della produzione di energia elettrica e di calore in cogenerazione, sia dalla razionalizzazione della struttura dei costi operativi. 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 nel corrispondente periodo 2015 si erano manifestate sopravvenienze attive significative non ripetibili, connesse prevalentemente ai conguagli ex Edipower.

Il risultato operativo del settore energia ammonta a 52 milioni di euro ed in miglioramento rispetto ai 25 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, che hanno compensato i maggiori accantonamenti di periodo.

Gli investimenti tecnici realizzati relativi al settore sono pari a 25 milioni di euro.

## SBU Mercato

Al 30 settembre 2016 i ricavi del settore ammontano a 1.467 milioni di euro in flessione del -10,8% rispetto ai 1.646 milioni di euro del corrispondente periodo dell'esercizio 2015.

Il margine operativo lordo (Ebitda) ammonta a 97 milioni di euro ed è in aumento del 46,8% rispetto ai 66 milioni di euro dell'esercizio 2015.

		Primi 9 mesi 2016	Primi 9 mesi 2015	Δ %	
Ricavi	€/mil.	1.467	1.646	-10,8%	
Margine operativo lordo (Ebitda)	€/mil.	97	66	46,8%	
<i>Ebitda Margin</i>		6,6%	4,0%		
	<i>da Energia Elettrica</i>	€/mil.	44	13	(*)
	<i>da Gas</i>	€/mil.	54	53	1,3%
	<i>da Calore</i>	€/mil.	-0	0	(*)
Risultato Operativo (Ebit)	€/mil.	53	37	45,4%	
Investimenti		12	10	21,2%	
Energia Elettrica Venduta	GWh	7.354	8.898	-17,4%	
Energia Elettrica Venduta al netto Compravendita in Borsa	GWh	6.966	8.276	-15,8%	
Gas Acquistato	Mmc	1.796	1.804	-0,4%	
	<i>Gas commercializzato dal Gruppo</i>	Mmc	621	693	-10,4%
	<i>Gas destinato ad usi interni</i>	Mmc	978	913	7,1%
	<i>Gas in stoccaggio</i>	Mmc	198	198	-0,2%

(\*) Variazione superiore al 100%

### Commercializzazione Energia Elettrica

I volumi venduti di energia elettrica ammontano a 7.354 GWh (al netto dei pompaggi, perdite di rete e ritiri dedicati) in diminuzione del -17,4% rispetto agli 8.898 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 5.316 GWh in aumento del 37,3% rispetto ai 3.871 GWh del 2015. Tutti i segmenti del mercato libero presentano miglioramenti, in particolare il segmento dei grossisti presenta un incremento del +26,1% con quantitativi pari a 2.114 GWh rispetto ai 1.677 GWh del 2015; i clienti liberi business registrano vendite per 2.202 GWh con un miglioramento del +70,3% rispetto ai 1.293 GWh del 2015 mentre i clienti liberi retail registrano vendite per 1.000 GWh con un miglioramento del +10,9% rispetto ai 901 GWh del 2015.

I volumi venduti sul mercato tutelato risultano pari a 476,5 GWh in sostanziale pareggio rispetto ai 475,8 GWh del 2015.

Il margine operativo lordo (Ebitda) della vendita di energia elettrica ammonta a 44 milioni di euro in aumento 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 pregressi.

### Commercializzazione Gas Naturale

I volumi venduti ammontano a 1.796 Mmc in diminuzione del -0,4% rispetto ai 1.804 Mmc dell'esercizio 2015. Il periodo è stato caratterizzato da vendite del gas commercializzato pari a 621 Mmc in flessione del -10,4% rispetto ai 693 Mmc del 2015, mentre i consumi interni sono pari a 978 Mmc in aumento del 7,1% rispetto ai 913 Mmc dell'esercizio 2015.

Il margine operativo lordo (Ebitda) di periodo ammonta a 54 milioni di euro in aumento del 1,3% rispetto ai 53 milioni di euro dei primi nove mesi del 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, ed è allineata alla marginalità del corrispondente periodo 2015.

### SBU Reti

Al 30 settembre 2016 il settore di attività Reti, che comprende i business della Distribuzione Gas, Energia Elettrica e del Servizio Idrico Integrato, ha registrato ricavi per 543 milioni di euro, in flessione del -14,1% rispetto ai 633 milioni di euro del corrispondente periodo 2015.

Il margine operativo lordo (Ebitda) è stato pari a 219 milioni di euro in diminuzione del -5,9% rispetto ai 233 milioni di euro del 2015

Il risultato operativo netto (Ebit) è stato pari a 125 milioni di euro in flessione del -15,4% rispetto ai 148 milioni di euro del 2015

Di seguito vengono espone le principali dinamiche dei settori interessati.

		Primi 9 mesi 2016	Primi 9 mesi 2015	Δ %	
Ricavi	€/mil.	543	633	-14,1%	
Margine operativo lordo (Ebitda)	€/mil.	219	233	-5,9%	
<i>Ebitda Margin</i>		40,4%	36,9%		
	<i>da Reti Elettriche</i>	€/mil.	51	54	-5,6%
	<i>da Reti Gas</i>	€/mil.	56	55	2,1%
	<i>da Servizio Idrico Integrato</i>	€/mil.	113	125	-9,5%
Risultato Operativo (Ebit)	€/mil.	125	148	-15,4%	
	Investimenti	€/mil.	97	101	-4,2%
	<i>in Reti Elettriche</i>	€/mil.	19	18	10,1%
	<i>in Reti Gas</i>	€/mil.	25	24	5,9%
	<i>in Servizio Idrico Integrato</i>	€/mil.	52	60	-12,5%
Energia elettrica distribuita	GWh	3.061	2.977	2,8%	
Gas distribuito	Mmc	795	816	-2,6%	
Acqua Venduta	Mmc	126	114	10,6%	

#### *SBU Reti - Energia elettrica*

Il margine operativo lordo è stato pari a 51 milioni di euro, in diminuzione del -5,6% rispetto ai 54 milioni di euro del 2015.

La flessione del margine è da ricondursi principalmente alla 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, e dall'effetto contabile sul 2015 della sopravvenienza attiva relativa alla perequazione di anni pregressi. Detti eventi hanno più che compensato l'effetto positivo dell'apporto di Atena S.p.A. e della contrazione dei costi operativi.

Nel periodo sono stati effettuati investimenti per 19 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 56 milioni di euro, in aumento del +2,1% rispetto ai 55 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 25 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 113 milioni di euro in diminuzione del -9,5% rispetto ai 125 milioni di euro del corrispondente periodo del 2015. La riduzione del margine è da ricondursi principalmente al venir meno dell'effetto positivo di congruagli tariffari pregresso registrati sul 2015 e dalla revisione tariffaria relativa al nuovo periodo regolatorio che, riducendo la remunerazione del capitale investito, ha comportato una riduzione del vincolo dei ricavi. Gli effetti negativi di quanto detto sono state in parte assorbiti dalle sinergie operative e dalla variazione del perimetro di consolidamento derivante dall'acquisizione del ramo d'azienda ligure di Società Acque Potabili (SAP) e di Atena S.p.A.

Gli investimenti di periodo ammontano a 52 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 settembre 2016 il volume d'affari del settore ammonta a 382 milioni di euro in aumento del 10% rispetto ai 348 milioni di euro del corrispondente periodo del 2015 principalmente per effetto dell'entrata nel perimetro di consolidamento di TRM S.p.A. dal 1° gennaio 2016, società che gestisce l'impianto di termovalorizzazione di Torino, e per il consolidamento di Atena S.p.A., azienda multiservizi di Vercelli, da maggio 2016. Tale incremento risulta parzialmente compensato dai minori ricavi energetici degli impianti di smaltimento e minori ricavi da raccolta di Amiat S.p.A..

		Primi 9 mesi 2016	Primi 9 mesi 2015	Δ %
Ricavi	€/mil.	382	348	10,0%
Margine operativo lordo (Ebitda)	€/mil.	96	57	67,8%
<i>Ebitda Margin</i>		25,0%	16,4%	
Risultato Operativo (Ebit)	€/mil.	50	24	(*)
Investimenti	€/mil.	13	12	4,6%
Energia Elettrica venduta	GWh	366	144	(*)
Energia termica prodotta	GWh <sub>t</sub>	114	101	13,4%
Rifiuti raccolti	ton	893.927	857.004	4,3%
Rifiuti smaltiti	ton	857.926	574.662	49,3%
	<i>Rifiuti indifferenziati ton</i>	552.299	208.553	(*)
	<i>Rifiuti speciali ton</i>	305.627	366.109	-16,5%

(\*) Variazione superiore al 100%

Il margine operativo lordo del settore ammonta a 96 milioni di euro in aumento del 67,8% rispetto ai 57 milioni di euro del corrispondente periodo 2015. L'incremento è da ricondursi principalmente al consolidamento dell'impianto di termovalorizzazione TRM Torino oltre alla forte riduzione dei costi di smaltimento conseguente ad un minor utilizzo di poli esterni.

Il risultato operativo ammonta a 50 milioni di euro in aumento rispetto ai 24 milioni di euro del 2015. La dinamica del margine operativo lordo è stata parzialmente assorbita dai maggiori ammortamenti di TRM soltanto parzialmente compensati dai minori accantonamenti di Iren Ambiente.

Gli investimenti realizzati nell'esercizio ammontano a 13 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

		Primi 9 mesi 2016	Primi 9 mesi 2015	Δ %
Ricavi	€/mil.	46	67	-31,0%
Margine operativo lordo (Ebitda)	€/mil.	7	21	-66,7%
<i>Ebitda Margin</i>		15,2%	31,4%	
Risultato Operativo (Ebit)	€/mil.	5	19	-73,2%
Investimenti	€/mil.	9	16	-40,9%

Al 30 settembre 2016 i ricavi ammontano a 46 milioni di euro in diminuzione del -31% rispetto ai 67 milioni di euro del corrispondente periodo 2015.

Il margine operativo lordo ammonta a 7 milioni di euro in riduzione rispetto ai 21 milioni di euro del 2015. Ricavi e margine operativo lordo risentono principalmente della contabilizzazione sul 2015 della chiusura di stime relative a debiti verso fornitori di esercizi precedenti.

Gli investimenti di periodo ammontano a 9 milioni di euro e sono relativi prevalentemente ai sistemi informativi e telecomunicazioni.



## Situazione patrimoniale e finanziaria

### STATO PATRIMONIALE RICLASSIFICATO GRUPPO IREN

	migliaia di euro		
	30.09.2016	31.12.2015	Var. %
Attivo immobilizzato	5.101.609	4.648.465	9,7
Altre attività (Passività) non correnti	(148.005)	(161.911)	(8,6)
Capitale circolante netto	173.755	153.888	12,9
Attività (Passività) per imposte differite	98.091	110.972	(11,6)
Fondi rischi e Benefici ai dipendenti	(522.852)	(525.799)	(0,6)
Attività (Passività) destinate a essere cedute	977	5.420	(82,0)
<b>Capitale investito netto</b>	<b>4.703.575</b>	<b>4.231.035</b>	<b>11,2</b>
Patrimonio netto	2.176.069	2.061.666	5,5
<i>Attività finanziarie a lungo termine</i>	<i>(47.934)</i>	<i>(53.012)</i>	<i>(9,6)</i>
<i>Indebitamento finanziario a medio e lungo termine</i>	<i>3.044.039</i>	<i>2.698.648</i>	<i>12,8</i>
Indebitamento finanziario netto a medio lungo termine	2.996.105	2.645.636	13,2
<i>Attività finanziarie a breve termine</i>	<i>(731.557)</i>	<i>(690.878)</i>	<i>5,9</i>
<i>Indebitamento finanziario a breve termine</i>	<i>262.958</i>	<i>214.611</i>	<i>22,5</i>
Indebitamento finanziario netto a breve termine	(468.599)	(476.267)	(1,6)
Indebitamento finanziario netto	2.527.506	2.169.369	16,5
<b>Mezzi propri ed indebitamento finanziario netto</b>	<b>4.703.575</b>	<b>4.231.035</b>	<b>11,2</b>

Nel seguito sono commentate le principali dinamiche patrimoniali dei primi nove mesi 2016.

L'attivo immobilizzato al 30 settembre 2016 ammonta a 5.101 milioni di euro con un incremento di 453 milioni di euro (+9,7%) rispetto al 31 dicembre 2015 (4.648 milioni di euro). La variazione, oltre agli investimenti (157 milioni di euro) e agli ammortamenti (216 milioni) del periodo, consegue essenzialmente al consolidamento delle immobilizzazioni di TRM 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), provvisoriamente 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 settembre 2016 è pari a 174 milioni di euro (154 milioni di euro al 31 dicembre 2015); la variazione è sostanzialmente riconducibile alla stagionalità delle componenti commerciali all'incremento delle rimanenze su lavori in corso e all'effetto della rilevazione delle imposte del periodo al netto dei pagamenti effettuati. Nel Capitale circolante netto sono compresi gli oneri futuri per compensazioni ambientali di TRM S.p.A..

Il Patrimonio Netto al 30 settembre 2016 risulta di 2.176 milioni di euro, con un incremento del 5,5% rispetto al 31 dicembre 2015 (2.062 milioni di euro); l'aumento consegue essenzialmente all'effetto dell'utile di periodo (140 milioni), all'incremento delle riserve (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 settembre 2016 è pari a 2.528 milioni di euro, con un incremento di 358 milioni rispetto al 31 dicembre 2015. La variazione afferisce sostanzialmente all'acquisizione di TRM, mitigata dai flussi finanziari netti positivi del periodo.

Il rendiconto finanziario, presentato di seguito, fornisce un dettaglio analitico delle ragioni della movimentazione delle poste finanziarie dei primi nove mesi 2016.

## RENDICONTO FINANZIARIO DEL GRUPPO IREN

migliaia di euro

	Primi nove mesi 2016	Primi nove mesi 2015	Var. %
<b>A. Disponibilità liquide iniziali</b>	<b>139.576</b>	<b>51.601</b>	<b>(*)</b>
<b>Flusso finanziario generato dall'attività operativa</b>			
Risultato del periodo	140.248	115.708	21,2
Rettifiche per:			
Imposte del periodo	78.652	69.766	12,7
Quota del risultato di collegate e joint ventures	(11.925)	(388)	(*)
Oneri (proventi) finanziari netti	78.467	67.706	15,9
Ammortamenti attività materiali e immateriali	215.900	198.103	9,0
Svalutazioni (Rivalutazioni) nette di attività	4.868	-	-
Accantonamenti netti a fondi (Plusvalenze) Minusvalenze	63.533 (1.413)	62.003 (3.337)	2,5 (57,7)
Erogazioni benefici ai dipendenti	(7.393)	(9.683)	(23,6)
Utilizzo fondo rischi e altri oneri	(17.756)	(17.490)	1,5
Variazione altre attività/passività non correnti	(1.390)	(2.239)	(37,9)
Altre variazioni patrimoniali	(2.906)	(2.174)	33,7
Imposte pagate	(30.561)	(26.533)	15,2
<b>B. Cash flow operativo prima delle variazioni di CCN</b>	<b>508.324</b>	<b>451.442</b>	<b>12,6</b>
Variazione rimanenze	(12.500)	(49.553)	(74,8)
Variazione crediti commerciali	132.826	140.329	(5,3)
Variazione crediti tributari e altre attività correnti	(55.155)	42.523	(*)
Variazione debiti commerciali	(197.842)	(150.360)	31,6
Variazione debiti tributari e altre passività correnti	12.800	6.421	99,3
<b>C. Flusso finanziario derivante da variazioni di CCN</b>	<b>(119.871)</b>	<b>(10.640)</b>	<b>(*)</b>
<b>D. Cash flow operativo (B+C)</b>	<b>388.453</b>	<b>440.802</b>	<b>(11,9)</b>
<b>Flusso finanziario da (per) attività di investimento</b>			
Investimenti in attività materiali e immateriali	(156.552)	(160.557)	(2,5)
Investimenti in attività finanziarie	(3.666)	(1.355)	(*)
Realizzo investimenti e variazione attività destinate ad essere cedute	7.477	5.502	35,9
Variazione area di consolidamento	(437.046)	(25.679)	(*)
Dividendi incassati	7.099	7.368	(3,7)
<b>E. Totale flusso finanziario da attività di investimento</b>	<b>(582.688)</b>	<b>(174.721)</b>	<b>(*)</b>
<b>F. Free cash flow (D+E)</b>	<b>(194.235)</b>	<b>266.081</b>	<b>(*)</b>
<b>Flusso finanziario da attività di finanziamento</b>			
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	(88.719)	(113.681)	(22,0)
Variazione debiti finanziari	422.523	(223.858)	(*)
Variazione crediti finanziari	13.198	(79.339)	(*)
Interessi pagati	(53.783)	(54.991)	(2,2)
Interessi incassati	12.011	13.485	(10,9)
<b>G. Totale flusso finanziario da attività di finanziamento</b>	<b>238.532</b>	<b>(289.801)</b>	<b>(*)</b>
<b>H. Flusso monetario del periodo (F+G)</b>	<b>44.297</b>	<b>(23.720)</b>	<b>(*)</b>
<b>I. Disponibilità liquide finali (A+H)</b>	<b>183.873</b>	<b>27.881</b>	<b>(*)</b>

(\*) 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		
	Primi nove mesi 2016	Primi nove mesi 2015	Var. %
Free cash flow	(194.235)	266.081	(*)
Erogazione di dividendi	(86.698)	(81.417)	6,5
Interessi pagati	(53.783)	(54.991)	(2,2)
Interessi incassati	12.011	13.485	(10,9)
Variazione fair value strumenti derivati di copertura	(4.441)	5.052	(*)
Altre variazioni	(30.991)	(18.955)	63,5
<b>Variazione posizione finanziaria netta</b>	<b>(358.137)</b>	<b>129.255</b>	<b>(*)</b>

(\*) Variazione superiore al 100%

L'incremento dell'indebitamento finanziario netto è dovuto principalmente al *free cash flow* (-194 milioni di euro), all'erogazione di dividendi (-87 milioni di euro) e al pagamento degli oneri finanziari netti (-42 milioni di euro).

Il *free cash flow* del periodo è negativo 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:

- *cash flow* operativo pari a 388 milioni di euro;
- flusso monetario da attività di investimento, negativo per 583 milioni, generato principalmente dall'acquisizione del controllo e al consolidamento integrale di F2i Ambiente (ora TRM Holding), 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 160 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

### Piano Industriale al 2021

Il 18 ottobre il Consiglio di Amministrazione ha approvato il Piano Industriale al 2021. Il piano industriale al 2021 si fonda sugli ottimi risultati ottenuti nel corso degli ultimi 18 mesi e riconferma le linee guida strategiche delineate nel piano 2015-2020, aggiornate sulla base dei mutamenti di scenario intervenuti; efficienza, consolidamento, focus sul Cliente e sostenibilità restano pilastri imprescindibili a cui si aggiunge una rinnovata attenzione verso la soddisfazione degli Azionisti.

Le principali linee guida strategiche del piano industriale al 2021 sono:

- ***Ulteriore spinta verso l'efficientamento dei processi, per rendere l'azione del Gruppo sempre più veloce, incisiva ed efficace.***

Il piano di profondo rinnovamento lanciato nella seconda parte del 2015, ha già dato importanti risultati e costituirà la base della revisione e dell'ottimizzazione dei processi anche per il prossimo futuro. Il Gruppo ha inoltre completato la revisione del proprio modello di business e la conseguente razionalizzazione societaria, importanti fattori abilitanti per il raggiungimento dei target di sinergie.

- ***Il Cliente come asset fondamentale e perno sul quale costruire una nuova cultura aziendale costituita da affidabilità, inclusività e innovazione.***

La strategia che ha l'obiettivo di trasformare il prodotto energetico da commodity a servizio ad alto valore aggiunto sarà alla base del nuovo paradigma commerciale del Gruppo che mira a creare per il Cliente una customer experience appagante, fatta di risparmio energetico, efficienza, innovazione. Tutto ciò permetterà di supportare gli importanti obiettivi di acquisition e loyalty inclusi nel piano industriale.

- ***IREN protagonista del processo di consolidamento nelle sue aree di riferimento.***

Durante gli ultimi due anni sono state chiuse importanti operazioni (AMIAT, TRM, Atena) che hanno permesso di presidiare con maggior forza diverse aree comprese nei territori di elezione del Gruppo. Nei prossimi anni è previsto un ulteriore sforzo in questo senso che confermerà IREN come principale aggregatore e motore di sviluppo del Nord-Ovest d'Italia.

- ***Tutti gli obiettivi di piano saranno sviluppati in una cornice di sostenibilità ambientale, sociale e finanziaria.***

La sensibilità ambientale che da sempre caratterizza le scelte del Gruppo è confermata anche in questo piano industriale che pone l'accento su attività a basso impatto ambientale come le reti teleriscaldamento, il consolidamento impiantistico legato al concetto del "Waste to material" oltre all'implementazione di smart-metering e smart-grid.

Il piano industriale al 2021 traccia nuovi e sfidanti obiettivi inserendosi nel percorso strategico a medio e lungo termine avviato nel 2015 e caratterizzato anzitutto da un particolare focus sulla ricerca della massima efficienza.

Anche per i prossimi anni efficienza e sostenibilità saranno le leve strategiche fondamentali per manovrare con successo i driver di crescita individuati nel nuovo piano industriale, legati soprattutto allo sviluppo dei business regolati e quasi regolati e ad una forte focalizzazione sui clienti energetici.

Sulla base di tali linee strategiche il Gruppo IREN si prefigge una crescita dell'EBITDA, un utile di Gruppo in costante aumento che permetta una politica dei dividendi chiara che pone l'accento sulla crescita del dividendo per azione, un miglioramento del rapporto indebitamento finanziario netto/EBITDA ed il suo sviluppo come ruolo di polo aggregatore e motore di sviluppo all'interno dei territori di riferimento.

I target operativi delineati nel Piano Industriale al 2021 consentiranno una robusta generazione di cassa tale da coprire agevolmente lo sfidante piano di investimenti, superiore a 2,2 miliardi di euro, e permetterà il raggiungimento di un rapporto di equilibrio tra debito netto ed EBITDA pari a 3x. Ciò garantirà per gli anni successivi una notevole flessibilità finanziaria che potrà essere utilizzata per cogliere interessanti opportunità di investimento e M&A o, in assenza di queste ultime, per remunerare ulteriormente gli azionisti.

### **Emissione obbligazionaria a valere sul programma EMTN e Tender Offer**

In data 24 ottobre 2016 Iren SpA ha concluso con pieno successo, per il secondo anno consecutivo, il collocamento di un'emissione obbligazionaria per un importo *benchmark* di 500 milioni di Euro a valere sul Programma Euro Medium Term Notes (EMTN) da 1,5 miliardi di Euro, come da ultimo rinnovato ed incrementato dal Consiglio di Amministrazione il 18 ottobre 2016. Le obbligazioni, rating Fitch BBB, sono state emesse a MS+80 bps con cedola pari a 0,875% e scadenza 4 novembre 2024 (durata 8 anni) e saranno quotate presso il mercato regolamentato della borsa irlandese, dove è stato depositato il prospetto informativo.

In connessione con l'emissione è stato contemporaneamente avviato un programma di ottimizzazione finanziaria e liability management con lancio sul mercato di una Tender Offer su tutti i titoli in essere della società in scadenza tra il 2019 ed il 2022. L'operazione si è chiusa positivamente il 31 ottobre 2016 raggiungendo il target di riacquisto pari all'ammontare di 150 milioni di euro.

Nel suo complesso l'attività svolta è finalizzata al rifinanziamento del debito della società in un'ottica di miglioramento della struttura finanziaria, di riduzione strutturale del costo del capitale e di allungamento della durata media del debito.

### **Razionalizzazione societaria - Salerno Energia Vendite S.p.A..**

Il Gruppo IREN procede nel percorso di razionalizzazione societaria che porterà all'acquisizione di una ulteriore quota di Salerno Energia Vendite S.p.A.

Il Consiglio Comunale di Salerno nel corso della riunione del 25 ottobre 2016 ha deliberato l'approvazione dell'accordo quadro sottoscritto tra Salerno Energia Vendite e Iren Mercato. Con questa Delibera il Consiglio Comunale ha dato il via libera alle Parti di procedere col progetto di fusione per incorporazione di GEA Commerciale, interamente controllata da Iren Mercato, in Salerno Energia Vendite, attualmente partecipata per il 39,4% dalla stessa GEA Commerciale, per il 59,0% da Salerno Energia Holding e per l'1,6% da Gescom. Successivamente alla chiusura dell'operazione delineata dall'accordo quadro, che avverrà tramite la fusione anzidescritta, la struttura dell'azionariato di quest'ultima sarà la seguente: IREN Mercato 50%, Salerno Energia Holding 48,8%, Gescom 1,2%.

La società incorporata e quella incorporante sono entrambe attive nella vendita di gas naturale, in aree geografiche di interesse: GEA Commerciale è presente principalmente nelle province di Grosseto in Toscana e Frosinone nel Lazio, mentre Salerno Energia Vendite presidia quasi tutte le province campane, oltre che alcuni Comuni delle Regioni Basilicata e Calabria. Il portafoglio clienti cumulato delle due entità rafforzerà pertanto il presidio dell'area tirrenica.

L'operazione, oltre a contribuire al raggiungimento dei target di crescita della base clienti in esso indicati, avrà effetti positivi in termini di efficienza, competitività e qualità del servizio offerto, che oltre al gas consentirà di proporre contratti nel libero mercato dell'energia elettrica; verranno messe a fattor comune le esperienze delle due società e ciò, unitamente al know how di IREN Mercato nella gestione dei Clienti energetici permetterà sia l'estrazione di importanti sinergie che la possibilità di offrire dei servizi ad alto valore aggiunto.

Una gestione unitaria del business faciliterà, inoltre, l'allargamento del bacino territoriale di riferimento attraverso campagne di marketing che mireranno all'acquisizione di nuovi clienti oltre che alla fidelizzazione di quelli attuali.

La partnership tra Iren e Salerno Energia Holding costituisce dunque un importante tassello per il progetto di sviluppo commerciale del Gruppo e completa la crescita della base Clienti per linee esterne indicata nel piano industriale recentemente presentato.

## **EVOLUZIONE PREVEDIBILE DELLA GESTIONE**

Anche il terzo trimestre dell'anno risente del persistente scenario di debolezza e conferma i macro-trend che avevano caratterizzato i primi sei mesi del 2016 che si riflettono in un calo consistente del prezzo delle commodity energetiche. In tale scenario, tuttavia, avendo il prezzo del gas riportato un 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.

I risultati così raggiunti, unitamente alle sinergie conseguite e alle opzioni di crescita esterna colte negli ultimi 18-24 mesi sono stati la base per la costruzione del Piano Industriale al 2021, presentato dal Gruppo a ottobre di quest'anno. L'impegno verso il conseguimento degli obiettivi in esso fissati, migliorativi rispetto al *business plan* precedente, sarà la bussola che orienterà l'attività di Iren nel prossimo futuro.

## 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 attuazione dell'art. 7 della Legge Madia, è stato pubblicato in Gazzetta Ufficiale il D. Lgs. 25 maggio 2016, n. 97, entrato in vigore il 23 giugno 2016, contenente una revisione e semplificazione delle disposizioni in materia di prevenzione della corruzione, pubblicità e trasparenza, correttivo della legge 6 novembre 2012, n. 190 (anticorruzione) e del decreto legislativo 14 marzo 2013 n. 33 (trasparenza amministrativa). Le società quotate (come definite dall'art. 2 lett. p) del Testo Unico sulle partecipate) continuano ad essere escluse dalla disciplina del D. Lgs. 33/2013.

In attuazione dell'art. 2 della Legge Madia, è stato pubblicato in Gazzetta Ufficiale il D. Lgs. 30 giugno 2016, n. 127, contenente "Norme per il riordino della disciplina in materia di conferenza di servizi", il quale ha sostituito gli articoli 14, 14-bis, 14-ter, 14-quater e 14-quinquies della legge 7 agosto 1990, n. 241. Le principali novità sono:

- la conferenza "semplificata": non sono previste riunioni ma soltanto l'invio dei documenti per via telematica. Si decide al massimo in 45 giorni (90 giorni quanto sono coinvolte le amministrazioni preposte alla tutela ambientale, paesaggistico-territoriale, dei beni culturali o alla tutela della salute dei cittadini). È previsto il silenzio-assenso;
- la conferenza "simultanea" con la riunione: si terrà solo quanto strettamente necessaria, ossia nel caso di: a) decisioni di particolare complessità; b) quando nella conferenza semplificata si è verificato un dissenso o comunque sono state indicate condizioni (o richieste modifiche progettuali), che rendono necessaria una nuova valutazione da parte delle amministrazioni. Alla riunione della conferenza partecipa un solo rappresentante per le amministrazioni dello Stato, uno per ciascuna Regione e uno per ciascun Ente Locale. La conferenza si conclude in 45 giorni (90 giorni quanto sono coinvolte le amministrazioni preposte alla tutela ambientale, paesaggistico-territoriale, dei beni culturali o alla tutela della salute dei cittadini). Anche in questo caso è previsto il meccanismo del silenzio-assenso.

Gli articoli 18 e 19 della Legge Madia 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.

Mentre il "Testo Unico servizi pubblici locali di interesse economico generale", il cui schema è stato approvato, è ancora in attesa di pubblicazione, il "Testo Unico in materia di società a partecipazione pubblica" è stato pubblicato in Gazzetta Ufficiale con D.Lgs.19 agosto 2016, n. 175, in vigore dal 23 settembre 2016. Si evidenziano:

- l'art. 1 c. 5. che prevede che "Le disposizioni del presente decreto si applicano, solo se espressamente previsto, alle società quotate, come definite dall'articolo 2, comma 1, lettera p)";
- pertanto la nuova definizione di "società quotate" contenuta all'art. 2 comma 1 lettera (p) sopracitata, la quale conferma che sono considerate tali anche le società partecipate dalle società a partecipazione pubblica che emettono azioni quotate in mercati regolamentati o dalle società che hanno emesso, alla data del 31 dicembre 2015, strumenti finanziari, diversi dalle azioni, quotati in mercati regolamentati, ad eccezione di quelle "controllate o partecipate da amministrazione pubbliche";
- l'art. 17, il quale prevede l'esclusione dall'applicazione del D.lgs. 50/2016 – prima contenuta all'art. 32 del D.lgs. 163/2006 - delle società a partecipazione mista pubblico-privata che non siano organismi di diritto pubblico, costituite per la realizzazione di lavori o opere o per la produzione di beni o servizi non destinati ad essere collocati sul mercato in regime di concorrenza, per la realizzazione dell'opera pubblica o alla gestione del servizio per i quali sono state specificamente costituite, se ricorrono le seguenti condizioni:
  - a) la scelta del socio privato è avvenuta nel rispetto di procedure ad evidenza pubblica;
  - b) il socio privato ha i requisiti di qualificazione previsti dal decreto legislativo n. 50 del 2016 in relazione alla prestazione per cui la società è stata costituita;

c) la società provvede in via diretta alla realizzazione dell'opera o del servizio, in misura superiore al 70% del relativo importo.

### **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".

In data 15 luglio 2016 è stato pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale n. 164 l'avviso di rettifica al Nuovo Codice degli Appalti (D.lgs n. 50/2016), il quale dà notizia dell'avvenuta correzione di numerosi errori materiali presenti nel testo ma non apporta modifiche sostanziali ai contenuti dello stesso.

### **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 novembre 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'energia 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.

L'art. 3 "Disposizioni in materia di servitù" della Legge 28 luglio 2016, n. 154, recante Deleghe al Governo e ulteriori disposizioni in materia di semplificazione, razionalizzazione e competitività dei settori agricolo e agroalimentare, nonché sanzioni in materia di pesca illegale, in vigore dal 25 agosto 2016, impone ai proprietari di strade private di consentire il passaggio di tubazioni per l'allacciamento alla rete del gas di utenze domestiche o aziendali, compresa l'installazione di contatori. Poiché la previsione indicata è un obbligo, il Sindaco del Comune competente, su richiesta degli interessati, autorizza l'esecuzione dei lavori, tenendo in debita considerazione la stagionalità delle colture cui sono destinati i terreni agricoli adiacenti le strade private oggetto dei lavori, al fine di impedire o limitare gli eventuali danneggiamenti alle coltivazioni.

#### *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 TIVG 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.

In data 4 agosto 2016 AEEGSI ha pubblicato la delibera 465/2016/R/gas "Procedure ad evidenza pubblica per l'individuazione dei fornitori di ultima istanza e dei fornitori del servizio di default distribuzione, a partire dall'1 ottobre 2016. Modifiche al TIVG, al TIMG e all'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità

102/2016/R/com” con cui ha definito le procedure ad evidenza pubblica per l'individuazione dei fornitori di ultima istanza e dei fornitori del servizio di default a partire dal 1° ottobre 2016.

Nel provvedimento vengono altresì effettuati specifici interventi alla regolazione relativa alla morosità, all'erogazione dei servizi di ultima istanza e alla voltura.

### ***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. È in corso la predisposizione della risposta del Governo italiano ai rilievi della Commissione Europea. Nelle more è stato avviato dai principali competitors, tra cui Iren, un confronto con la Commissione europea al fine di sensibilizzarla sulla necessità di rendere omogenea la disciplina in ciascuno stato membro.

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 D. Lgs 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;
- predisporre 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 dicembre 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 co-incenerimento), 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 settembre 2009, concludendo un percorso avviato nel 2007. Il Piano aveva 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.

La Regione Emilia Romagna ha approvato le seguenti delibere:

- delibera di Giunta Regionale 1° agosto 2016 n. 1238, recante “Sistema informativo regionale: contenuti, frequenze e modalità di compilazione delle banche dati relative alla gestione dei rifiuti urbani e speciali della regione Emilia Romagna”;
- delibera della Giunta Regionale 1° agosto 2016, n. 1239 (Nuova direttiva per l’applicazione dell’articolo 2 della legge regionale 17 dicembre 2003, n. 26 e s.m.i. recante “Disposizioni in materia di pericoli di incidenti rilevanti connessi con determinate sostanze pericolose”), finalizzata a definire la modulistica, i tempi di presentazione, i criteri e il procedimento per la valutazione della Scheda Tecnica che dimostri l’avvenuta identificazione dei pericoli e la valutazione della loro probabilità e gravità (art. 6, co. 1, L.R. 26/2003), le procedure relative alle attività di ispezione (art. 15 L.R. 26/2003) nonché le modalità di raccordo tra i vari soggetti preposti ad esse;
- delibera della Giunta Regionale 1° agosto 2016, n. 1240 (“Linee guida per il funzionamento dei centri comunali per il riuso”) che attua quanto disposto a livello europeo dalla Direttiva 2008/98/CE, la quale pone quale azione prioritaria della gerarchia dei rifiuti la prevenzione attraverso la riduzione della produzione degli stessi, e quanto disposto a livello nazionale dall’art. 180 bis del D.Lgs. 152/2006, che chiama i Comuni a promuovere iniziative dirette a favorire il riutilizzo dei prodotti.

Si evidenzia inoltre che il sistema SISTRI è entrato in vigore il 1° ottobre 2013 per i gestori di rifiuti speciali pericolosi e dal 3 marzo 2014 per i produttori iniziali di rifiuti speciali pericolosi. Le sanzioni SISTRI, 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 D.M. 1 luglio 2016 (in GU n. 169 del 21 luglio 2016) è stato istituito il Tavolo tecnico di monitoraggio e di concertazione del SISTRI, ai sensi dell’art. 11, comma 13, D.L. n. 101/2013. Il D.M. in questione abroga anche i D.M. 17 settembre 2013 e 13 dicembre 2013.

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 pubblicato nel 2016 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 (perentori) 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.

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.

Il c.d. "Decreto milleproroghe" (DL 31 dicembre 2014, n. 192, convertito nella Legge n. 11 del 27 febbraio 2015) ed il successivo "Milleproroghe 2016" (D.L. 30.12.2015 n. 210), hanno spostato al 29 febbraio 2016 il termine del divieto di conferimento in discarica dei rifiuti con PCI (Potere Calorifico Inferiore) superiore a 13.000 Kj/kg. A seguito della legge 21/2016 il termine del divieto del suddetto conferimento è slittato al 29 febbraio 2016. Nel c.d. "collegato ambientale" (L. 221/2015) il divieto è stato nel frattempo definitivamente eliminato.

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.Lgs 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 2015 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. A fine settembre 2015 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.

Nel 2015, la Commissione europea ha adottato il "Piano di azione verde" rivolto alle PMI.

In data 18 maggio 2016 il Procuratore generale della Corte di appello di Bologna, il Direttore generale di Arpa e, 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.

È entrato in vigore il D.M. 19 maggio 2016, n. 134 recante "Regolamento concernente l'applicazione del fattore climatico (CFF) alla formula per l'efficienza del recupero energetico dei rifiuti negli impianti di incenerimento". Il provvedimento, in vigore dal 21 luglio 2016, interviene da un lato modificando la nota (4) dell'allegato C alla Parte IV del D. Lgs. 152/2006, dall'altro abrogando il D.M. 7 agosto 2013 recante "Applicazione della formula per il calcolo dell'efficienza energetica degli impianti di incenerimento in relazione alle condizioni climatiche" pubblicato sulla G.U. 193 del 19 agosto 2013. L'adeguamento della normativa italiana si è reso necessario a seguito dell'individuazione, da parte della Dir. 2015/1127, di un fattore climatico diverso da quello adottato dal D.M. 7 agosto 2013.

E' vigente la L. 28 giugno 2016, n. 132, che istituisce il Sistema Nazionale a rete per la protezione dell'ambiente (SNPA) e che contiene la disciplina dell'Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale (ISPRA).

E' stata pubblicata la Legge 7 luglio 2016, n. 122 recante "Disposizioni per l'adempimento degli obblighi derivanti dall'appartenenza dell'Italia all'Unione europea" (Legge europea 2015-2016), che contiene abrogazioni e modifiche di norme statali al fine di adeguarle alle disposizioni europee.

E' vigente il D.M. 31 maggio 2016, n. 121 "Regolamento recante modalità semplificate per lo svolgimento delle attività di ritiro gratuito da parte dei distributori di rifiuti di apparecchiature elettriche ed elettroniche (RAEE) di piccolissime dimensioni, nonché requisiti tecnici per lo svolgimento del deposito preliminare alla raccolta presso i distributori e per il trasporto, ai sensi dell'articolo 11, commi 3 e 4, del decreto legislativo 14 marzo 2014, n. 49".

In tema di RAEE è vigente pure il D.M. 25 luglio 2016 recante "Misure volte a promuovere lo sviluppo di nuove tecnologie per il trattamento e il riciclaggio dei rifiuti di apparecchiature elettriche ed elettroniche", che prevede provvedimenti che attribuiscono contributi economici a soggetti pubblici e privati diretti a finanziare interventi di sviluppo di nuove tecnologie che, ad esempio, massimizzano la quantità di materia recuperabile o riciclabile o ottimizzano il consumo energetico dei processi di recupero, riciclaggio e trattamento dei RAEE.

E' vigente il Decreto Ministeriale 17 giugno 2016 recante "Tariffe per la copertura degli oneri derivanti dal sistema di gestione dei rifiuti delle apparecchiature elettriche ed elettroniche".

I produttori di RAEE, in base alle rispettive quote di mercato, sono tenuti al versamento di una quota fissa annua e di una quota variabile da corrispondere entro il 30 settembre di ogni anno.

Il 25 agosto 2016 è entrata in vigore la Legge 28 luglio 2016, n. 154 recante "Deleghe al Governo e ulteriori disposizioni in materia di semplificazione, razionalizzazione e competitività dei settori agricolo e agroalimentare, nonché sanzioni in materia di pesca illegale" (c.d. Collegato Agricoltura), pubblicato sulla G.U. n. 186 del 10 agosto 2016. Si segnala, in particolare, l'art. 10, riguardante il contributo al Consorzio nazionale di raccolta e trattamento degli oli e dei grassi vegetali e animali usati; l'art. 11, relativo all'iscrizione ai consorzi e ai sistemi per la raccolta dei rifiuti previsti dal D. Lgs. 152/2006; l'art. 12, in tema di esercizio dell'attività di manutenzione del verde; l'art. 22, inerente allo sviluppo dei prodotti provenienti da filiera corta, dell'agricoltura biologica o comunque a ridotto impatto ambientale; in ultimo l'art. 41, che apporta una modifica all'art. 185 del D. Lgs. 152/2006, in materia di esclusione dalla gestione dei rifiuti. Nello specifico viene sostituita la lettera f), con effetti sulla disciplina di sfalci e potature

Per le installazioni soggette ad AIA: è entrato in vigore il Decreto n. 141 del 26 maggio 2016 che attua quanto disposto dall'art. 29-sexies, co. 9-septies, del D.Lgs. 152/2006. Il provvedimento, composto da otto articoli, stabilisce, infatti, i criteri che l'Autorità competente dovrà tenere in conto nel determinare l'importo delle garanzie finanziarie che i gestori di installazioni soggette ad AIA devono prestare per quanto riguarda il ripristino del sito una volta cessate le attività, ove queste possano comportare una contaminazione al suolo o alle acque.

E' vigente dal 16 settembre 2016 la Legge 12 agosto 2016, n. 170 recante "Delega al Governo per il recepimento delle direttive europee e l'attuazione di altri atti dell'Unione europea" (cd. Legge di delegazione europea 2015).

La legge delega il Governo ad adottare i decreti legislativi per l'attuazione delle direttive elencate negli allegati A e B annessi alla legge (art. 1), nonché disposizioni recanti sanzioni penali o amministrative per le violazioni di obblighi contenuti in direttive europee attuate in via regolamentare o amministrativa, per le quali non siano già previste sanzioni penali o amministrative (art. 2).

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.

È stato pubblicato il Parere del Comitato economico e sociale europeo in merito alla "Comunicazione della Commissione al Parlamento europeo, al Consiglio, al Comitato economico e sociale europeo e al Comitato delle regioni – L'anello mancante – Piano d'azione dell'Unione europea per l'economia circolare", alla "Proposta di direttiva del Parlamento europeo e del Consiglio che modifica la direttiva 94/62/CE sugli imballaggi e i rifiuti di imballaggio", alla "Proposta di direttiva del Parlamento europeo e del Consiglio che modifica la direttiva 2008/98/CE sui rifiuti", alla "Proposta di direttiva del Parlamento europeo e del Consiglio che modifica la direttiva 1999/31/CE relativa alle discariche di rifiuti" e alla "Proposta di direttiva del Parlamento europeo e del Consiglio che modifica le direttive 2000/53/CE relativa ai veicoli fuori uso, 2006/66/CE relativa a pile e accumulatori e ai rifiuti di pile e accumulatori e 2012/19/UE sui rifiuti di apparecchiature elettriche ed elettroniche".

E' vigente il Regolamento (UE) 2016/1179 della Commissione del 19 luglio 2016, che modifica il Regolamento (CE) n. 1272/2008 (c.d. Regolamento CLP) relativo alla classificazione, all'etichettatura e all'imballaggio delle sostanze e delle miscele.

### ***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 dal 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 CO<sub>2</sub>. 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 Marittimo 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	30 giugno 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.

In Provincia di Reggio Emilia ATERSIR con delibera CLRE/2015/7 del 17 dicembre 2015 ha deliberato "Proposta di affidamento a società a partecipazione pubblica e privata, con socio privato industriale operativo scelto mediante procedura competitiva ad evidenza pubblica".

#### *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:

<b>ATO</b>	<b>REGIME</b>	<b>DATA DI STIPULA</b>	<b>DATA DI SCADENZA</b>
<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 dei primi nove mesi 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 -0,21%. Le quotazioni dei tassi fissi, riflesse nei valori dell'IRS a 5 e 10 anni, hanno registrato nuovi livelli di minimo storico; il trend si è mantenuto in ribasso fino a settembre 2016 con recente inversione di tendenza.

### Attività svolta

Nel corso dei primi nove mesi 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 nei primi nove mesi del 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 settembre 2016) con equivalente posizione di *Interest Rate Swap*, e ulteriori 4 milioni di euro (3 milioni al 30 settembre 2016) per l'acquisizione del controllo del Gruppo ATENA.

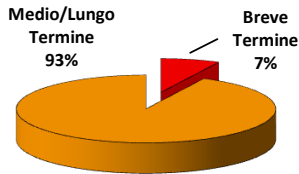
Per quanto concerne i rischi finanziari, il Gruppo Iren è esposto a diverse tipologie di rischi tra le quali, rischi di liquidità, rischi di variazione nei tassi di interesse, cambi. Nell'ambito dell'attività di Risk Management, al fine di limitare tali rischi, il Gruppo utilizza contratti di copertura,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

Nei primi nove mesi 2016 sono stati perfezionati quattro nuovi contratti di *Interest Rate Swap* a copertura di complessivi 190 milioni di debito, con scadenza 2027/2028 ed effetti a partire da dicembre 2017/2018. Il *fair value* complessivo dei contratti di copertura su tassi di interesse al 30 settembre 2016 è negativo per 143.752 migliaia di euro.

Al 30 settembre 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 26 milioni di euro

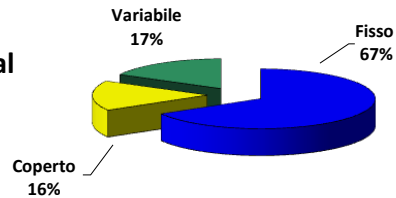
### Indebitamento Finanziario Lordo per scadenza



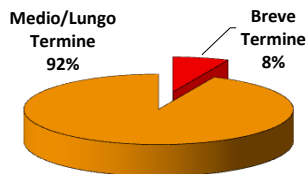
2.913 milioni di euro

### Indebitamento Finanziario Lordo per tipologia di tasso

Situazione al  
31/12/15

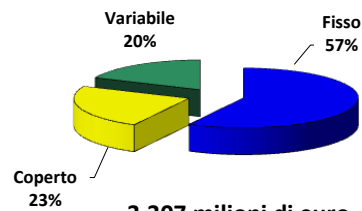


2.913 milioni di euro



3.307 milioni di euro

Situazione al  
30/09/16



3.307 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'efficiamento, 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 settembre 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 26 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'insolubilità 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 2021 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 dei primi nove mesi 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 le attività si sono svolte armonizzando gli ambiti di intervento del Programma con le evoluzioni legate al Progetto di razionalizzazione societaria e organizzativa “complessiva” di Gruppo (c.d. Progetto “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 contabile 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 di TRM e Atena, con l’obiettivo per queste ultime di adottare i sistemi del Gruppo operativi in area Amministrazione, Finanza e Controllo, Acquisti e Logistica.

Il porting è stato completato a luglio 2016 per TRM e pianificato per gennaio 2017 per il Gruppo Atena.

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.

Il progetto di Revisione del Ciclo Passivo ha terminato le attività di analisi e si appresta ad avviare la fase realizzativa, mentre il progetto di Reporting Direzionale di Gruppo ha terminato lo studio e, nell'ultimo trimestre dell'anno, prevede a piano di realizzare il prototipo del sistema e individuare il system integrator cui affidare la realizzazione dell'intero sistema.

Relativamente alla BU 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.

Per quanto riguarda, invece, il fronte dei servizi calore si è chiuso il progetto WFM TLR e Portale Lavori TLR.

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 sistemi gestionali di Iren Mercato e il Sistema Informativo Integrato dell'Acquirente Unico.

Nel terzo trimestre dell'anno, oltre alla conclusione degli interventi di sistemazione post go-live del progetto Switch-e del canone RAI, si appresta a entrare nel vivo la fase realizzativa del gruppo di interventi normativi di fine anno (RCU on condition e Volture gas).

Il progetto per il Calcolo del Rateo e l'Analisi dei Ricavi Gas, dopo una iniziale fase di sviluppo, è ormai in fase avanzata di test utenti e si è conclusa la fase di analisi di dettaglio dell'analogo progetto per i ricavi elettrici.

Proseguono parimenti i progetti del programma di intervento sui Processi del Credito.

Relativamente ai progetti della filiera BU Reti, procedono il progetto SITECO di unificazione del sistema tecnico-commerciale della filiera gas e il progetto di qualità commerciale del ciclo idrico integrato.

Nel corso del terzo trimestre sono continuate le principali attività in area corporate, quali il progetto di Integrazione di Atena, il progetto di Razionalizzazione delle Anagrafiche Materiali, basato sull'utilizzo di una delle principali piattaforme di mercato (Creatives) e si è concluso il progetto di Adozione della Piattaforma di eProcurement, a supporto dei processi di qualifica e di gare elettroniche.

In ambito Sistemi Informativi Territoriali, conclusa la fase di progettazione della nuova architettura del sistema unico di gruppo, nel secondo trimestre 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).

In ambito di Telecontrollo, si è avviato il progetto con Iren Energia di estensione del sistema di Telegestione del Teleriscaldamento nell'area emiliana. Progetto che si concluderà ad inizio 2018.

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

- Progetto di consolidamento dei Data Center:
  - si sono conclusi positivamente i test propedeutici per il moving del DC di Torino
  - è in corso la pianificazione di dettaglio del moving che avverrà nel mese di ottobre
  - si sono avviate le attività di migrazione di SAP sulla piattaforma Linux
  - da novembre inizierà la progettazione esecutiva del moving del DC di Parma
- Nuova rete dati Geografica: sono in fase di accensione tutte le fibre che permettono l'anello geografico Torino-Genova-Parma in alta affidabilità. L'attività di concluderà entro ottobre.
- In ambito sicurezza a luglio è entrata in funzione la nuova tecnologia per il controllo della posta aziendale ed è in corso la definizione delle specifiche per la scelta di uno strumento di valutazione della vulnerabilità.
- A luglio si è avviato il sistema per il monitoraggio dei costi della telefonia mobile e fissa.
- In ambito Distribuito è in corso la stesura del capitolato per la scelta del nuovo strumento di Service Desk.

## 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*.

I primi nove mesi del 2016 sono stati caratterizzati 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 dei primi nove mesi 2016 è proseguita inoltre l'attività di ricerca di startup innovative con l'attivazione di accordi di partnership e l'avvio di progetti sperimentali.

Si riporta nel seguito un aggiornamento al 30 Settembre 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 secondo anno 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 stata 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 Roncofiesi.

### ***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 partner del progetto 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 ed è in corso la demo start.

### **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, Pinfarina, 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 (Horizon 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 dei distributori 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) sotteso 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: E' stata sviluppata l'applicazione software, finalizzata a coadiuvare la control room IREN nella gestione delle chiamate di emergenza e si stanno svolgendo i 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, Agencia Andalus de l'Energia, Institut Andaluzo de Tecnologia, SP Technical Research Institute of Sweden, Regione Lombardia, The European House Ambrosetti Spl, Nemzeti Innovacios Hivatal, 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 nove 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 nove 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 nei primi nove mesi 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).

### ***Iniziative 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 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 settembre 2016 sono circa 49.500. 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.

### ***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 m<sup>3</sup> esistenti, porterà la capacità complessiva a 15.000 m<sup>3</sup>. 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. 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

Al 30 settembre 2016 risultano in forza al Gruppo Iren 6.264 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 settembre 2016, suddivisa per Holding e Società di Primo Livello (con relative controllate), confrontata con il dato al 31 dicembre 2015.

Società	Organico al 30.09.2016	Organico al 31.12.2015
Iren S.p.A.	923	821
Ireti e controllate	1.944	-
Iren Acqua Gas e controllate	-	865
Iren Emilia e controllate	-	794
Iren Ambiente e controllate	2.289	2.257
Iren Energia e controllate	623	915
Iren Mercato e controllate	485	480
<b>Totale</b>	<b>6.264</b>	<b>6.132</b>

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 ai primi nove mesi del 2016, è stato erogato un monte ore complessivo pari a circa 64.000 ore di formazione, con il 74% dei dipendenti del Gruppo che ha partecipato ad almeno un corso di formazione e una media pro-capite pari a 11 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, alla sicurezza dei lavoratori ed alla tutela ambientale.

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, AMIAT 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, Iren Ambiente, AMIAT 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).

Nei primi nove mesi 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 Iren S.p.A. e le società del Gruppo, dando risultati positivi e confermando quindi le certificazioni in essere.

Si è svolto, inoltre, l'audit 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 S.p.A., 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;
- 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;
- 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. Il Piano Industriale al 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 nei primi nove mesi dell'anno 2016 si segnalano:

### Bilancio di Sostenibilità

Il Bilancio di Sostenibilità riporta la rendicontazione completa delle performance di sostenibilità economica, ambientale e sociale del Gruppo, rappresenta uno strumento di orientamento gestionale e costituisce un documento per il dialogo costante e partecipato con il territorio e tutti gli stakeholder. Per l'edizione 2015 i dati sono stati raccolti attraverso l'applicativo "bilancio di sostenibilità" che prevede la tracciatura, la verifica e l'approvazione di tutti i dati richiesti, inoltre i contenuti del documento sono stati definiti sulla base dell'analisi di materialità svolta con il coinvolgimento del management del Gruppo e dei Comitati Territoriali Iren di Piacenza, Parma e Reggio Emilia.

Il Bilancio di Sostenibilità 2015 è stato approvato dal Consiglio di Amministrazione il 15 marzo 2016 e pubblicato sul sito internet.

Attualmente sono in corso le attività preliminari per la raccolta dati relativi al Bilancio di Sostenibilità 2016, e sono stati inviati ai componenti dei Comitati Territoriali i documenti per la valutazione dei temi rilevanti ai fini della prossima rendicontazione di sostenibilità del Gruppo Iren

### 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](http://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](http://www.irencollabora.it). Nei primi nove mesi del 2016 si sono tenute 64 riunioni di Comitati e gruppi di lavoro. Si sono inoltre conclusi i seguenti 7 progetti: "Un Campus più sostenibile è un Campus senza più plastica", "Raccolta di oli alimentari usati", "Ortosoversivo", "Suq festival: la cultura dell'ambiente, la cultura per l'ambiente", "L'Orto della Condotta Slow Food Piacenza. Realizzazione di orti per promuovere e sviluppare l'educazione alimentare e ambientale nelle scuole. Costituzione di una comunità dell'apprendimento", "Atelier per una sostenibilità quotidiana in cucina", "Progetto Val Tassarò e Salamandrina". Al 30 settembre 2016 sulla piattaforma risultano 648 profili registrati, 502 iscritti, 27 progetti e 22 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”. Iren spicca a livello mondiale per le performance ambientali: è quanto emerge dal report del Carbon Disclosure Project (CDP), organizzazione no-profit indipendente che a livello globale raccoglie, analizza e diffonde dati sulle performance ambientali di imprese, città, stati e regioni.

Iren ha infatti ricevuto il più alto riconoscimento (livello A) per le azioni e le strategie messe in campo per ridurre le emissioni e mitigare i cambiamenti climatici.

Più di 5.500 organizzazioni partecipano alla rilevazione annuale delle proprie emissioni di gas effetto serra e analizzano i rischi e le opportunità legate al climate change, attraverso il CDP che, operando su richiesta di 827 investitori con un patrimonio di 100 miliardi di dollari, detiene il più grande database internazionale sulle politiche di gestione del climate change attuate dalle più importanti organizzazioni mondiali.

Sulla base dei punteggi assegnati dal CDP, Iren è risultata tra il 9% delle imprese che hanno ottenuto un livello A per la performance ambientale per mitigare i cambiamenti climatici.

#### Premio “Italian Resilience Award”

Al Gruppo Iren è stato assegnato il Premio “Italian Resilience Award” per il progetto “Domani splende il sole”, nell’ambito di “Ecoincentriamoci” il green forum di approfondimento e dibattito sui temi legati alla sostenibilità ambientale. L’Italian Resilience Award è indetto dalla testata Econewsweb.it, in collaborazione con Kyoto Club e l’azienda green Primaprint, con il patrocinio del Ministero dell’Ambiente, ANCI, Coordinamento delle Agende 21 Locali e Borghi Autentici d’Italia. Il riconoscimento premia

Comuni ed aziende che hanno dimostrato come la capacità di condivisione possa agevolare il raggiungimento di obiettivi progettuali e migliorare la qualità degli interventi, favorendo modelli di sviluppo ecocompatibili, che tengono conto dei cambiamenti climatici in atto.

Al progetto “Domani splende il sole”, promosso da Iren Rinnovabili per la diffusione di energie pulite in provincia di Reggio Emilia attraverso l’installazione di 100 impianti fotovoltaici su 100 edifici pubblici, è stato riconosciuto il valore di un modello progettuale multistakeholder che ha unito Comuni, imprese del territorio e il Gruppo Iren. Il progetto ha coniugato le strategie industriali e produttive con la volontà di promuovere il risparmio energetico e l’uso di fonti alternative di energia e si propone come modello di riferimento replicabile su altri territori.

#### Sodalitas Social Award

Iren ha partecipato all’edizione 2016 del Sodalitas Social Award, premio sulla Sostenibilità d’impresa in Italia, candidando 8 progetti, e si è aggiudicato il Sodalitas Social Award 2016, il riconoscimento più autorevole sulla Sostenibilità d’Impresa in Italia, nella categoria Innovazione sostenibile e processi di produzione per il progetto “Domani splende il sole”.

#### Edu.Iren

E’ proseguito il progetto “Edu.Iren”, un programma di offerte formative (lezioni per studenti e docenti, visite organizzate negli impianti, giochi didattici) 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. La terza edizione del catalogo Edu.Iren (offerte didattiche 2016-2017) presenta significative novità rispetto alle edizioni precedenti, che nascono dai tanti rapporti allacciati tra Iren, docenti, associazioni, musei e istituzioni.

#### 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 giornaliera.

#### 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.

#### Tavola rotonda “La Responsabilità Sociale per la dignità delle Persone e la tutela dell’Ambiente”

In data 24/9/2016 si è svolta a Piacenza la tavola rotonda “La Responsabilità Sociale per la dignità delle Persone e la tutela dell’Ambiente”, alla quale hanno partecipato il presidente Iren, il vicepresidente Iren, il Presidente del Comitato Territoriale di Piacenza, un professore di politica agraria internazionale e comparata presso l’Università di Bologna e un conduttore televisivo nel ruolo di moderatore del dibattito. Analoghe tavole verranno tenute negli altri territori di riferimento prossimamente.

#### Bimbi e colleghi negli impianti

Con l’adesione all’iniziativa di carattere nazionale “Bimbi in ufficio con mamma e papà”, Iren ha aperto le porte di alcuni impianti al personale del Gruppo e ai famigliari.

#### Raccolta differenziata e recupero rifiuti

Nei vari territori di riferimento del Gruppo si sono svolte numerose iniziative per la sensibilizzazione alla raccolta differenziata, al riciclo e al recupero dei rifiuti di difficile riciclo (telefonini, piccoli elettrodomestici, medicinali, batterie, occhiali): laboratori didattici, incontri con famiglie, comunità straniere, profughi, spettacoli teatrali.

#### 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.

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;
- tavoli di lavoro costituiti da Assonime e Utilitalia 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).







# Prospetti Contabili consolidati

al 30 settembre 2016

## Situazione patrimoniale-finanziaria consolidata

	migliaia di euro	
	<b>30.09.2016</b>	<b>31.12.2015</b>
<b>ATTIVITA'</b>		
Attività materiali	3.360.881	2.907.076
Investimenti immobiliari	13.570	14.148
Attività immateriali a vita definita	1.404.387	1.363.451
Avviamento	170.106	126.723
Partecipazioni valutate con il metodo del Patrimonio Netto	145.494	219.246
Altre partecipazioni	7.171	17.821
Crediti commerciali non correnti	63.086	73.788
Attività finanziarie non correnti	47.934	53.012
Altre attività non correnti	54.162	43.298
Attività per imposte anticipate	284.191	252.812
<b>Totale attività non correnti</b>	<b>5.550.982</b>	<b>5.071.375</b>
Rimanenze	109.845	96.337
Crediti commerciali	750.316	841.022
Crediti per imposte correnti	42.578	19.991
Crediti vari e altre attività correnti	230.328	163.366
Attività finanziarie correnti	547.684	551.302
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	183.873	139.576
<b>Totale attività correnti</b>	<b>1.864.624</b>	<b>1.811.594</b>
Attività destinate ad essere cedute	977	5.420
<b>TOTALE ATTIVITA'</b>	<b>7.416.583</b>	<b>6.888.389</b>

migliaia di euro

	30.09.2016	31.12.2015
<b>PATRIMONIO NETTO</b>		
<b>Patrimonio netto attribuibile ai soci della Capogruppo</b>		
Capitale sociale	1.276.226	1.276.226
Riserve e Utili (Perdite) a nuovo	481.628	429.444
Risultato netto del periodo	124.870	118.193
<b>Totale patrimonio netto di pertinenza della Capogruppo</b>	<b>1.882.724</b>	<b>1.823.863</b>
Patrimonio netto di pertinenza dei Terzi	293.345	237.803
<b>TOTALE PATRIMONIO NETTO</b>	<b>2.176.069</b>	<b>2.061.666</b>
<b>PASSIVITA'</b>		
Passività finanziarie non correnti	3.044.039	2.698.648
Benefici ai dipendenti	135.341	135.092
Fondi per rischi ed oneri	299.799	292.302
Passività per imposte differite	186.100	141.840
Debiti vari e altre passività non correnti	202.167	205.209
<b>Totale passività non correnti</b>	<b>3.867.446</b>	<b>3.473.091</b>
Passività finanziarie correnti	262.958	214.611
Debiti commerciali	655.359	798.696
Debiti vari e altre passività correnti	248.640	220.233
Debiti per imposte correnti	99.049	21.687
Fondi per rischi ed oneri quota corrente	107.062	98.405
<b>Totale passività correnti</b>	<b>1.373.068</b>	<b>1.353.632</b>
Passività correlate ad attività destinate ad essere cedute	-	-
<b>TOTALE PASSIVITA'</b>	<b>5.240.514</b>	<b>4.826.723</b>
<b>TOTALE PATRIMONIO NETTO E PASSIVITA'</b>	<b>7.416.583</b>	<b>6.888.389</b>

## Conto economico consolidato

migliaia di euro

	Primi nove mesi 2016	Primi nove mesi 2015
<b>Ricavi</b>		
Ricavi per beni e servizi	2.059.446	2.030.877
Variazione dei lavori in corso	12.368	880
Altri proventi	156.554	187.107
<b>Totale ricavi</b>	<b>2.228.368</b>	<b>2.218.864</b>
<b>Costi operativi</b>		
Costi materie prime sussidiarie di consumo e merci	(619.874)	(718.765)
Prestazioni di servizi e godimento beni di terzi	(743.040)	(693.921)
Oneri diversi di gestione	(55.679)	(61.048)
Costi per lavori interni capitalizzati	15.829	19.037
Costo del personale	(266.702)	(266.573)
<b>Totale costi operativi</b>	<b>(1.669.466)</b>	<b>(1.721.270)</b>
<b>MARGINE OPERATIVO LORDO</b>	<b>558.902</b>	<b>497.594</b>
<b>Ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni</b>		
Ammortamenti	(215.900)	(198.103)
Accantonamenti e svalutazioni	(57.560)	(46.699)
<b>Totale ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni</b>	<b>(273.460)</b>	<b>(244.802)</b>
<b>RISULTATO OPERATIVO</b>	<b>285.442</b>	<b>252.792</b>
<b>Gestione finanziaria</b>		
Proventi finanziari	17.747	19.987
Oneri finanziari	(96.214)	(87.693)
<b>Totale gestione finanziaria</b>	<b>(78.467)</b>	<b>(67.706)</b>
Risultato di partecipazioni contabilizzate con il metodo del patrimonio netto	(674)	388
Rettifica di valore di partecipazioni	12.599	-
<b>Risultato prima delle imposte</b>	<b>218.900</b>	<b>185.474</b>
Imposte sul reddito	(78.652)	(69.766)
<b>Risultato netto delle attività in continuità</b>	<b>140.248</b>	<b>115.708</b>
Risultato netto da attività operative cessate	-	-
<b>Risultato netto del periodo</b>	<b>140.248</b>	<b>115.708</b>
attribuibile a:		
- Utile (perdita) di pertinenza del Gruppo	124.870	98.847
- Utile (perdita) di pertinenza di terzi	15.378	16.861



## Altre componenti di conto economico complessivo

	migliaia di euro	
	Primi nove mesi 2016	Primi nove mesi 2015
<b>Utile/(perdita) del periodo - Gruppo e Terzi (A)</b>	<b>140.248</b>	<b>115.708</b>
<b>Altre componenti di conto economico complessivo che saranno successivamente riclassificate a Conto Economico</b>		
- quota efficace delle variazioni di fair value della copertura di flussi finanziari	(4.441)	5.052
- 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	2.821
Effetto fiscale delle altre componenti di conto economico complessivo	24	(1.340)
<b>Totale altre componenti di conto economico complessivo che saranno successivamente riclassificate a Conto Economico, al netto dell'effetto fiscale (B1)</b>	<b>326</b>	<b>6.533</b>
<b>Altre componenti di conto economico complessivo che non saranno successivamente riclassificate a Conto Economico</b>		
- 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	-	-
<b>Totale altre componenti di conto economico complessivo che non saranno successivamente riclassificate a Conto Economico, al netto dell'effetto fiscale (B2)</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
<b>Totale Utile/(perdita) complessiva (A)+(B1)+(B2)</b>	<b>140.574</b>	<b>122.241</b>
attribuibile a:		
- Utile (perdita) di pertinenza del Gruppo	127.340	105.380
- Utile (perdita) di pertinenza di terzi	13.234	16.861

## Prospetto delle variazioni delle voci di patrimonio netto consolidato

	Capitale sociale	Riserva sovrapprezzo Emissione azioni	Riserva legale
<b>31/12/2014</b>	<b>1.276.226</b>	<b>105.102</b>	<b>36.855</b>
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			
<b>30/09/2015</b>	<b>1.276.226</b>	<b>105.102</b>	<b>39.360</b>
<b>31/12/2015</b>	<b>1.276.226</b>	<b>105.102</b>	<b>39.360</b>
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			
<b>30/09/2016</b>	<b>1.276.226</b>	<b>105.102</b>	<b>45.585</b>

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
<b>(39.695)</b>	<b>298.936</b>	<b>401.198</b>	<b>85.795</b>	<b>1.763.219</b>	<b>230.330</b>	<b>1.993.549</b>
		2.505	(2.505)	-		-
		-	(66.747)	(66.747)	(14.670)	(81.417)
	16.543	16.543	(16.543)	-		-
	511	511		511		511
	(172)	(172)		(172)	(58)	(230)
6.533		6.533	98.847	105.380	16.861	122.241
		-		-		-
		-	98.847	98.847	16.861	115.708
6.533	-	6.533		6.533		6.533
<b>(33.162)</b>	<b>315.818</b>	<b>427.118</b>	<b>98.847</b>	<b>1.802.191</b>	<b>232.463</b>	<b>2.034.654</b>
<b>(36.654)</b>	<b>321.636</b>	<b>429.444</b>	<b>118.193</b>	<b>1.823.863</b>	<b>237.803</b>	<b>2.061.666</b>
		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)
	(771)	(771)		(771)	11	(760)
2.470		2.470	124.870	127.340	13.234	140.574
			124.870	124.870	15.378	140.248
2.470	-	2.470		2.470	(2.144)	326
<b>(34.184)</b>	<b>365.125</b>	<b>481.628</b>	<b>124.870</b>	<b>1.882.724</b>	<b>293.345</b>	<b>2.176.069</b>

## Rendiconto finanziario consolidato

migliaia di euro

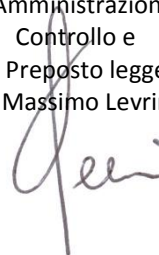
	Primi nove mesi 2016	Primi nove mesi 2015
<b>A. Disponibilità liquide iniziali</b>	<b>139.576</b>	<b>51.601</b>
<b>Flusso finanziario generato dall'attività operativa</b>		
Risultato del periodo	140.248	115.708
Rettifiche per:		
Imposte del periodo	78.652	69.766
Quota del risultato di collegate e joint ventures	(11.925)	(388)
Oneri (proventi) finanziari netti	78.467	67.706
Ammortamenti attività materiali e immateriali	215.900	198.103
Svalutazioni (Rivalutazioni) nette di attività	4.868	-
Accantonamenti netti a fondi (Plusvalenze) Minusvalenze	63.533 (1.413)	62.003 (3.337)
Erogazioni benefici ai dipendenti	(7.393)	(9.683)
Utilizzo fondo rischi e altri oneri	(17.756)	(17.490)
Variazione altre attività/passività non correnti	(1.390)	(2.239)
Altre variazioni patrimoniali	(2.906)	(2.174)
Imposte pagate	(30.561)	(26.533)
<b>B. Cash flow operativo prima delle variazioni di CCN</b>	<b>508.324</b>	<b>451.442</b>
Variazione rimanenze	(12.500)	(49.553)
Variazione crediti commerciali	132.826	140.329
Variazione crediti tributari e altre attività correnti	(55.155)	42.523
Variazione debiti commerciali	(197.842)	(150.360)
Variazione debiti tributari e altre passività correnti	12.800	6.421
<b>C. Flusso finanziario derivante da variazioni di CCN</b>	<b>(119.871)</b>	<b>(10.640)</b>
<b>D. Cash flow operativo (B+C)</b>	<b>388.453</b>	<b>440.802</b>
<b>Flusso finanziario da (per) attività di investimento</b>		
Investimenti in attività materiali e immateriali	(156.552)	(160.557)
Investimenti in attività finanziarie	(3.666)	(1.355)
Realizzo investimenti e variazione attività destinate ad essere cedute	7.477	5.502
Variazione area di consolidamento	(437.046)	(25.679)
Dividendi incassati	7.099	7.368
<b>E. Totale flusso finanziario da attività di investimento</b>	<b>(582.688)</b>	<b>(174.721)</b>
<b>F. Free cash flow (D+E)</b>	<b>(194.235)</b>	<b>266.081</b>
<b>Flusso finanziario da attività di finanziamento</b>		
Erogazione di dividendi	(86.698)	(81.417)
Nuovi finanziamenti a lungo termine	20.000	250.000
Rimborsi di finanziamenti a lungo termine	(88.719)	(113.681)
Variazione debiti finanziari	422.523	(223.858)
Variazione crediti finanziari	13.198	(79.339)
Interessi pagati	(53.783)	(54.991)
Interessi incassati	12.011	13.485
<b>G. Totale flusso finanziario da attività di finanziamento</b>	<b>238.532</b>	<b>(289.801)</b>
<b>H. Flusso monetario del periodo (F+G)</b>	<b>44.297</b>	<b>(23.720)</b>
<b>I. Disponibilità liquide finali (A+H)</b>	<b>183.873</b>	<b>27.881</b>

## **Dichiarazione del Dirigente Preposto alla redazione dei documenti contabili societari a norma delle disposizioni dell'art. 154-bis comma 2 del d. lgs. 58/1998 (Testo Unico della Finanza)**

Il sottoscritto Massimo Levrino, Dirigente Preposto alla redazione dei documenti contabili e societari di IREN S.p.A., dichiara, ai sensi del comma 2 articolo 154 bis del Testo Unico della Finanza, che l'informativa contabile contenuta nel presente Resoconto Intermedio di Gestione al 30 settembre 2016 corrisponde alle risultanze documentali, ai libri e alle scritture contabili.

10 novembre 2016

IREN S.p.A.  
Il Direttore Amministrazione Finanza e  
Controllo e  
Dirigente Preposto legge 262/05  
dr. Massimo Levrino





Iren S.p.A.  
Via Nubi di Magellano, 30  
42123 Reggio Emilia - Italy  
[www.gruppoiren.it](http://www.gruppoiren.it)

