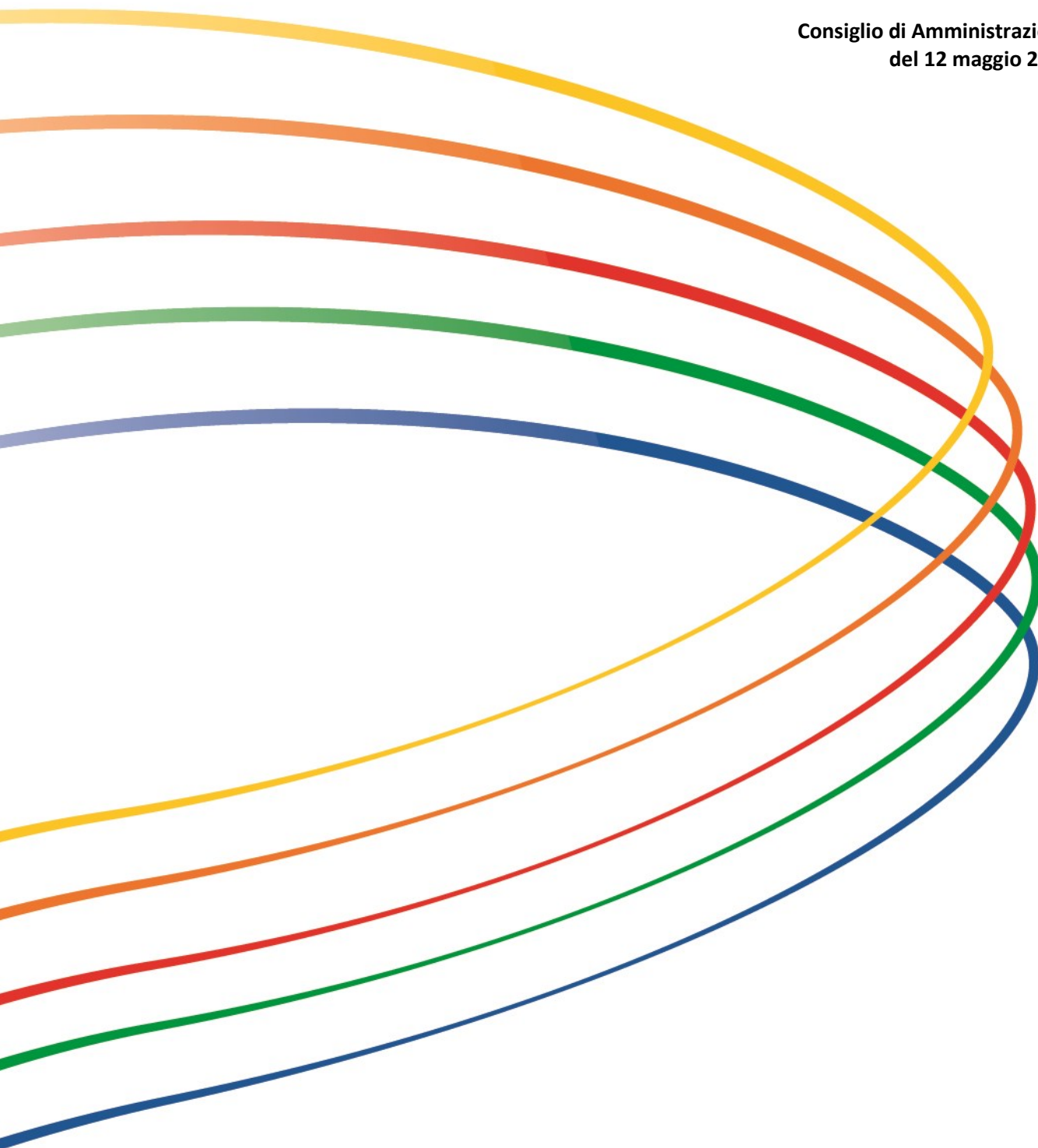


Resoconto Intermedio di Gestione

al 31 marzo 2016

Consiglio di Amministrazione
del 12 maggio 2016



Sommario

Premessa	3
Gruppo Iren in cifre	4
Cariche sociali	6
Missione e valori del Gruppo Iren	7
RELAZIONE SULLA GESTIONE	9
L'assetto societario del gruppo Iren	10
Informazioni sul titolo Iren nei primi tre mesi 2016	14
Dati operativi	17
Scenario di mercato	20
Fatti di rilievo del periodo	30
Criteri di redazione	31
Area di consolidamento	34
Situazione economica, patrimoniale e finanziaria del Gruppo Iren	36
Fatti di rilievo intervenuti dopo la chiusura del periodo ed evoluzione prevedibile della gestione	49
Quadro normativo	50
Gestione finanziaria	78
Rapporti con parti correlate	80
Rischi e incertezze	81
Organizzazione e sistemi informativi	85
Ricerca e sviluppo	87
Personale e formazione	94
Qualità, Ambiente e Sicurezza	95
PROSPETTI CONTABILI CONSOLIDATI AL 31 MARZO 2016	97
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)	105

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 (cfr. Considerando 4 della Direttiva).

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 nei confronti degli emittenti aventi l'Italia come Stato membro di origine.

Prima dell'eventuale introduzione di tali obblighi informativi periodici aggiuntivi, Consob deve effettuare, e poi 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 potrà eventualmente 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 volto a raccogliere informazioni ed opinioni funzionali all'analisi d'impatto propedeutica alla valutazione dell'esercizio dei poteri regolamentari.

Il termine per l'invio delle risposte alla consultazione è stato posto al 30 maggio 2016. L'eventuale esercizio della delega regolamentare da parte della Consob non ha potuto dunque essere posto in essere in tempo utile per incidere sulla pubblicazione di informazioni finanziarie relative al primo trimestre 2016. Pertanto, le società interessate dal Decreto non sono formalmente tenute a pubblicare il Resoconto Intermedio di Gestione relativo al primo trimestre 2016.

In attesa della completa definizione del quadro normativo regolamentare di riferimento, il Gruppo Iren ha ritenuto comunque opportuno esercitare la facoltà di pubblicare la presente informativa finanziaria per il primo trimestre 2016, che rispecchia nel contenuto e nella forma i precedenti Resoconti Intermedi di Gestione. Tale scelta in linea di continuità con il passato, pur rispecchiando i principi enunciati, non è comunque da intendersi come formalmente vincolante per il futuro, e potrà essere soggetta a revisione in base alle evoluzioni regolamentari in materia.

GRUPPO IREN IN CIFRE

	Primi 3 mesi 2016	Primi 3 mesi 2015	Variaz. %
Dati Economici (milioni di euro)			
Ricavi	886	919	(3,6)
Margine Operativo Lordo (EBITDA)	239	211	13,3
Risultato operativo (EBIT)	154	133	15,8
Risultato prima delle imposte	124	102	21,6
Risultato netto di Gruppo e di Terzi	78	63	23,8
Dati Patrimoniali (milioni di euro)			
	Al 31/03/2016	Al 31/12/2015	
Capitale investito netto	4.674	4.231	10,5
Patrimonio netto	2.123	2.062	3,0
Posizione Finanziaria Netta	(2.551)	(2.169)	17,6
Indicatori economico-finanziari			
	Primi 3 mesi 2016	Primi 3 mesi 2015	
MOL/Ricavi	27,0%	23,0%	
	Al 31/03/2016	Al 31/12/2015	
Debt/Equity	1,20	1,05	
Dati tecnici e commerciali			
	Primi 3 mesi 2016	Primi 3 mesi 2015	
Energia elettrica venduta (GWh)	3.955	3.415	15,8
Energia termica prodotta (GWh _t)	1.308	1.360	(3,8)
Volumetria teleriscaldata (mln m ³)	82	80	2,1
Gas venduto (mln m ³)	934	958	(2,5)
Acqua distribuita (mln m ³)	40	35	14,3
Rifiuti raccolti (ton)	281.954	273.924	2,9
Rifiuti smaltiti (ton)	272.195	191.098	42,4

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;
- 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

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

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

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

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

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

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

Teleriscaldamento: grazie a 883 chilometri di reti interrate di doppia tubazione il Gruppo Iren fornisce il calore ad una volumetria di circa 82 milioni di metri cubi, pari ad una popolazione servita di oltre 820.000 persone.

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

CARICHE SOCIALI

Consiglio Amministrazione

Presidente	Paolo Peveraro
Vice Presidente	Ettore Rocchi ⁽¹⁾
Amministratore Delegato	Massimiliano Bianco ⁽²⁾
Consiglieri	Moris Ferretti
	Lorenza Franca Franzino
	Alessandro Ghibellini
	Fabiola Mascardi
	Marco Mezzalama
	Paolo Pietrogrande
	Marta Rocco
	Licia Soncini
	Isabella Tagliavini
	Barbara Zanardi

Collegio Sindacale ⁽³⁾

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. ⁽⁴⁾

⁽¹⁾ Nominato Vice Presidente nel corso della seduta del Consiglio di Amministrazione del 9 maggio 2016

⁽²⁾ Nominato Amministratore Delegato nel corso della seduta del Consiglio di Amministrazione del 9 maggio 2016

⁽³⁾ Nominato dall'assemblea dei Soci del 28 aprile 2015 per il triennio 2015-2016-2017

⁽⁴⁾ 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.

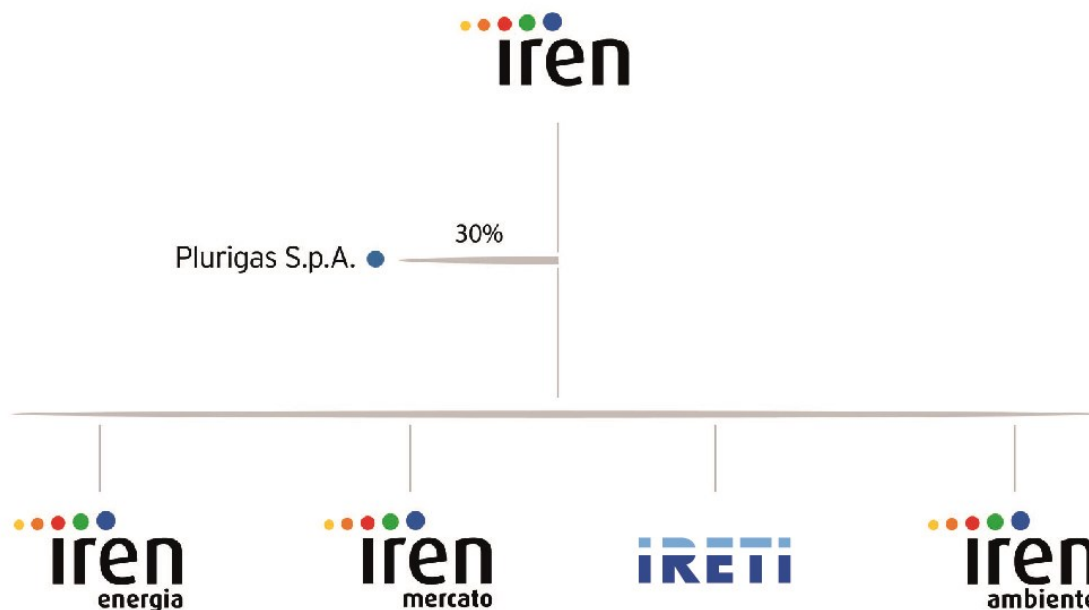




**Relazione
sulla gestione**

al 31 marzo 2016

L'ASSETTO SOCIETARIO DEL GRUPPO IREN



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

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

BU ENERGIA

Produzione di energia elettrica e termica cogenerativa

Iren Energia dispone complessivamente di circa 3.000 MW di potenza installata (in assetto elettrico), in particolare ha la disponibilità di 25 impianti di produzione di energia elettrica: 19 idroelettrici, 6 termoelettrici in cogenerazione e 1 termoelettrico, per una potenza complessiva di circa 2.800 MW in assetto elettrico e 2.300 MW termici, di cui 900 MW in cogenerazione. Le fonti di energia primaria utilizzate sono totalmente eco-compatibili in quanto idroelettriche e cogenerative. In particolare, il sistema idroelettrico di produzione svolge un ruolo importante in tema di salvaguardia ambientale, in quanto utilizza una risorsa rinnovabile e pulita, senza emissione di sostanze inquinanti; l'energia idroelettrica consente di ridurre il ricorso ad altre forme di produzione a più elevato impatto ambientale. Iren Energia considera il rispetto dell'ambiente un valore aziendale e da sempre ritiene che lo sviluppo del sistema di produzione idroelettrico, in cui investe annualmente notevoli risorse, sia uno degli strumenti principali per la salvaguardia del territorio. Il 40% della potenza termica complessiva proviene dagli impianti di cogenerazione di proprietà e la parte restante è relativa a generatori di calore convenzionali. La produzione di calore nel corso del primo trimestre 2016 è stata pari a circa 1.224 GWh_t, 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 31 marzo 2016 ammonta a 82,0 milioni di metri cubi, in aumento rispetto al 2015 del 2,1%.

Iren Energia dispone nel capoluogo piemontese della rete di teleriscaldamento più estesa a livello nazionale, con 534,2 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 21,6 km per un totale di 882,5 km.

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

Servizi agli Enti Locali e Global Service

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

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

BU MERCATO

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

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

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

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

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

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

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

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

Commercializzazione Gas Naturale

I volumi complessivi di gas naturale approvvigionati nel corso del primo trimestre 2016 sono stati pari a 934 Mmc di cui 436 Mmc commercializzati a clienti finali esterni al Gruppo, e 498 Mmc impiegati all'interno del Gruppo IREN sia per la produzione di energia elettrica e termica sia per la fornitura di servizi calore.

Al 31 marzo 2016 i clienti gas gestiti dalla Business Unit Mercato sono pari a 772.000 distribuiti sul bacino storico genovese e sulle aree di sviluppo limitrofe, sul bacino torinese e sui bacini storici emiliani.

Commercializzazione energia elettrica

I volumi commercializzati nel corso del 2015, sono stati pari a 3.955 GWh.

I clienti di energia elettrica gestiti al 31 marzo 2016 superano i 740.000 distribuiti principalmente sul bacino tradizionalmente servito, corrispondente a Torino e Parma, e sulle aree presidiate commercialmente dall'azienda.

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 31 marzo 2016 ammonta a 82 milioni di metri cubi.

Gestione servizi calore

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

BU RETI

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

Servizi Idrici Integrati

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

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

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

Nel corso del primo trimestre 2016 la BU Reti ha venduto circa 40 milioni di metri cubi di acqua, attraverso una rete di distribuzione di oltre 16.500 km. Per quanto riguarda le acque reflue gestisce una rete fognaria complessiva di circa 9.300 Km.

Distribuzione Gas

IRETI, distribuisce il gas metano in 75 comuni delle province di Reggio Emilia Parma e Piacenza, nel comune di Genova e in altri 19 comuni limitrofi. La rete di distribuzione composta da circa 7.634 km di rete in alta, media e bassa pressione serve un bacino di circa 719.000 clienti. IRETI nel corso del primo trimestre 2016 ha distribuito circa 548 milioni di metri cubi di gas di cui circa 381 milioni in area Emilia e 167 milioni di metri cubi in area Genova.

Distribuzione di energia elettrica

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

BU AMBIENTE

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

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

Nel primo trimestre 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.

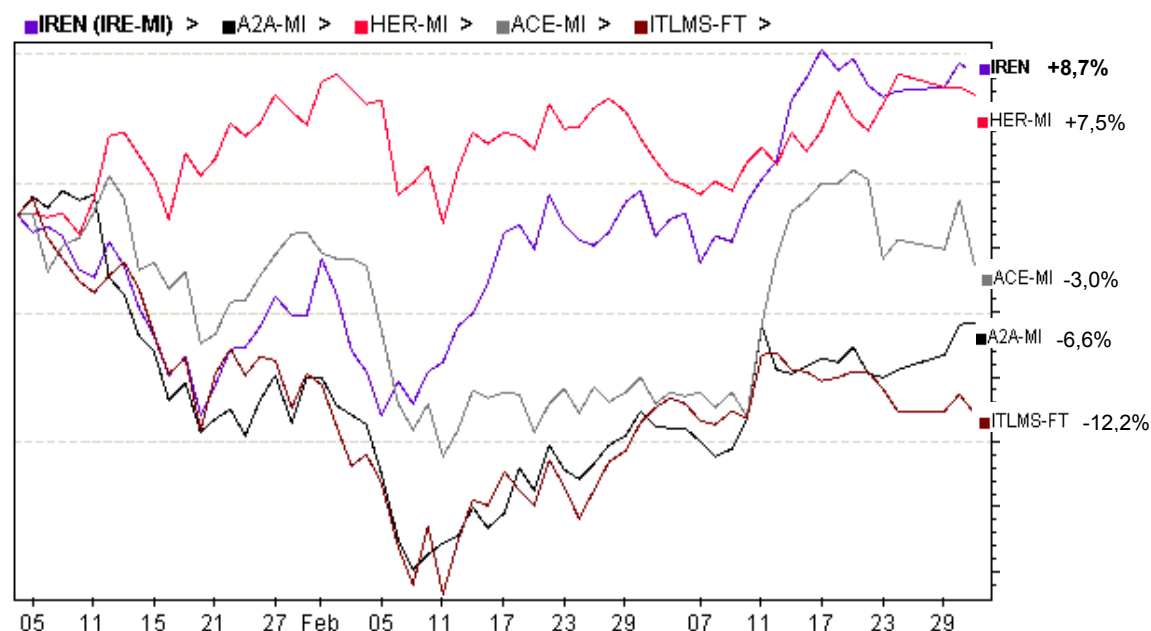
INFORMAZIONI SUL TITOLO IREN NEI PRIMI TRE MESI 2016

Andamento del titolo IREN in Borsa

Nel primo trimestre dell'anno il FTSE Italia All-share (il principale indice di Borsa Italiana), ha riportato una contrazione del 12,2%. Tale risultato, che corregge parzialmente la positiva performance registrata dall'indice nel 2015 (+14,6%), è da attribuire agli effetti di un perdurante scenario di incertezza e di fragilità economica globale acuito dalla caduta dei prezzi del petrolio che ha toccato i minimi da oltre 10 anni.

Le performance del titolo IREN sono invece in controtendenza e confermano il trend favorevole già registrato nell'anno passato. Anche in questo trimestre, infatti, l'azione IREN è stata quella che ha riportato la crescita maggiore rispetto ai competitor più diretti, facendo segnare al 31 marzo 2016 un incremento pari all'8,7%. La performance deriva principalmente dal raggiungimento di alcuni importanti obiettivi indicati nel piano industriale e dagli ottimi risultati di fine anno presentati alla comunità finanziaria a metà marzo.

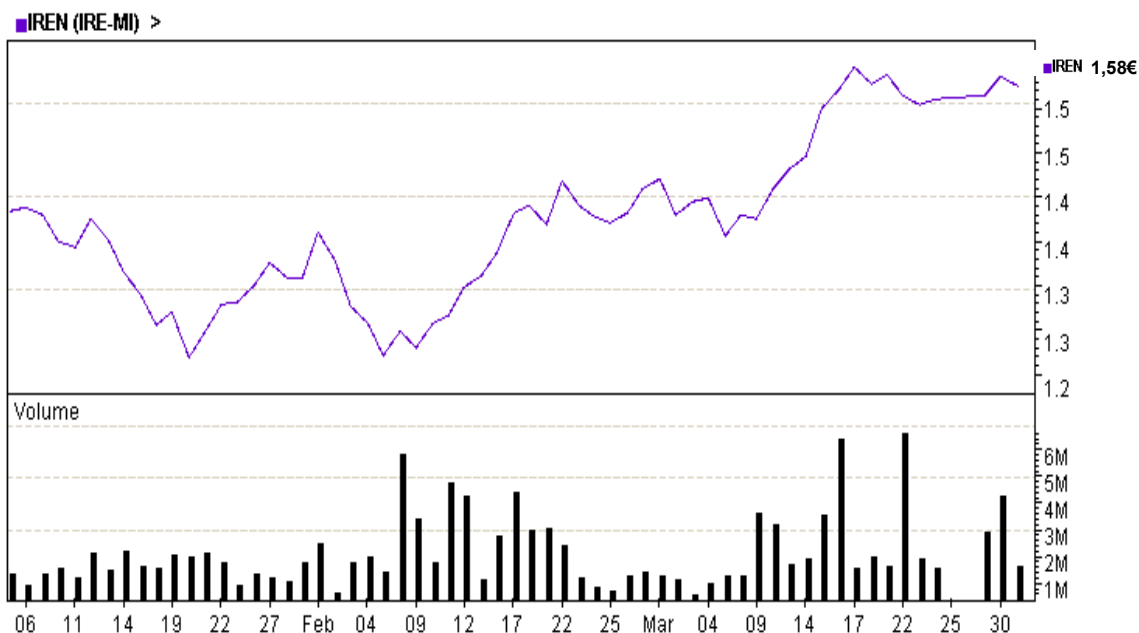
ANDAMENTO TITOLO IREN VS COMPETITORS



Il titolo Iren a fine marzo 2016 si è attestato a 1,58 euro per azione con volumi medi nel trimestre pari a circa 2,1 milioni di pezzi giornalieri.

Nel corso dei primi tre mesi dell'anno il prezzo medio è stato di 1,42 euro per azione avendo toccato il massimo di 1,60 euro per azione il 17 marzo ed il minimo di 1,27 euro per azione il 20 gennaio.

ANDAMENTO PREZZO E VOLUMI DEL TITOLO IREN



Il coverage del titolo

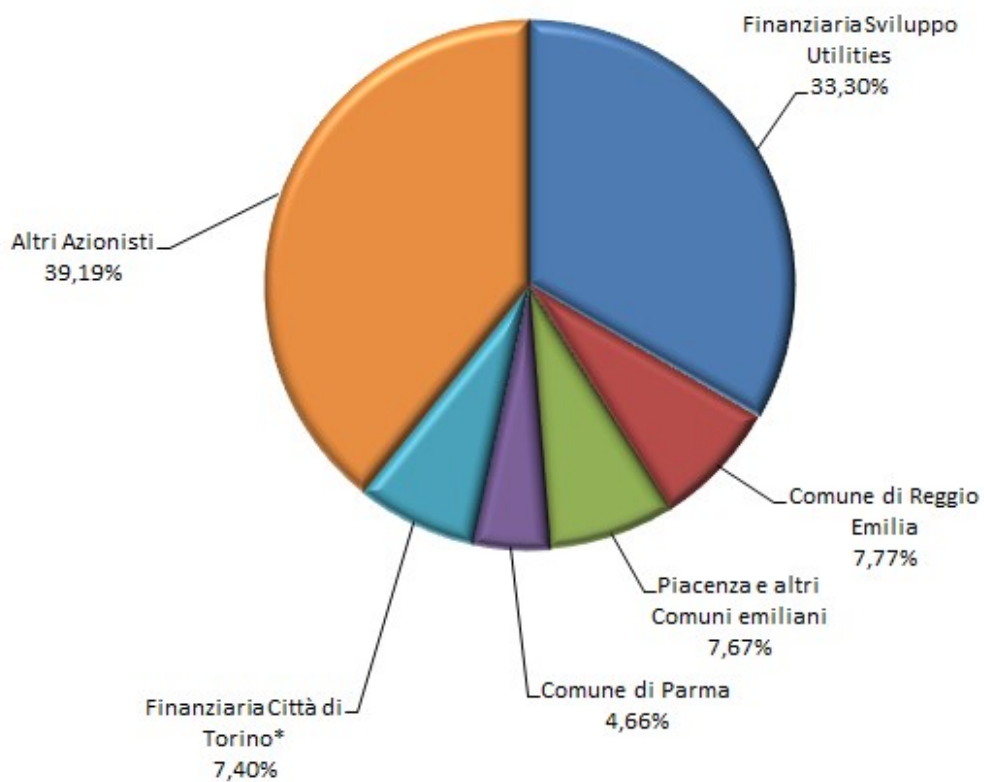
Il Gruppo IREN è attualmente seguito da sette broker: Banca IMI, Banca Akros, Equita, Fidentiis, Intermonte, KeplerCheuvreux e Mediobanca.

Azionariato

Al 31 marzo 2016 sulla base delle informazioni disponibili alla società, l'azionariato di Iren era il seguente:

Azionariato di Iren S.p.A.

(% su capitale sociale complessivo)



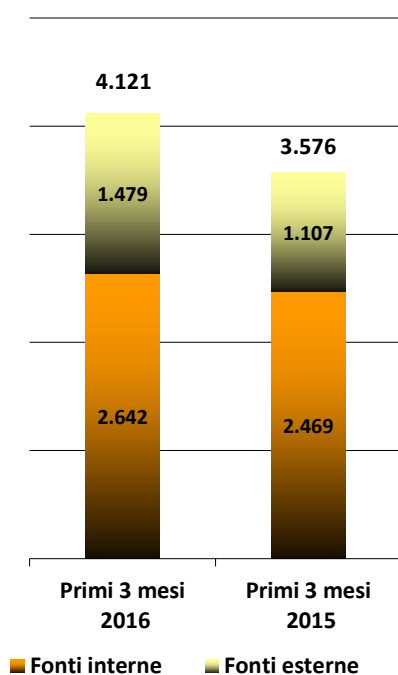
(*) Azioni di risparmio senza diritto di voto

DATI OPERATIVI

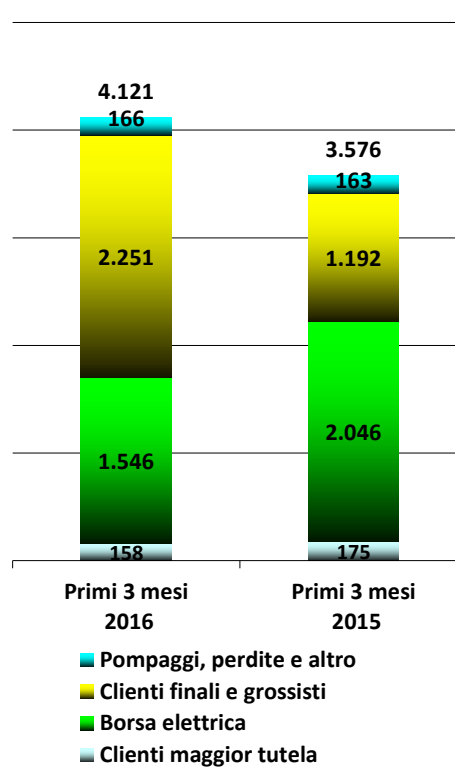
Bilancio dell'energia elettrica

GWh		Primi 3 mesi 2016	Primi 3 mesi 2015	Variaz. %
FONTI				
Produzione lorda del Gruppo		2.642	2.469	7,0
	a) Idroelettrica	252	263	(4,2)
	b) Cogenerativa	1.823	1.813	0,6
	c) Termoelettrica	442	269	64,3
	d) Produzione da WTE e discariche	125	124	0,8
Acquisto da Acquirente Unico		167	184	(9,2)
Acquisto energia in Borsa Elettrica		795	415	91,6
Acquisto energia da grossisti e importazioni		517	508	1,8
Totale Fonti		4.121	3.576	15,2
IMPIEGHI				
Vendite a clienti di maggior tutela		158	175	(9,7)
Vendite in Borsa Elettrica		1.546	2.046	(24,4)
Vendite a clienti finali e grossisti		2.251	1.192	88,8
Pompaggi, perdite di distribuzione e altro		166	163	1,8
Totale Impieghi		4.121	3.576	15,2

Composizione Fonti



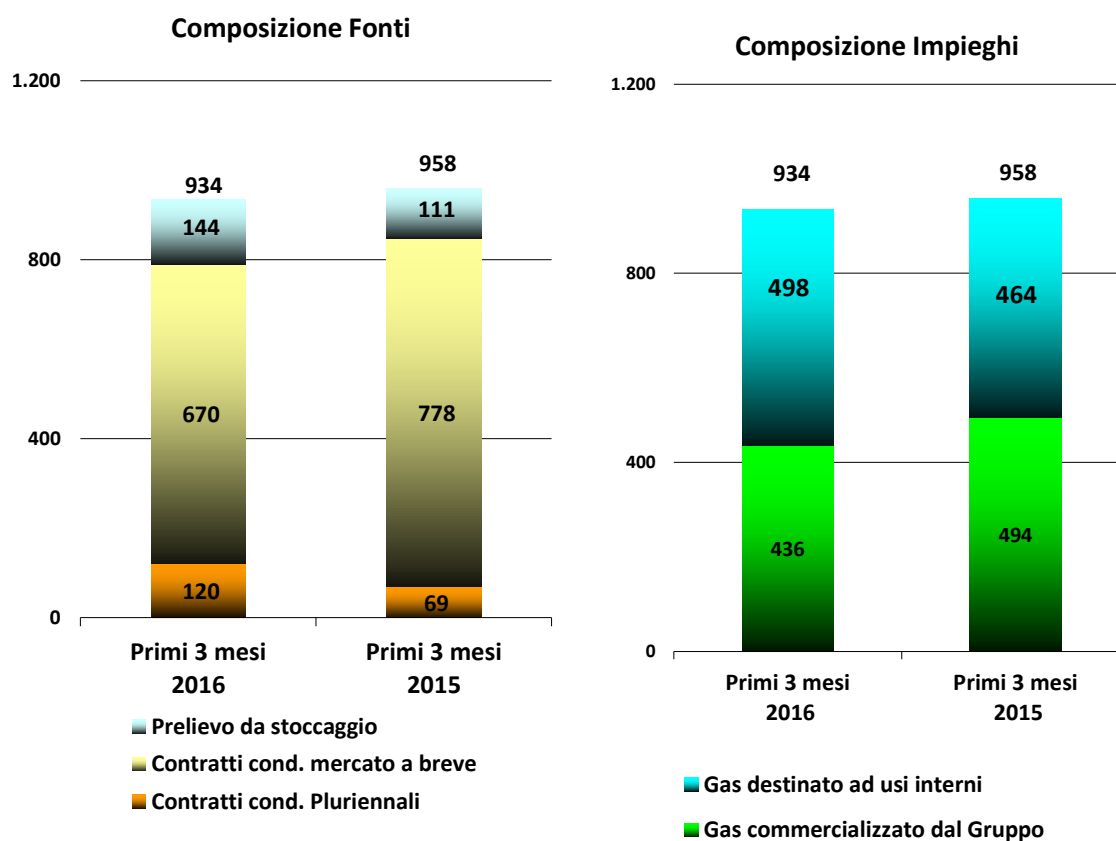
Composizione Impieghi



Bilancio del gas

Milioni di metri cubi	Primi 3 mesi 2016	Primi 3 mesi 2015	Variaz. %
FONTI			
Contratti con condizioni pluriennali	120	69	73,9
Contratti con condizioni mercato a breve (annuali e spot)	670	778	(13,9)
Prelievi da stoccaggio	144	111	29,7
Totale Fonti	934	958	(2,5)
IMPIEGHI			
Gas commercializzato dal Gruppo	436	494	(11,7)
Gas destinato ad usi interni (1)	498	464	7,3
Totale Impieghi	934	958	(2,5)

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



Servizi a rete

	Primi 3 mesi 2016	Primi 3 mesi 2015	Variaz. %
DISTRIBUZIONE ENERGIA ELETTRICA			
Energia elettrica distribuita (GWh)	1.062	999	6,3
N. contatori elettronici	709.463	704.960	0,6
DISTRIBUZIONE GAS			
<i>Gas distribuito area Emilia (mln mc)</i>	381	401	(5,1)
<i>Gas distribuito area Genova (mln mc)</i>	167	173	(3,5)
Totale Gas distribuito	548	574	(4,5)
TELERISCALDAMENTO			
Volumetria teleriscaldata (mln mc)	82,0	80,3	2,1
Rete Teleriscaldamento (Km)	886	866	2,3
SERVIZIO IDRICO INTEGRATO			
Volumi Acqua (mln mc)	40	35	15,1

SCENARIO DI MERCATO

Andamento macroeconomico

Nell'area euro proseguono nel primo trimestre 2016 segnali di moderata crescita, grazie all'aumento della produzione industriale, alla bassa inflazione e all'andamento dell'occupazione che sostengono i consumi, tuttavia l'indicatore del clima di fiducia dell'area euro ha registrato a marzo la terza flessione consecutiva. L'economia italiana presenta segnali di debolezza dal lato della crescita dell'offerta di beni e servizi; dal lato della domanda la crescita dei consumi si mantiene stabile, accompagnata dalla lieve ripresa degli investimenti. In questo contesto l'indicatore anticipatore dell'economia italiana risulta positivo, supportando l'ipotesi del proseguimento della fase di moderata crescita anche nel primo trimestre. In particolare, la variazione congiunturale del PIL reale stimata per il primo trimestre è pari al +0,1%; all'incremento del PIL contribuiscono positivamente i consumi privati, mentre un apporto negativo arrivata dalla domanda estera netta e dai consumi pubblici. In questo scenario, la crescita attesa per il 2016 è pari allo 0,4%.

Scenario elettrico nazionale

Nel periodo Gennaio - Marzo 2016 la produzione netta di energia elettrica in Italia è stata pari a 65.309 GWh in riduzione (-0,7%) rispetto allo stesso periodo del 2015. La richiesta di energia elettrica, pari a 77.632 GWh (-1,5%) è stata soddisfatta per l'83,3% dalla produzione nazionale (tenuto conto dei servizi ausiliari delle produzioni e dei consumi per pompaggi) e per il 16,7% dal saldo con l'estero (-4,2%). A livello nazionale, la produzione termoelettrica tradizionale è stata pari a 46.175 GWh, con un incremento del +2,5% rispetto allo stesso periodo del 2015 ed ha rappresentato il 59,5% dell'offerta; la produzione di fonte idroelettrica è stata pari a 7.907 GWh (-17,6% rispetto al primo trimestre 2015) rappresentandone il 10,2% mentre la produzione da fonte geotermica, eolica e fotovoltaica è stata pari a 11.227 GWh (+4,3%) coprendo il 14,5% dell'offerta complessiva.

I primi tre mesi del 2016 hanno visto complessivamente una riduzione del - 1,5% della domanda elettrica rispetto al pari periodo dell'anno precedente, mentre la stessa risulta in lieve aumento rispetto al trimestre precedente (+0,3%). I decrementi percentuali si verificano principalmente nella zona Centro-Sud del Paese con i maggiori decrementi registrati nelle isole (-6,2%) ed a seguire nelle zona Toscana ed Emilia Romagna (- 2,9%).

Domanda e offerta di energia elettrica cumulata

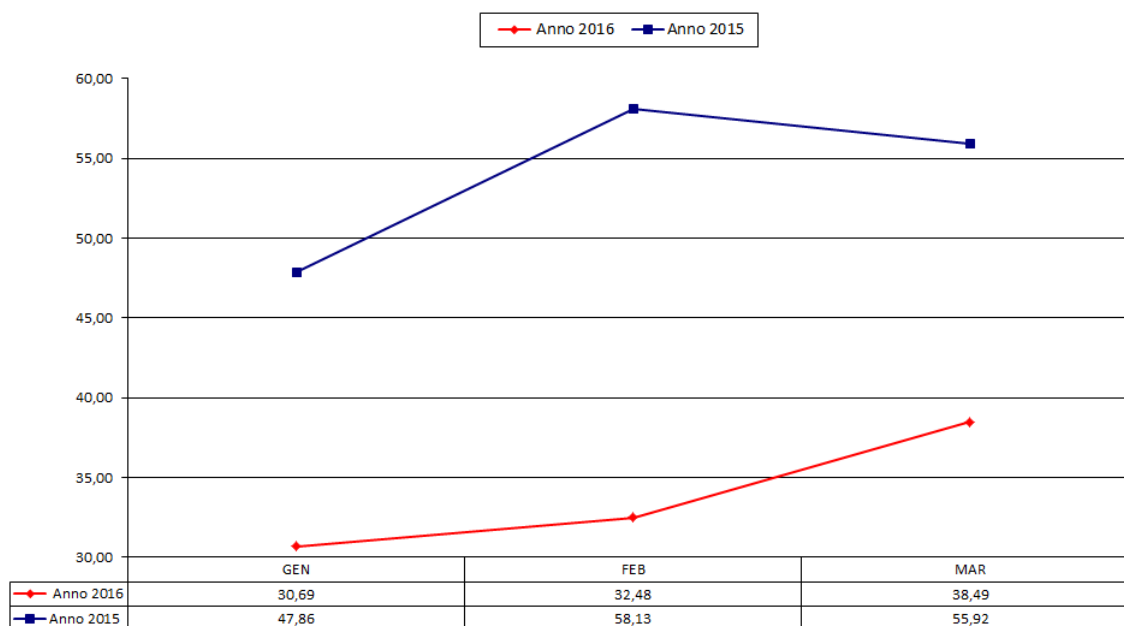
	(GWh e variazioni tendenziali)		
	fino a 31/03/2016	fino a 31/03/2015	Var. %
Domanda	77.632	78.805	-1,5%
- Nord	36.666	36.650	0,0%
- Centro	22.628	23.150	-2,3%
- Sud	11.494	11.711	-1,9%
- Isole	6.844	7.294	-6,2%
Produzione netta	65.309	65.756	-0,7%
- Idroelettrico	7.907	9.592	-17,6%
- Termoelettrico	46.175	45.058	2,5%
- Geotermoelettrico	1.489	1.438	3,5%
- Eolico e fotovoltaico	9.738	9.668	0,7%
(-) Consumo pompaggi	-606	-450	34,7%
Saldo estero	12.929	13.499	-4,2%

Fonte: elaborazioni su dati Terna

Nei primi 3 mesi del 2016 il prezzo medio del greggio è stato pari a 33,89 \$/bbl, in netta riduzione rispetto allo stesso periodo del 2015 (53,97 \$/bbl, in riduzione del -37,2%). Il cambio \$/€ medio è stato 1,10 in lieve riduzione (-2%) rispetto alla media dello stesso periodo del 2015 (1,13). Per effetto della precedente dinamica, la quotazione media del greggio in euro è stata 30,7 €/bbl nel 2016 in riduzione rispetto al valore medio del 2015 (-35,7%).

Nel primo trimestre 2016, le quotazioni in dollari del Brent hanno visto una dinamica in rialzo nei mesi di febbraio e marzo rispetto al trend ribassista registrato nel trimestre precedente. Le quotazioni di gennaio hanno segnato in media il prezzo minimo pari 30,69 \$/bbl per poi risalire a 32,5 \$/bbl a febbraio e 38,5 \$/bbl a marzo.

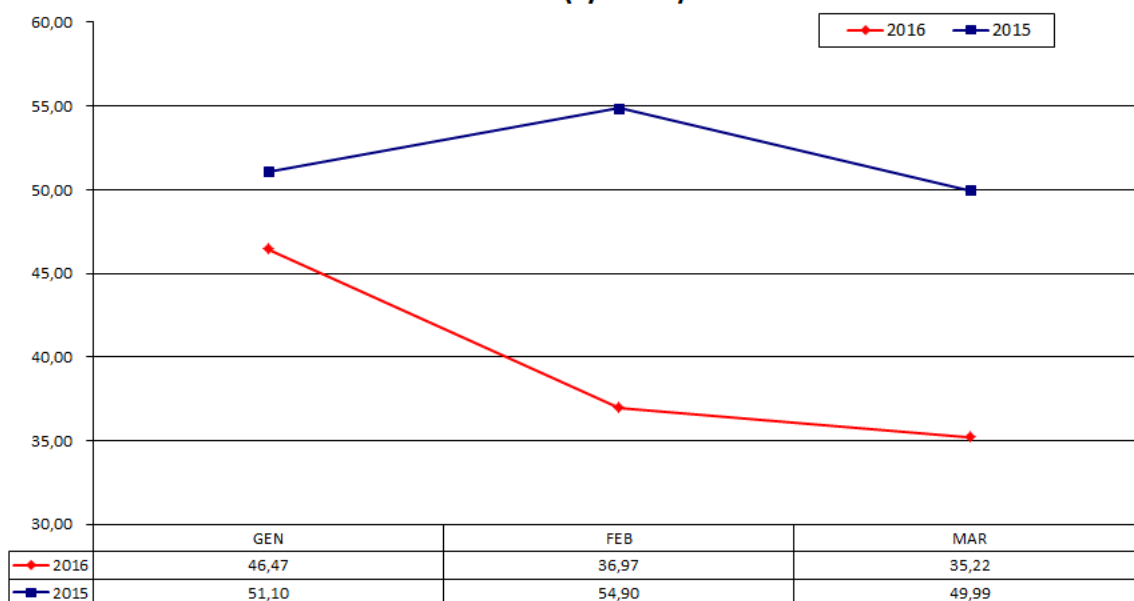
Andamento del Brent (\$/bbl)



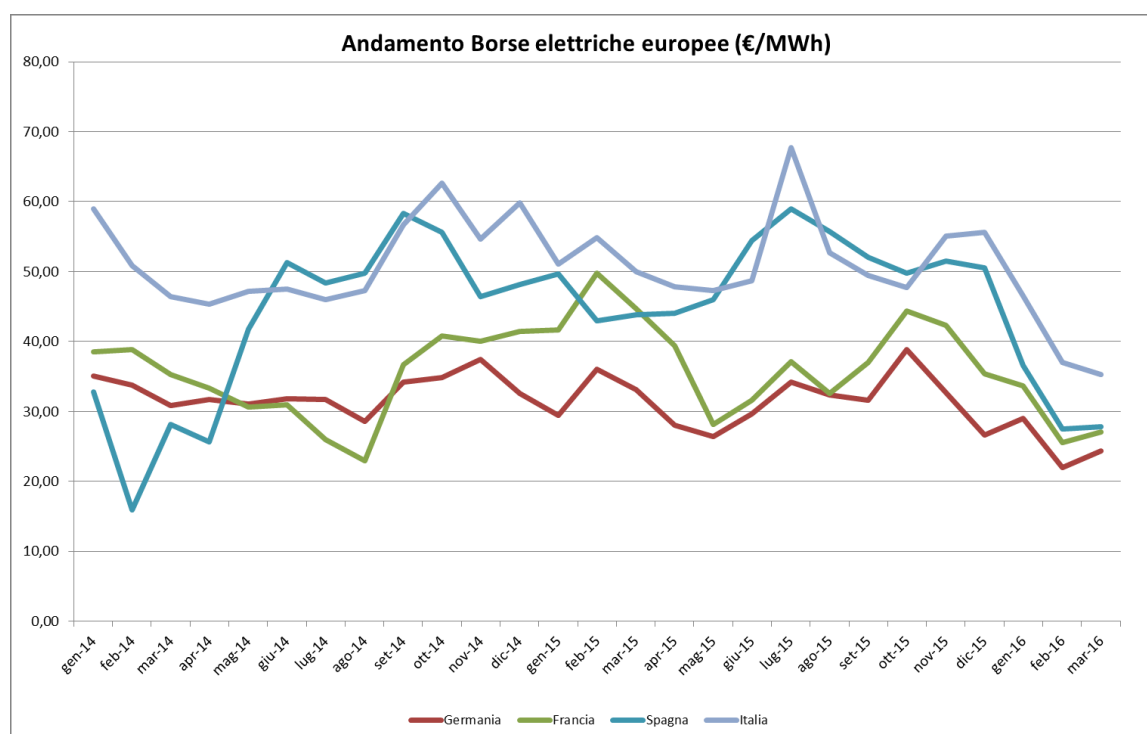
Il primo trimestre del 2016 sulla borsa elettrica si chiude con un prezzo medio di 39,6 €/MWh. Il valore medio di acquisto nel mese di marzo in particolare scende a 35,22 €/MWh (-29,5% su base annua), prezzo che risulta per il secondo mese di fila il più basso mai registrato dall'avvio del mercato organizzato. Il valore medio del trimestre è in riduzione di 12,4 €/MWh, rispetto allo stesso periodo del 2015 con una percentuale media di decremento del -24%.

In relazione ai prezzi zonal, l'inizio del 2016 conferma, come per l'anno passato, la zona Sud come area di minimo, la Sicilia come zona di massimo, rispettivamente con 36,34 €/MWh e 44,26 €/MWh.

Prezzo medio di acquisto in Borsa (MGP) - PUN (€/MWh)



Le principali borse elettriche europee hanno espresso, nel primo trimestre 2016, un prezzo medio di 28,16 €/MWh con un differenziale rispetto al PUN medio di -11,40 €/MWh. Tale Differenziale si mantiene sostanzialmente in linea sia rispetto al trimestre precedente (-11,48 €/MWh) sia rispetto al trimestre dell'anno precedente (-10,76 €/MWh).



Relativamente al mercato dei futures nella tabella seguente è rappresentato il confronto tra i prezzi medi mensili. Nei tre mesi da gennaio a marzo si registrano variazioni in riduzione fino al mese di maggio e in risalita a partire dal mese di giugno fino a fine anno. Il future annuale (dicembre 2017) che quotava 40 €/MWh a Gennaio 2016 è sceso a 37,9 €/MWh in febbraio per toccare infine i 36,9 €/MWh in marzo.

Gennaio 2016 Futures		Febbraio 2016 Futures		Marzo 2016 Futures	
mensili	€/MWh	mensili	€/MWh	mensili	€/MWh
feb-16	43,5	mar-16	30,0	apr-16	33,5
mar-16	41,9	apr-16	33,1	mag-16	33,2
apr-16	40,1	mag-16	33,0	giu-16	35,6
trimestrali	€/MWh	trimestrali	€/MWh	trimestrali	€/MWh
giu-16	39,5	giu-16	34,1	giu-16	34,1
set-16	44,1	set-16	39,3	set-16	38,5
dic-16	43,6	dic-16	39,9	dic-16	39,4
annuali	€/MWh	Annuali	€/MWh	Annuali	€/MWh
dic-17	40,0	dic-17	37,9	dic-17	36,9

Il Mercato del Gas Naturale

Nei primi tre mesi del 2016 i consumi nazionali si sono mantenuti in linea con lo stesso periodo dell'anno precedente attestandosi a 23,6 mld mc. La crescita maggiore si è registrata negli usi termoelettrici (+12,9%) che, nonostante il calo della domanda elettrica nel trimestre, sembrano aver risentito positivamente della riduzione della produzione idroelettrica (-1,7 TWh). I consumi di metano delle industrie si mantengono sostanzialmente costanti (+0,1%), mentre sono diminuiti i prelievi delle reti di distribuzione cittadine (-5,3%) a causa delle temperature più miti rispetto alla scorsa stagione invernale.

Il 63,6% della domanda è stato coperto da importazioni, incrementate del 4,9%, mentre la produzione nazionale ha inciso per il 6,5% (in calo del 3,1%); il 30,1% è stato soddisfatto attraverso l'utilizzo degli stoccaggi le cui erogazioni sono diminuite del 7,8%. Per tutto il primo trimestre 2016 e in particolare nel mese di gennaio, il sistema ha erogato il gas stoccato, che a fine 2015 registrava giacenze di poco sotto i 9 mld mc. A fine marzo 2016 la giacenza di gas stoccato risulta pari di 532 ml mc.

Da inizio anno, i volumi importati sono provenuti per il 49,3% da Tarvisio (principalmente dalla Russia), il 21,9% da Mazara del Vallo (Algeria), il 10,7% da Passo Gries (Nord Europa), il 9,8% dal rigassificatore di Rovigo (Qatar) e l'8,4% da Gela (Libia).

Impieghi e fonti di gas naturale nel primo trimestre 2016 e confronto con gli anni precedenti

	2016	2015	2014	2013	2008	Var. % '16/'15	Var. % '16/'14	Var. % '16/'13	Var. % '16/'08
GAS PRELEVATO (Mld mc)									
Impianti di distribuzione	13,7	14,4	12,7	16,1	14,7	-4,9%	7,9%	-14,9%	-6,8%
Usi industriali	3,5	3,5	3,5	3,5	4,2	0,0%	0,0%	0,0%	-16,7%
Usi termoelettrici	5,6	5,0	4,6	5,9	8,9	12,0%	21,7%	-5,1%	-37,1%
Rete Terzi e consumi di sistema (*)	0,8	0,7	0,6	0,7	1,0	14,3%	33,3%	14,3%	-20,0%
Totale prelevato	23,6	23,6	21,4	26,2	28,8	0,0%	10,3%	-9,9%	-18,1%
GAS IMMESSO (Mld mc)									
Produzione nazionale	1,5	1,6	1,7	1,9	2,3	-6,3%	-11,8%	-21,1%	-34,8%
Importazioni	15,0	14,3	14,6	16,8	23	4,9%	2,7%	-10,7%	-34,8%
Stoccaggi	7,1	7,7	5,1	7,5	3,5	-7,8%	39,2%	-5,3%	102,9%
Totale immesso	23,6	23,6	21,4	26,2	28,8	0,0%	10,3%	-9,9%	-18,1%

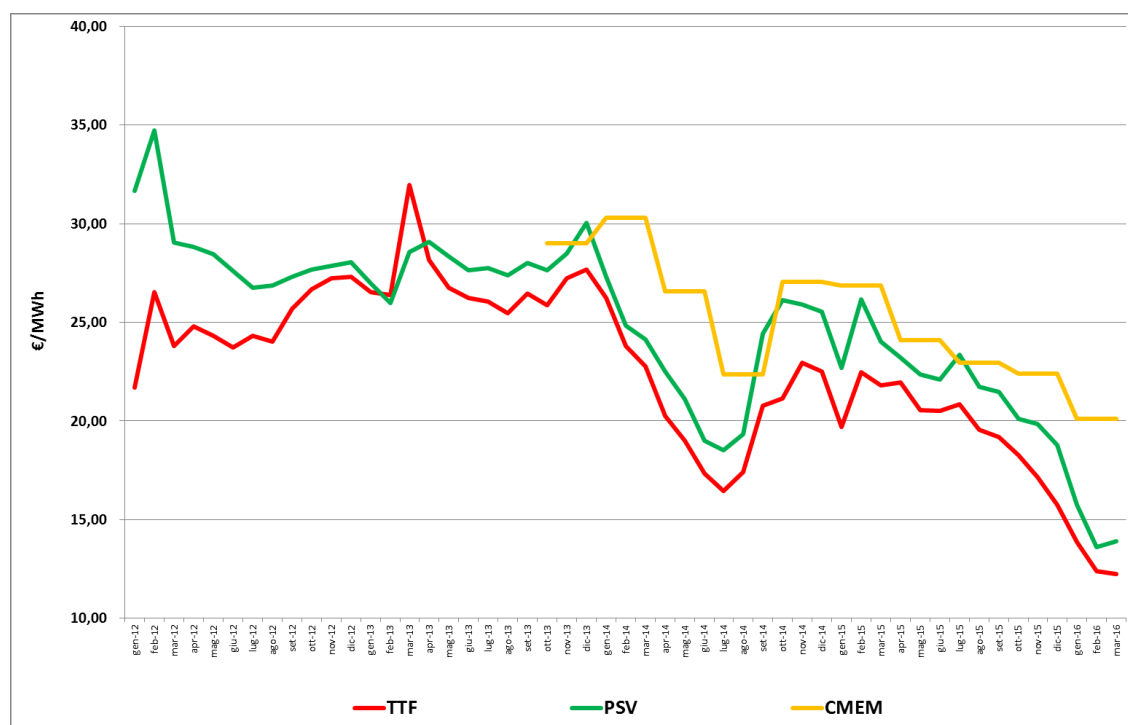
(*) Comprende: transiti, esportazioni, riconsegne imprese di trasporto, variazioni di invaso/svaso, perdite, consumi e il gas non contabilizzato.

Fonte: elaborazioni su dati Snam Rete Gas

Il primo trimestre 2016 si è caratterizzato per una tendenza al calo dei prezzi all'ingrosso del gas naturale in tutte le aree internazionali di mercato, con una lieve ripresa segnata solo dall'hub italiano nel mese di marzo – si tratta della prima variazione positiva in otto mesi (14 €/MWh, +3%).

In Europa nei primi mesi del 2016 è infatti continuata in modo generalizzato la fase discendente che permane da circa un anno e che è confermata dalle forti riduzioni rispetto al primo trimestre 2015 con variazioni medie negative di oltre il 40% e rispetto al trimestre precedente (in media circa -25%).

Dinamiche dei prezzi del gas sui mercati all'ingrosso europei



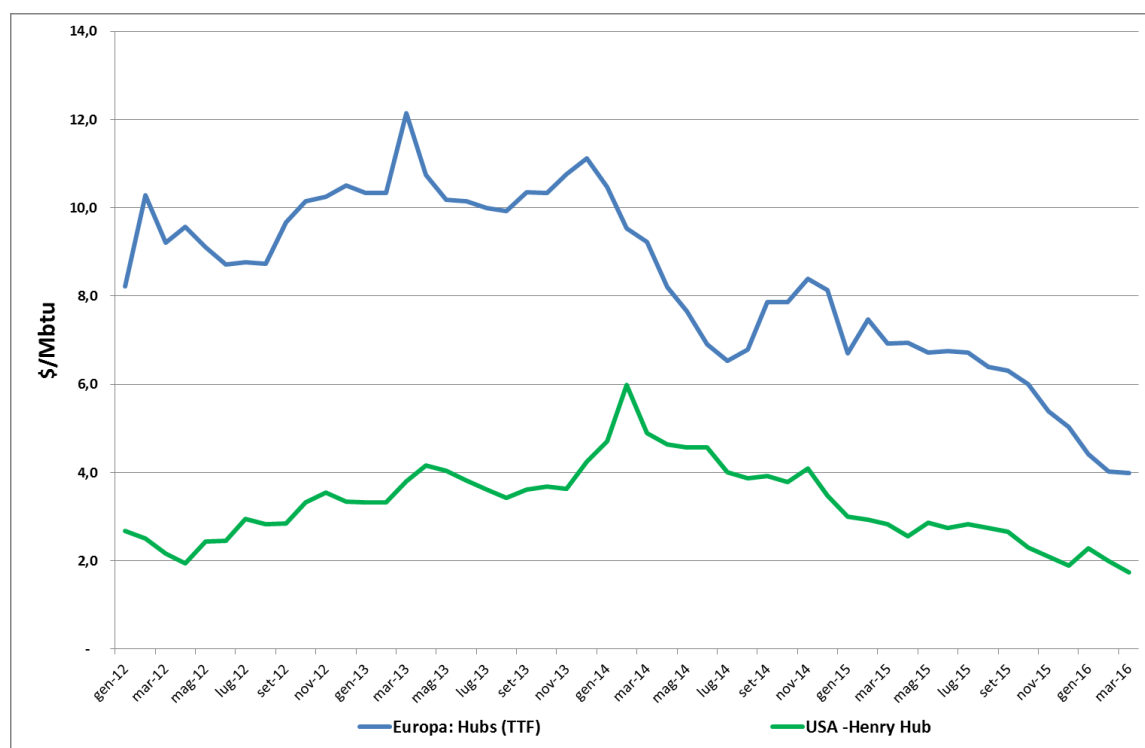
Nota: i prezzi della C_{MEM} sono stati trasformati in Euro/MWh sulla base di un potere calorifico di 38,52 MJ/mcs

Riguardo al contesto italiano oltre alle già citate dinamiche del PSV, il mercato del bilanciamento (PB-Gas) si è confermato nel primo trimestre l'unico mercato gas liquido tra quelli organizzati dal Gestore dei Mercati Energetici (GME). Nei due comparti che lo costituiscono (G+1 e G-1) sono stati scambiati volumi per circa 1,3 md mc, con un prezzo medio di 14,3 €/MWh per il comparto G+1 e di 16,4 €/MWh per il G-1.

La c.d. "componente CMEM", intesa a riflettere il costo di approvvigionamento del gas nel prezzo al mercato tutelato, definita da AEEGSI partendo dalle quotazioni *forward* del TTF olandese, è risultata nel trimestre pari a 20,1 €/MWh in riduzione del 10% rispetto al precedente trimestre e del 25% rispetto al primo trimestre 2015.

In USA si è assistito a prezzi in discesa e sempre più bassi rispetto alle altre aree di mercato, seppur con differenze ancora diminuite rispetto al 2015 a causa del maggior calo dei prezzi europei e asiatici. In media, nel trimestre, l'Henry Hub, principale mercato americano, ha fatto osservare un prezzo di 2,0 \$/Mbtu (era 2,9 \$/Mbtu nel corrispondente periodo 2015).

Confronto fra prezzi internazionali del gas naturale



Fonti: elaborazioni su dati EIA

NORMATIVA PRIMO TRIMESTRE 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.

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.

DCO 103/2016/R/gas: bilanciamento gas

Il DCO ipotizza che il sistema del bilanciamento gas evolva in modo che vi siano maggiori flessibilità e possibilità di rinomina nel corso del giorno gas. I temi affrontati dal DCO sono quattro:

- 1) la definizione dei criteri di intervento di SNAM sul mercato con l'obiettivo di chiarire l'integrazione tra le esigenze di bilanciamento fisico della rete e il nuovo mercato a cui SNAM e gli utenti contemporaneamente accedono per bilanciare le proprie posizioni, attraverso la compravendita di prodotti a breve;
- 2) l'integrazione delle regole di funzionamento del mercato infra-giornaliero con le modalità di negoziazione dei prodotti *locational*;
- 3) la definizione degli *small adjustments*: l'Autorità esprime le due posizioni emerse. La prima è quella espressa da SNAM che ritiene che gli *small adjustments* costituiscano un incentivo a bilanciare ex-ante le proprie posizioni; secondo gli Utenti, essi costituiscono una sorta di "penale" imposta che gli utenti non hanno modo di controllare;
- 4) possibili interventi in maniera di *settlement*: il documento prospetta alcune possibili soluzioni circa la coerenza della filiera di previsioni e allocazioni. L'AEEGSI prevede che l'avviamento del nuovo regime avverrà dal 1° ottobre 2016.

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

L'Autorità per l'Energia interviene per 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.

Comunicazione GME 22 febbraio 2016: modifica tempi regolazione posizione Borsa Gas

La comunicazione del GME su cui l'AEEGSI ha espresso parere positivo, propone una regolazione dei pagamenti relativi alla posizione netta a debito e a credito detenute nei confronti del GME con cadenza settimanale e non più mensile sia per la commodity gas che elettrica

Con segnalazione 86/2016/I/gas AEEGSI esprime la sua posizione agli Enti Istituzionali sulle gare gas, le cui regole sono state recentemente modificate dalla Legge Milleproroghe (Legge 21/16).

Tale legge proroga la pubblicazione dei bandi di gara (da 5 a 12 mesi rispetto a quelli precedentemente previsti dal comma 3.1 del regolamento di cui al DM 12 novembre 2011, n. 226).

La legge, inoltre, sopprime le sanzioni per i Comuni che non pubblicano i bandi in tempo.

Prevede infine che il MiSE nomini 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

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

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

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

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

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

La Legge di Stabilità 2016 introduce a decorrere dal 2016 nuove modalità di versamento del Canone RAI che, per i titolari di utenza elettrica per uso domestico residenziale, avverrà mediante addebito diretto sulle fatture emesse dalle imprese elettriche. La Legge inoltre demanda ad un successivo decreto MISE (non ancora emesso), di concerto con il Ministero dell'Economia e delle Finanze (MEF) la definizione delle specifiche misure tecniche necessarie per l'attuazione delle nuove disposizioni.

A fine marzo, l'Agenzia delle Entrate ha reso pubblico il modello con cui i titolari di un contratto di fornitura di energia elettrica per uso domestico residenziale possono certificare di non possedere un apparecchio televisivo entro il 30 aprile 2016.

In un incontro convocato il 5 aprile l'AU ha illustrato, ai rappresentanti delle Associazioni coinvolte, il percorso che intende seguire per la trasmissione dei dati necessari al processo di fatturazione a carico delle società di vendita.

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

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

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

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

Delibera 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.

I nuovi misuratori dovranno quindi offrire importanti benefici ai clienti (precisione dei consumi, personalizzazione delle offerte, gestione innovativa dei prelievi) e al sistema elettrico nel suo complesso (efficienza energetica, migliore dispacciamento dell'energia in rete).

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

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

GAS/EE

DCO GME n. 2/2016: principi di funzionamento Testo Integrato garanzie, fatturazione e pagamenti GME

Il GME ha avviato una consultazione in merito al TIGSI - Testo integrato delle garanzie, del settlement e degli inadempimenti che sarà applicato ai vari mercati gestiti dal GME: ME, MGAS e PCE per la gestione integrata di garanzie, fatturazione e pagamenti

- Garanzie, il TIGSI disciplinerà l'esposizione netta complessiva dell'operatore verso il GME, derivante dalla sua operatività su tutti i mercati;
- Fatturazione, il TIGSI disciplinerà la modalità di calcolo di un unico saldo a regolare per tutti i mercati e per rendere possibile l'utilizzo dei crediti come strumento di copertura;
- Pagamenti, il TIGSI prevede che in caso di inadempimento un operatore risulterebbe sospeso su tutti i mercati.

Legge 25 febbraio 2016 n. 21 (conversione del decreto legge 30 dicembre 2015, n. 210): "Milleproroghe 2016"

Tra i provvedimenti contenuti nella legge, alcuni sono di interesse per il gruppo Iren; si segnalano in particolare:

- viene confermata a tutto il 2016 la tassazione agevolata in vigore fino al 31/12/2015 per i combustibili utilizzati negli impianti cogenerativi.
- Viene prorogato di un anno (fino al 31/12/2016) il meccanismo di "doppio binario" (tradizionali e informatici del SISTRI) per il tracciamento dei rifiuti speciali; fino alla fine del 2016 il metodo tradizionale cartaceo sarà applicato alla produzione di rifiuti speciali pericolosi e non pericolosi, con l'applicazione delle sanzioni previste dal TUI (Testo Unico Ambientale), mentre il SISTRI sarà applicato per i soli rifiuti speciali pericolosi, per le unità iscritte al Sistema, senza l'applicazione delle sanzioni; dal 2017 il metodo di tracciamento tradizionale sarà applicato per i soli rifiuti speciali non pericolosi, mentre il SISTRI sarà utilizzato per i rifiuti speciali pericolosi e le sanzioni previste dal TUI saranno applicate.

- Vengono prorogate le scadenze per la pubblicazione dei bandi per le gare gas; inoltre, sono eliminate le sanzioni per i Comuni che pubblicano i bandi in tempo, e viene prevista la nomina, da parte del MiSE, di un commissario per bandire la gara qualora, negli 8 mesi successivi alla scadenza del termine, non sia intervenuta neppure la Regione.

RIGASSIFICAZIONE

DM 25 febbraio 2016, Del. N. 77/2016 e Del AEEGSI n. 135/2016: aste per allocazione capacità di rigassificazione

Con tali provvedimenti il Ministero ha autorizzato 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.

FATTI DI RILIEVO DEL PERIODO

IRETI S.p.A.

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

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

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

Con circa 7.283 km di reti in media e bassa tensione IRETI distribuisce energia elettrica nelle città di Torino e Parma; con un portfolio di più di 1,5 milioni di clienti, IRETI contraddistinguendosi 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, tra le altre, 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. 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 48,8% 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 permetterà 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 caviddotti 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.

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 esplicito nella "Premessa" al presente documento, in attesa della completa definizione del quadro normativo regolamentare di riferimento, il Gruppo Iren ha ritenuto comunque opportuno esercitare la facoltà di pubblicare la presente informativa finanziaria per il primo trimestre 2016, che rispecchia nel contenuto e nella forma i precedenti Resoconti Intermedi di Gestione.

I principi contabili di riferimento utilizzati nella predisposizione del Resoconto 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 resoconto intermedio di gestione sono omogenei a quelli utilizzati in sede di redazione del Bilancio Consolidato del Gruppo IREN al 31 dicembre 2015, ai quali si rimanda per completezza di trattazione, ad eccezione di quanto segue.

A partire dal 1° gennaio 2016 risultano applicabili obbligatoriamente i seguenti principi contabili e modifiche di principi contabili, avendo anch'essi già concluso il processo di *endorsement* comunitario:

- Modifiche allo IAS 19 – Benefici a dipendenti: Piani a benefici definiti contribuiti dei dipendenti (Regolamento 29/2015). Documento emesso dallo IASB in data 21 novembre 2013, applicabile a partire dagli esercizi che iniziano il 1° febbraio 2015 o successivamente. L'obiettivo delle modifiche è quello di semplificare la contabilizzazione dei contributi che sono indipendenti dal numero di anni di servizio dei dipendenti, quali ad esempio i contributi dei dipendenti che vengono calcolati in base a una percentuale fissa dello stipendio.
- Modifiche all'IFRS 11 – Accordi congiunti: acquisto di una joint operation (Regolamento 2173/2015). Modifiche emesse dallo IASB in data 6 maggio 2014 e applicabili a partire dagli esercizi che iniziano il 1° gennaio 2016, con applicazione anticipata consentita. Il documento stabilisce che i principi contenuti nell'IFRS 3 – Aggregazioni aziendali relativi alla rilevazione degli effetti di una *business combination* debbano essere applicati per rilevare l'acquisizione di una *joint operation* la cui attività è rappresentata da un business.
- Modifiche a IAS 16 e IAS 38 – Chiarimenti sui metodi accettabili di svalutazione e ammortamento (Regolamento 2231/2015). Modifiche emesse dallo IASB in data 12 maggio 2014 e applicabili a partire dagli esercizi che iniziano il 1° gennaio 2016. Il documento precisa che l'utilizzo del metodo del ricavo quale parametro per il calcolo dell'ammortamento delle attività materiali ed immateriali non è appropriato, in quanto i ricavi generati da un'attività che comporta l'utilizzo di assets materiali o immateriali riflettono generalmente fattori diversi dal deterioramento dei rendimenti economici insiti negli assets stessi. La modifica è applicabile a decorrere dal 1° gennaio 2016.

In data 25 settembre 2014 l'International Accounting Standards Board (IASB) ha pubblicato il documento "Miglioramenti agli International Financial Reporting Standard (2012-2014 Cycle)", successivamente adottato dall'Unione Europea con il Regolamento 2343/2015. Tali miglioramenti, applicabili dagli esercizi che hanno inizio dal 1° gennaio 2016 o data successiva, comprendono modifiche ai seguenti principi contabili internazionali esistenti:

- Improvement IFRS 5 – Attività non correnti possedute per la vendita e attività operative cessate: variazioni dei programmi di dismissione. La modifica stabilisce delle linee guida da seguire nel caso in cui un'entità riclassifichi un *asset* (o un gruppo in dismissione) dalla categoria *held for sale* alla

categoria *held for distribution* (o viceversa), o quando vengano meno i requisiti di classificazione di un'attività come *held for distribution*.

- Improvement IFRS 7 – Strumenti finanziari: informazioni integrative. Il documento disciplina l'introduzione di ulteriori linee guida per chiarire se un c.d. *servicing contract* costituisce un coinvolgimento residuo in un'attività trasferita ai fini dell'informativa richiesta. Inoltre, relativamente alla compensazione tra attività e passività finanziarie, il documento chiarisce che l'informativa non è esplicitamente richiesta per tutti i bilanci intermedi. Tuttavia, tale informativa potrebbe essere necessaria per rispettare i requisiti previsti dallo IAS 34, nel caso si tratti di un'informazione significativa.
- Improvement IAS 19 – Benefici per i dipendenti: problematiche relative al tasso di sconto. Il documento introduce delle modifiche allo IAS 19 al fine di chiarire che gli *high quality corporate bonds* utilizzati per determinare il tasso di sconto dei benefici successivi dovrebbero essere emessi nella stessa valuta utilizzata per il pagamento dei benefici. Le modifiche precisano che l'ampiezza del mercato dei *high quality corporate bonds* da considerare sia quella a livello di valuta.
- Improvement IAS 34 – Bilanci intermedi: collocazione delle informazioni integrative. Il documento introduce delle modifiche al fine di chiarire i requisiti nel caso in cui l'informativa richiesta è presentata nel report infrannuale, ma al di fuori delle sezioni del bilancio. La modifica precisa che tale informativa venga inclusa attraverso dei riferimenti incrociati tra i due documenti, purché entrambi siano disponibili ai lettori del bilancio nella stessa modalità e con gli stessi tempi.

Modifiche allo IAS 1 – Presentazione del bilancio (Regolamento 2406/2015). Documento emesso dallo IASB in data 18 dicembre 2014. Le modifiche, applicabili a partire dagli esercizi che iniziano il 1° gennaio 2016, hanno l'obiettivo di rendere più chiara ed intellegibile la redazione del bilancio. Le modifiche introdotte riguardano:

- materialità e aggregazione - viene chiarito che non devono essere oscurate informazioni mediante l'aggregazione o la disaggregazione e che il concetto di materialità si applica agli schemi di bilancio, alle note illustrative e agli specifici requisiti di informativa previsti dai singoli IFRS. Viene chiarito che l'informativa richiesta specificatamente dagli IFRS è da fornire solo se l'informazione è materiale;
- prospetto della situazione patrimoniale-finanziaria e prospetto di conto economico complessivo - si chiarisce che l'elenco di voci specificate dallo IAS 1 per tali prospetti può essere disaggregato e aggregato a seconda dei casi. Vengono inoltre fornite linee guida sull'uso di subtotali all'interno dei prospetti;
- presentazione delle altre componenti del conto economico complessivo (OCI: Other Comprehensive Income) - viene chiarito che la quota di OCI di società collegate e joint venture consolidate con il metodo del patrimonio netto deve essere presentata in aggregato in una singola voce, distinguendo in base al fatto che si tratti di componenti suscettibili di future riclassifiche a conto economico o meno;
- note illustrative - si chiarisce che le entità godono di flessibilità nel definire la struttura delle note illustrative e vengono fornite linee guida su come impostare un ordine sistematico delle note stesse.

PRINCIPI CONTABILI, EMENDAMENTI ED INTERPRETAZIONI NON ANCORA OMOLOGATI DALL'UNIONE EUROPEA

Sono in corso di recepimento da parte dei competenti organi dell'Unione Europea i seguenti principi, aggiornamenti ed emendamenti dei principi IFRS (già approvati dallo IASB), nonché le seguenti interpretazioni (già approvate dall'IFRIC):

IFRS 9 – Strumenti finanziari. Nel mese di luglio 2014 lo IASB ha pubblicato il principio IFRS 9 "Strumenti finanziari". Il principio è il risultato di un processo iniziato nel 2008 a seguito della crisi economico-finanziaria, avente come obiettivo quello di riscrivere interamente le regole contabili di rilevazione e valutazione degli strumenti finanziari previste dallo IAS 39. In sintesi le disposizioni dell'IFRS 9 riguardano:

- i criteri per la classificazione e valutazione delle attività e passività finanziarie. In particolare, per le attività finanziarie il nuovo principio utilizza un unico approccio basato sulle modalità di gestione degli strumenti finanziari e sulle caratteristiche dei flussi di cassa contrattuali delle attività finanziarie stesse al fine di determinarne il criterio di valutazione, sostituendo le diverse regole previste dallo IAS 39. Per le passività finanziarie, invece, la principale modifica avvenuta riguarda il trattamento contabile delle variazioni di fair value di una passività finanziaria designata come valutata al fair value attraverso il conto economico, nel caso in cui queste siano dovute alla variazione del merito

credizio 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. Principio pubblicato dallo IASB in data 28 maggio 2014 che 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.

Modifiche a IFRS 10, IFRS 11 e IAS 28 – Entità d'investimento: applicazione della deroga al consolidamento. Il documento, pubblicato dallo IASB in data 18 dicembre 2014, introduce le seguenti modifiche:

- l'esenzione dalla redazione del bilancio consolidato per una sub-holding è concessa anche a una holding che è una controllata di una *investment entity*;
- la richiesta, per una *investment entity*, di consolidare una controllata che fornisce servizi collegati alle sue attività di investimento si applica solo per le controllate che non siano anche esse stesse delle *investment entities*;
- nell'applicare il metodo del patrimonio netto a una collegata o joint venture che è una *investment entity*, è possibile mantenere le valutazioni a fair value che la collegata o la joint venture hanno utilizzato, in relazione alle proprie controllate;
- una *investment entity* che valuta tutte le proprie controllate al fair value deve fornire l'informativa richiesta dall'IFRS 12.

Ifrs 16 – Leases. Principio pubblicato dallo IASB in data 13 gennaio 2016, destinato a sostituire il principio IAS 17 "Leasing", nonché le interpretazioni IFRIC 4 "Determinare se un accordo contiene un leasing", SIC 15 "Leasing operativo - Incentivi" e SIC 27 "La valutazione della sostanza delle operazioni nella forma legale del leasing". Il nuovo principio fornisce una nuova definizione di lease e introduce un criterio basato sul controllo (*right of use*) di un bene per distinguere i contratti di leasing dai contratti per servizi, individuando quali discriminanti: l'identificazione del bene, il diritto di sostituzione dello stesso, il diritto ad ottenere sostanzialmente tutti i benefici economici rivenienti dall'uso del bene e il diritto di dirigere l'uso del bene sottostante il contratto. La sua applicazione è prevista a partire dal 1° gennaio 2019. È consentita un'applicazione anticipata per le entità che applicheranno l'IFRS 15. Nei prossimi mesi verranno avviate analisi dettagliate al fine di valutare gli effetti che deriveranno per il Gruppo dall'introduzione dell'IFRS 16.

Modifiche allo IAS 12 – Iscrizione attività fiscali differite per perdite non realizzate. Documento emesso dallo IASB in data 19 gennaio 2016. Le modifiche, applicabili a partire dagli esercizi che iniziano il 1° gennaio 2017, chiariscono come contabilizzare un'attività fiscale differita relative a una passività finanziaria valutata al fair value. L'applicazione anticipata è consentita.

Modifiche allo 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.

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 hanno avuto efficacia un insieme di operazioni di aggregazione societaria fra le controllate della Capogruppo Iren S.p.A., avvenute nell'ambito del Progetto di razionalizzazione societaria e organizzativa "complessiva" di Gruppo (c.d. Progetto "Operazioni 100%"), volto alla semplificazione dell'assetto delle partecipazioni ed alla riduzione del numero delle Società di business detenute integralmente, direttamente o indirettamente, dalla Capogruppo nonché all'integrazione/ottimizzazione dei processi/attività di business aventi caratteristiche operative omogenee.

Tali operazioni non hanno comportato variazioni dell'area di consolidamento, ma hanno comunque avuto effetti sulla struttura del Gruppo.

Nello specifico, le operazioni interessate sono state le seguenti:

- Fusione per incorporazione in Iren Emilia (che ha contestualmente assunto la denominazione di IRETI) delle società del Gruppo AGA, Eniatel, Iren Acqua Gas, Acquedotto di Savona, Genova Reti Gas e AEM Torino Distribuzione;
- Fusione per incorporazione in Iren Ambiente delle società Iren Ambiente Holding e Tecnoborgo;
- Fusione per incorporazione di TLR V. in Iren Energia;
- Fusione per incorporazione di O.C. Clim in Iren Gestioni Energetiche.

L'area di consolidamento comprende le società nelle quali la Capogruppo esercita, direttamente o indirettamente, il controllo.

Società Capogruppo:

Iren S.p.A.

Società consolidate con il metodo integrale

Sono consolidate integralmente le quattro Società direttamente controllate dalla Capogruppo:

- 1) IRETI e le Società da questa controllate:
 - Consorzio GPO
 - Laboratori Iren Acqua Gas
 - Mediterranea delle Acque e le controllate:
 - Idrotigullio
 - Immobiliare delle Fabbriche
- 2) Iren Ambiente e le Società da questa controllate:
 - AMIAT V e la controllata:
 - AMIAT
 - Bonifica Autocisterne
 - Montequerce
 - F2i Ambiente, e le controllate;
 - TRM V, e la sua controllata
 - TRM
- 3) Iren Energia, e la controllata:
 - Iren Servizi e Innovazione
- 4) Iren Mercato e le Società da questa controllate:
 - Iren Gestioni Energetiche
 - GEA Commerciale

VARIAZIONE AREA DI CONSOLIDAMENTO

L'area di consolidamento è variata nel primo trimestre 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., 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 F2i Ambiente.

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, F2i Ambiente, TRM V, valutata ad equity sino al 31 dicembre 2015, e TRM entrano nel perimetro di consolidamento integrale.

Nelle more della valutazione da svolgersi ai sensi dell'IFRS 3 – Aggregazioni aziendali, il differenziale fra il prezzo di acquisto ed il valore di carico delle attività nette acquisite in continuità di valori, è stato provvisoriamente allocato ad avviamento.

SITUAZIONE ECONOMICA, PATRIMONIALE E FINANZIARIA DEL GRUPPO IREN

Situazione economica

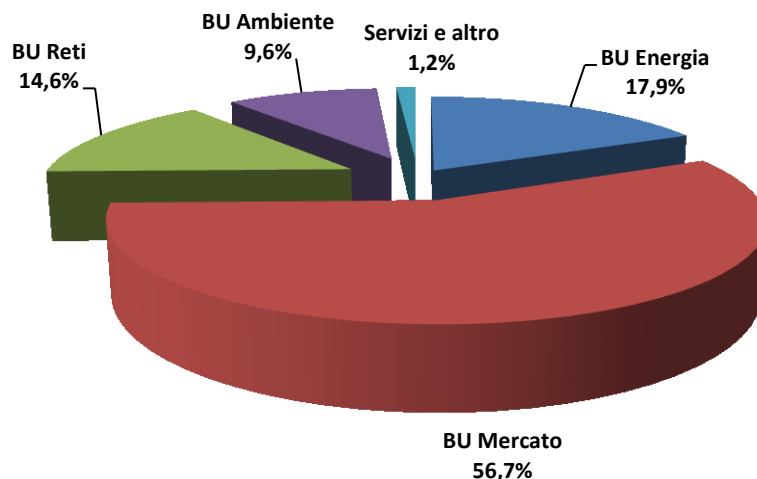
CONTO ECONOMICO CONSOLIDATO GRUPPO IREN

	migliaia di euro		
	Primi tre mesi 2016	Primi tre mesi 2015	Var. %
Ricavi			
Ricavi per beni e servizi	837.515	875.315	(4,3)
Variazione dei lavori in corso	368	34	(*)
Altri proventi	48.342	43.770	10,4
Totale ricavi	886.225	919.119	(3,6)
Costi operativi			
Costi materie prime sussidiarie di consumo e merci	(303.847)	(367.090)	(17,2)
Prestazioni di servizi e godimento beni di terzi	(245.180)	(234.035)	4,8
Oneri diversi di gestione	(14.005)	(20.923)	(33,1)
Costi per lavori interni capitalizzati	6.562	5.903	11,2
Costo del personale	(90.611)	(91.543)	(1,0)
Totale costi operativi	(647.081)	(707.688)	(8,6)
MARGINE OPERATIVO LORDO	239.144	211.431	13,1
Ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni			
Ammortamenti	(70.567)	(65.740)	7,3
Accantonamenti e svalutazioni	(14.311)	(12.511)	14,4
Totale ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni	(84.878)	(78.251)	8,5
RISULTATO OPERATIVO	154.266	133.180	15,8
Gestione finanziaria			
Proventi finanziari	5.806	8.054	(27,9)
Oneri finanziari	(36.096)	(36.436)	(0,9)
Totale gestione finanziaria	(30.290)	(28.382)	6,7
Risultato di partecipazioni contabilizzate con il metodo del patrimonio netto	(356)	(2.929)	(87,8)
Rettifica di valore di partecipazioni	-	-	-
Risultato prima delle imposte	123.620	101.869	21,4
Imposte sul reddito	(45.874)	(39.036)	17,5
Risultato netto delle attività in continuità	77.746	62.833	23,7
Risultato netto da attività operative cessate	-	-	-
Risultato netto del periodo	77.746	62.833	23,7
attribuibile a:			
- Utile (perdita) di pertinenza del Gruppo	72.947	58.589	24,5
- Utile (perdita) di pertinenza di terzi	4.799	4.244	13,1

(*) Variazione superiore al 100%

Ricavi

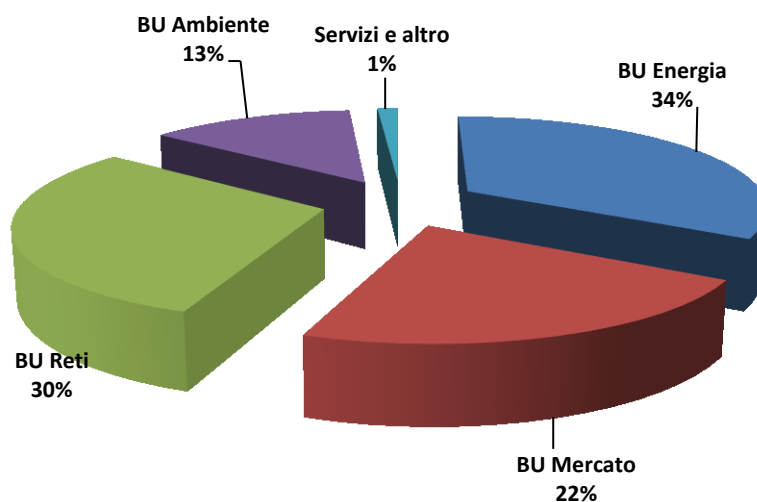
Al 31 marzo 2016 il Gruppo Iren ha conseguito ricavi per 886,2 milioni di euro in riduzione del -3,6% rispetto ai 919,1 milioni di euro del primo trimestre 2015 principalmente per effetto di una riduzione dei prezzi delle commodity e dei minori volumi venduti di gas e calore per effetto di una stagione invernale più mite.



Margine Operativo Lordo

Il margine operativo lordo ammonta a 239,1 milioni di euro in aumento del +13,8% rispetto ai 211,4 milioni di euro del primo trimestre 2015.

Contribuiscono alla variazione positiva tutte le aree di business con la sola eccezione della Vendita Gas, che ha scontato una stagione termica particolarmente mite rispetto al primo trimestre 2015 e il segmento delle Reti Elettriche che nel primo trimestre 2015 aveva beneficiato della contabilizzazione di una sopravvenienza attiva.



Risultato operativo

Il risultato operativo è pari a 154,3 milioni di euro in miglioramento del +15,8% rispetto ai 133,2 milioni di euro del primo trimestre 2015. Il risultato riflette i maggiori ammortamenti per -4,9 milioni di euro principalmente per il consolidamento di TRM, oltre a maggiori accantonamenti e svalutazioni per 2,3 milioni di euro.

Oneri e Proventi finanziari

Gli oneri e proventi finanziari esprimono un saldo di -30 milioni di euro. Gli oneri finanziari ammontano a 36 milioni di euro e risultano sostanzialmente stabili rispetto al primo trimestre 2015 (-1%), in particolare per l'effetto combinato dei minori oneri di attualizzazione fondi e del consolidamento degli oneri finanziari di TRM.

I proventi finanziari ammontano a 6 milioni di euro (si attestavano ad 8 milioni di euro nel primo trimestre 2015, che ricomprendevano, fra l'altro, una plusvalenza di 1,9 milioni derivante dall'alienazione di una partecipazione minoritaria).

Risultato di collegate contabilizzate con il metodo del patrimonio netto

Il risultato di società collegate contabilizzate con il metodo del patrimonio netto ammonta a -0,4 milioni di euro. La variazione rispetto al corrispondente periodo 2015 è positiva per 2,5 milioni in quanto, oltre a variazioni di risultati di alcune società collegate, il dato 2015 (-2,9 milioni di euro) includeva la quota parte del risultato di TRM V (-1,4 milioni di euro), società oggetto di consolidamento integrale a partire da gennaio 2016.

Rettifica di valore di partecipazioni

La voce non è presente nel primo trimestre 2016 e nel corrispondente periodo comparativo.

Risultato prima delle imposte

Per effetto delle dinamiche sopra indicate il risultato consolidato prima delle imposte si attesta a 123,6 milioni di euro, in aumento rispetto ai 101,9 milioni di euro del primo trimestre 2015.

Imposte sul reddito

Le imposte sul reddito del periodo sono pari a 45,9 milioni, con un aumento del 17,5% rispetto allo stesso periodo del 2015, in correlazione al maggior risultato ante imposte. Il tax rate nominale è del 37% (38% 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 77,7 milioni di euro, in aumento del 23,7% rispetto allo stesso periodo del 2015 (62,8 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 tre mesi 2015.

Nel primo trimestre 2016 le attività non regolate contribuiscono alla formazione del margine operativo lordo per il 25% (in linea con il valore 2015), le attività regolate pesano per il 35% (41% nel 2015), mentre le attività semi regolate crescono passando dal 35% del 2015 al 40% del 2016.

BU Energia

Al 31 marzo 2016 i ricavi di periodo ammontano a 236 milioni di euro in diminuzione del -11,5% rispetto ai 267 milioni di euro del primo trimestre 2015.

		Primi 3 mesi 2016	Primi 3 mesi 2015	Δ %
Ricavi	€/mil.	236	267	-11,5%
Margine operativo lordo (Ebitda)	€/mil.	80	70	15,3%
<i>Ebitda Margin</i>		34,0%	26,1%	
Risultato Operativo (Ebit)	€/mil.	51	39	32,3%
Investimenti	€/mil.	7	4	75,7%
Energia elettrica prodotta	GWh	2.517	2.345	7,4%
<i>da fonte idroelettrica</i>	GWh	252	263	-4,1%
<i>da fonte cogenerativa</i>	GWh	1.823	1.813	0,6%
<i>da fonte termoelettrica</i>	GWh	442	269	64,1%
Calore prodotto	GWh _t	1.224	1.286	-4,8%
<i>da fonte cogenerativa</i>	GWh _t	1.079	1.141	-5,4%
<i>da fonte non cogenerativa</i>	GWh _t	145	145	0,0%
Volumetrie teleriscaldate	Mmc	82	80	2,1%

Al 31 marzo 2016 l'energia elettrica prodotta è stata pari a 2.517 GWh in aumento del 7,4% rispetto ai 2.345 GWh dell'esercizio 2015, per effetto della maggiore produzione termoelettrica dell'impianto di Turbigio e degli impianti in cogenerazione.

In particolare la produzione termoelettrica è stata pari a 2.265 GWh, di cui 1.823 GWh da fonte cogenerativa, in aumento dello 0,6% rispetto ai 1.813 GWh del 2015 e di 442 GWh da fonte termoelettrica in senso stretto, connesso all'apporto dell'impianto di Turbigio in aumento del 64,1% rispetto ai 269 GWh del 2015.

La produzione idroelettrica è stata pari a 252 GWh in riduzione dell'-4,1% rispetto ai 263 GWh del 2015.

La produzione di calore del periodo è stata pari a 1.224 GWh_t in diminuzione del -4,8% rispetto ai 1.286 GWh_t del 2015, per effetto di una stagione termica particolarmente mite rispetto a quella del primo trimestre 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 80 milioni di euro, in aumento del +15,3% rispetto ai 70 milioni di euro del 1°trimestre 2015.

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

Il risultato operativo del settore Generazione e Teleriscaldamento ammonta a 51 milioni di euro ed è in miglioramento del 32,3% rispetto ai 39 milioni di euro del corrispondente periodo 2015. La dinamica del margine operativo lordo, è stata migliorata dai minori ammortamenti e dal rilascio di fondi, per il venir meno del relativo rischio, che hanno più che compensato i maggiori accantonamenti di periodo.

Gli investimenti tecnici realizzati relativi al settore sono pari a 7 milioni di euro.

BU Mercato

Al 31 marzo 2016 i ricavi del settore ammontano a 747 milioni di euro in flessione del -8,0% rispetto agli 812 milioni di euro del corrispondente periodo dell'esercizio 2015.

Il margine operativo lordo (Ebitda) ammonta a 53 milioni di euro ed è in aumento del 7,8% rispetto ai 49 milioni di euro dell'esercizio 2015.

		Primi 3 mesi 2016	Primi 3 mesi 2015	Δ %	
Ricavi	€/mil.	747	812	-8,0%	
Margine operativo lordo (Ebitda)	€/mil.	53	49	7,8%	
<i>Ebitda Margin</i>		7,1%	6,1%		
	<i>da Energia Elettrica</i>	€/mil.	16	6	(*)
	<i>da Gas</i>	€/mil.	36	41	-12,2%
	<i>da Calore</i>	€/mil.	2	2	-314%
Risultato Operativo (Ebit)	€/mil.	43	39	8,6%	
Investimenti		5	3	40,6%	
Energia Elettrica Venduta	GWh	3.955	3.415	15,8%	
Energia Elettrica Venduta al netto Compravendita in Borsa	GWh	3.568	3.235	10,3%	
Gas Acquistato	Mmc	934	958	-2,5%	
	<i>Gas commercializzato dal Gruppo</i>	Mmc	436	494	-11,7%
	<i>Gas destinato ad usi interni</i>	Mmc	498	464	7,4%

Commercializzazione Energia Elettrica

I volumi venduti di energia elettrica ammontano a 3.955 GWh (al netto dei pompaggi, perdite di rete e ritiri dedicati) in aumento del +15,8% rispetto ai 3.415 GWh del corrispondente periodo dell'esercizio 2015.

I volumi venduti sul mercato libero, comprendente i segmenti dei clienti liberi business e liberi retail, grossisti e borsa netta, ammontano complessivamente a 3.410 GWh in aumento del +11,5% rispetto ai 3.057 GWh del 2015. L'incremento è attribuibile principalmente al segmento di vendita ai grossisti con un quantitativo pari a 1.396 GWh rispetto ai 465 GWh del 2015. In aumentano del +24,0% risultano anche i clienti liberi business pari a 518 GWh rispetto ai 418 GWh del 2015 e i clienti liberi retail del +9,1% pari a 337 GWh rispetto ai 309 GWh del 201. Risultano in flessione del -37,9% le vendite in borsa nette pari a 1.159 GWh rispetto ai 1.865 GWh del 2015.

I volumi venduti sul mercato tutelato risultano pari a 158 GWh in diminuzione del -9,5% rispetto ai 175 GWh del 2015.

Il margine operativo lordo (Ebitda) della vendita di energia elettrica ammonta a 16 milioni di euro in miglioramento rispetto ai 6 milioni di euro dell'esercizio 2015. La dinamica del margine operativo lordo è stata caratterizzata da un primo margine del settore vendita energia elettrica in aumento, per effetto di un miglioramento delle condizioni di approvvigionamento e della revisione tariffaria sulla componente di commercializzazione. In incremento anche la marginalità del mercato della maggior tutela derivante dalla revisione relativa al recupero degli oneri sulla morosità dei clienti e dalla revisione dei ricavi di commercializzazione relativa ad un periodo pregresso.

Commercializzazione Gas Naturale

I volumi venduti ammontano a 934 Mmc in diminuzione del -2,5% rispetto ai 958 Mmc dell'esercizio 2015. La flessione ha riguardato il gas commercializzato per il -11,7% pari a 436 Mmc rispetto ai 494 Mmc del 2015, mentre risultano in aumento i consumi interni, +7,4% pari a 498 Mmc rispetto ai 464 Mmc dell'esercizio 2015.

Il margine operativo lordo (EBITDA) di settore ammonta a 36 milioni di euro in diminuzione del -12,2% rispetto ai 41 milioni di euro del primo trimestre 2015. La contrazione del margine è attribuibile prevalentemente all'effetto termico conseguente ad un andamento climatico particolarmente mite con minori volumi venduti rispetto al primo trimestre 2015.

Vendita calore tramite reti di teleriscaldamento:

La vendita calore presenta un margine pari a 2 milioni di euro in sostanziale allineamento con il primo trimestre 2015.

BU Reti

Al 31 Marzo 2016 il settore di attività Reti, che comprende i business della Distribuzione Gas, Energia Elettrica e del Servizio Idrico Integrato, ha registrato ricavi per 192 milioni di euro, in lieve flessione rispetto al primo trimestre 2015 pari a 197 milioni di euro.

Il margine operativo lordo (Ebitda) è stato pari a 72 milioni di euro in lieve diminuzione (-1,4%) rispetto ai 73 milioni di euro del 2015

Il risultato operativo netto (Ebit) è stato pari a 43 milioni di euro in flessione del 7,6% rispetto al 1° trimestre 2015

Di seguito vengono esposte le principali dinamiche dei settori interessati.

		Primi 3 mesi 2016	Primi 3 mesi 2015	Δ %
Ricavi	€/mil.	192	197	-2,5%
Margine operativo lordo (Ebitda)	€/mil.	72	73	-1,4%
<i>Ebitda Margin</i>		37,7%	37,6%	
	<i>da Reti Elettriche</i> €/mil.	17	20	-17,9%
	<i>da Reti Gas</i> €/mil.	18	17	1,3%
	<i>da Servizio Idrico Integrato</i> €/mil.	38	36	4,5%
Risultato Operativo (Ebit)	€/mil.	43	47	-7,6%
	Investimenti €/mil.	25	29	-14,7%
	<i>in Reti Elettriche</i> €/mil.	4	8	-40,6%
	<i>in Reti Gas</i> €/mil.	8	7	8,4%
	<i>in Servizio Idrico Integrato</i> €/mil.	13	14	-12,1%
Energia Elettrica distribuita	GWh	1.062	999	6,3%
Gas distribuito	Mmc	548	575	-4,6%
Acqua venduta	Mmc	40	35	15,1%

BU Reti - Energia elettrica

Il margine operativo lordo è stato pari a 17 milioni di euro, in diminuzione del -17,9% rispetto ai 20 milioni di euro del primo trimestre 2015.

La flessione del margine è da ricondursi principalmente all'effetto contabile sul primo trimestre 2015 della sopravvenienza attiva relativa alla perequazione di anni pregressi, oltre alla riduzione 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.

Nel periodo sono stati effettuati investimenti per 4 milioni di euro, prevalentemente inerenti ai nuovi allacciamenti, alla costruzione di nuove cabine BT/MT e linee BT/MT.

BU Reti - Distribuzione Gas

Il margine operativo lordo della distribuzione reti gas ammonta a 18 milioni di euro, in aumento del 1,3% rispetto ai 17 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 8 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.

BU Reti - Ciclo Idrico

Il margine operativo lordo di periodo ammonta a 38 milioni di euro in aumento del 4,5% rispetto ai 36 milioni di euro del corrispondente periodo del 2015. L'incremento è da ricondursi principalmente alla variazione del perimetro di consolidamento derivante dall'acquisizione del ramo d'azienda ligure di Società Acque Potabili (SAP). La variazione negativa derivante dalla riduzione della remunerazione del capitale investito tariffario, applicabile anche a questo settore di attività, è stata compensata da un incremento degli altri ricavi.

Gli investimenti di periodo ammontano a 13 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.

BU Ambiente

Al 31 marzo 2016 il volume d'affari del settore ammonta a 127 milioni di euro in aumento del 9,5% rispetto ai 116 milioni di euro dello stesso periodo del 2015 principalmente per effetto dell'entrata nel perimetro di consolidamento di TRM spa dal 1° gennaio 2016, società che gestisce l'impianto di termovalorizzazione di Torino. Tale incremento risulta parzialmente compensato dai minori ricavi da rifiuti speciali dell'impianto WTE PAI e minori ricavi di energia dell'impianto WTE Tecnoborgo.

		Primi 3 mesi 2016	Primi 3 mesi 2015	Δ %
Ricavi	€/mil.	127	116	9,5%
Margine operativo lordo (Ebitda)	€/mil.	31	20	56,2%
<i>Ebitda Margin</i>		24,3%	17,0%	
Risultato Operativo (Ebit)	€/mil.	15	11	44,4%
Investimenti	€/mil.	3	3	2,5%
Energia Elettrica prodotta	GWh	133	45	(*)
	Rifiuti raccolti ton	281.954	273.924	2,9%
	Rifiuti smaltiti ton	272.195	191.098	42,4%
<i>Rifiuti indifferenziati</i>	ton	180.160	63.674	(*)
<i>Rifiuti speciali</i>	ton	92.035	127.424	-27,8%

(*) Variazione superiore al 100%

Il margine operativo lordo del settore ammonta a 31 milioni di euro in aumento del 56,2% rispetto ai 20 milioni di euro del corrispondente periodo 2015. L'incremento è da ricondursi principalmente al consolidamento dell'impianto di termovalorizzazione TRM Torino.

Il risultato operativo ammonta a 15 milioni di euro in aumento del 44,4% rispetto agli 11 milioni di euro del 2015.

Gli investimenti realizzati nell'esercizio ammontano a 3 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 3 mesi 2016	Primi 3 mesi 2015	Δ %
Ricavi	€/mil.	16	17	-4,3%
Margine operativo lordo (Ebitda)	€/mil.	3	-1	(*)
<i>Ebitda Margin</i>		15,4%	-7,7%	
Risultato Operativo (Ebit)	€/mil.	1	-3	(*)
Investimenti	€/mil.	2	4	-43,9%

(*) Variazione superiore al 100%

Al 31 marzo 2016 i ricavi ammontano a 16 milioni di euro in diminuzione del -4,3% rispetto ai 17 milioni di euro del primo trimestre 2015.

Il margine operativo lordo ammonta a 3 milioni di euro ed è in miglioramento rispetto al 2015 per lo sviluppo di iniziative connesse all'efficienza energetica e per la plusvalenza realizzata sulla cessione di assets minori.

Gli investimenti di periodo ammontano a 2 milioni di euro e sono relativi ai sistemi informativi, telecomunicazioni.

Situazione patrimoniale e finanziaria

STATO PATRIMONIALE RICLASSIFICATO GRUPPO IREN

	migliaia di euro		
	31.03.2016	31.12.2015	Var. %
Attivo immobilizzato	5.063.432	4.648.465	8,9
Altre attività (Passività) non correnti	(157.307)	(161.911)	(2,8)
Capitale circolante netto	213.876	153.888	39,0
Attività (Passività) per imposte differite	91.257	110.972	(17,8)
Fondi rischi e Benefici ai dipendenti	(538.247)	(525.799)	2,4
Attività (Passività) destinate a essere cedute	920	5.420	(83,0)
Capitale investito netto	4.673.931	4.231.035	10,5
Patrimonio netto	2.122.812	2.061.666	3,0
<i>Attività finanziarie a lungo termine</i>	<i>(62.009)</i>	<i>(53.012)</i>	<i>17,0</i>
<i>Indebitamento finanziario a medio e lungo termine</i>	<i>3.127.950</i>	<i>2.698.648</i>	<i>15,9</i>
Indebitamento finanziario netto a medio lungo termine	3.065.941	2.645.636	15,9
<i>Attività finanziarie a breve termine</i>	<i>(741.277)</i>	<i>(690.878)</i>	<i>7,3</i>
<i>Indebitamento finanziario a breve termine</i>	<i>226.455</i>	<i>214.611</i>	<i>5,5</i>
Indebitamento finanziario netto a breve termine	(514.822)	(476.267)	8,1
Indebitamento finanziario netto	2.551.119	2.169.369	17,6
Mezzi propri ed indebitamento finanziario netto	4.673.931	4.231.035	10,5

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

L'attivo immobilizzato al 31 marzo 2016 ammonta a 5.063 milioni di euro con un incremento di 415 milioni di euro (+8,9%) rispetto al 31 dicembre 2015 (4.648 milioni di euro). La variazione del periodo, oltre agli investimenti (41 milioni di euro) e agli ammortamenti (71 milioni), consegue essenzialmente al consolidamento delle immobilizzazioni di TRM (impianto di termovalorizzazione) ed alle differenze derivanti dal consolidamento di TRM V e F2i Ambiente, temporaneamente allocate ad avviamento.

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

Il Capitale Circolante Netto al 31 marzo 2016 è pari a 214 milioni di euro (154 milioni di euro al 31 dicembre 2015); la variazione è sostanzialmente riconducibile all'andamento dei crediti e debiti commerciali, bilanciata dalla dinamica stagionale degli stoccaggi gas e dall'effetto dei debiti tributari ed altre attività/passività correnti.

Il Patrimonio Netto al 31 marzo 2016 risulta di 2.123 milioni di euro con un incremento del 3% rispetto al 31 dicembre 2015 (2.062 milioni di euro); l'aumento consegue essenzialmente all'effetto combinato dell'utile di periodo (77,7 milioni di euro) parzialmente compensato dalla variazione in diminuzione della riserva cash flow hedge inerente i derivati di copertura.

L'indebitamento finanziario netto al 31 marzo 2016 è pari a 2.551 milioni di euro, con un incremento di 382 milioni rispetto al 31 dicembre 2015. La variazione afferisce sostanzialmente all'indebitamento finanziario a medio lungo termine e deriva dal consolidamento di TRM.

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

RENDICONTO FINANZIARIO DEL GRUPPO IREN

	migliaia di euro		
	Primi tre mesi 2016	Primi tre mesi 2015	Var. %
A. Disponibilità liquide iniziali	139.576	51.601	(*)
Flusso finanziario generato dall'attività operativa			
Risultato del periodo	77.746	62.833	23,7
Rettifiche per:			
Ammortamenti attività materiali e immateriali	70.567	65.740	7,3
(Plusvalenze) Minusvalenze e altre variazioni patrimoniali	2.102	3.038	(30,8)
Variazione netta TFR e altri benefici ai dipendenti	(2.966)	(1.155)	(*)
Variazione netta fondo rischi e altri oneri	6.916	6.370	8,6
Variazione imposte anticipate e differite	(2.303)	(2.236)	3,0
Variazione altre attività/passività non correnti	(4.604)	(9.206)	(50,0)
Dividendi contabilizzati al netto delle elisioni	-	(66)	(100,0)
Quota del risultato di collegate e joint ventures	356	2.929	(87,8)
Svalutazioni (Rivalutazioni) nette di attività	2.425	-	-
B. Cash flow operativo prima delle variazioni di CCN	150.239	128.247	17,1
Variazione rimanenze	30.610	22.881	33,8
Variazione crediti commerciali	(133.907)	(85.580)	56,5
Variazione crediti tributari e altre attività correnti	(3.139)	3.150	(*)
Variazione debiti commerciali	(52.349)	55.152	(*)
Variazione debiti tributari e altre passività correnti	105.473	27.209	(*)
C. Flusso finanziario derivante da variazioni di CCN	(53.312)	22.812	(*)
D. Cash flow operativo (B+C)	96.927	151.059	(35,8)
Flusso finanziario da (per) attività di investimento			
Investimenti in attività materiali e immateriali	(41.256)	(43.167)	(4,4)
Investimenti in attività finanziarie	(31)	(385)	(91,9)
Realizzo investimenti e variazione attività destinate ad essere cedute	1.509	4.067	(62,9)
Variazione area di consolidamento	(425.526)	-	-
Dividendi incassati	4.850	66	(*)
E. Totale flusso finanziario da attività di investimento	(460.454)	(39.419)	(*)
F. Free cash flow (D+E)	(363.527)	111.640	(*)
Flusso finanziario da attività di finanziamento			
Erogazione di dividendi	-	-	-
Nuovi finanziamenti a lungo termine	-	150.000	(100,0)
Rimborsi di finanziamenti a lungo termine	(7.575)	(3.808)	98,9
Variazione debiti finanziari	430.498	(222.853)	(*)
Variazione crediti finanziari	(10.891)	(52.030)	(79,1)
G. Totale flusso finanziario da attività di finanziamento	412.032	(128.691)	(*)
H. Flusso monetario del periodo (F+G)	48.505	(17.051)	(*)
I. Disponibilità liquide finali (A+H)	188.081	34.550	(*)

(*) Variazione superiore al 100%

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

	migliaia di euro		
	Primi tre mesi 2016	Primi tre mesi 2015	Var. %
Free cash flow	(363.527)	111.640	(*)
Erogazione di dividendi	-	-	-
Variazione fair value strumenti derivati di copertura	(18.223)	1.725	(*)
Variazione indebitamento finanziario netto	(381.750)	113.365	(*)

(*) Variazione superiore al 100%

L'incremento dell'indebitamento finanziario netto attiene principalmente al *free cash flow* del periodo. Il *free cash flow* è pari a -364 milioni di euro a seguito essenzialmente dell'effetto straordinario dell'operazione di acquisizione del controllo di TRM, che ha assorbito i flussi monetari netti positivi del periodo.

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

- il *cash flow* operativo è pari a 97 milioni di euro e si compone di un *cash flow* operativo prima delle variazioni di capitale circolante netto positivo per 150 milioni di euro e da un flusso finanziario derivante dalle variazioni di capitale circolante netto negativo per 53 milioni;
- il flusso monetario da attività di investimento, negativo per 461 milioni, è generato principalmente dall'anzidetta variazione della posizione finanziaria conseguente all'acquisizione del controllo e al consolidamento integrale di F2i Ambiente, TRM V e TRM per 426 milioni. Le altre componenti del flusso dell'attività di investimento sono relative all'effetto combinato degli investimenti del periodo per 41 milioni di euro, del realizzo di attività immobilizzate per 2 milioni di euro e dei dividendi incassati dalle società collegate (principalmente Plurigas) per complessivi 5 milioni.

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

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 verrà 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 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.

EVOLUZIONE PREVEDIBILE DELLA GESTIONE

Il primo trimestre del 2016 si è caratterizzato per il basso del prezzo delle commodities, con il petrolio che è oscillato tra i 30 ed i 40 dollari al barile segnalando una debolezza del quadro congiunturale internazionale impattato negativamente da un basso livello di crescita e di domanda nei principali sistemi industriali. Tali tendenze si confermano anche a livello nazionale.

In questo scenario nei primi tre mesi dell'anno il Gruppo ha completato alcune importanti operazioni finalizzate alla crescita nel settore del ciclo integrato ambientale, secondo le linee guida delineate nel piano industriale presentato lo scorso mese di giugno.

L'impegno del Gruppo ad implementare i progetti di crescita nelle proprie aree di riferimento in modo coerente con il presidio della stabilità finanziaria è confermato anche per il corso dell'anno.

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*).

Inoltre 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.

E' stata pubblicata nella G.U.U.E (Gazzetta Ufficiale dell'Unione europea) del 28 marzo 2014 la Direttiva 2014/23/UE del Parlamento Europeo e del Consiglio del 26 febbraio 2014, sull'aggiudicazione dei contratti di concessione.

La direttiva dovrà essere recepita dagli Stati membri entro il 18 aprile 2016, anche se non mancano interpretazioni sulla sua immediata applicabilità da parte degli Stati membri; in tal senso si è espresso il Consiglio di Stato, Sezione II, parere n. 298 del 30 gennaio 2015, secondo cui non può non tenersi conto della dettagliata disciplina introdotta dal legislatore europeo; peraltro, la Sezione VI del Consiglio di Stato, con la sentenza del 26 maggio 2015, n. 2660, ha ritenuto non ancora direttamente applicabili le suddette direttive essendo tuttora pendente il termine per il recepimento, affermando soltanto la sussistenza di un "obbligo negativo" che si sostanzia nel dovere di astenersi dall'interpretazione difforme potenzialmente pregiudizievole per i risultati che la direttiva intende conseguire.

Le modalità di assegnazione sono le seguenti:

- a) a società private, selezionate mediante una procedura di gara pubblica;
- b) direttamente a società pubblico-privata, qualora il socio privato sia selezionato mediante una gara d'appalto avente per oggetto (i) l'assegnazione della posizione di socio e, allo stesso tempo, (ii) l'attribuzione al socio privato di compiti operativi connessi alla gestione del servizio;
- c) direttamente a società interamente posseduta da enti pubblici, se l'unico scopo di tali società è quello di fornire servizi ai soci pubblici e se l'amministrazione aggiudicatrice può esercitare lo stesso controllo che l'autorità esercita sui propri uffici (le cosiddette società "in house" con controllo analogo).

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

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

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

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

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

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

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

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

pubblicazione ed il soggetto che ha effettuato il pagamento sono soggetti ad una sanzione pari alla somma corrisposta”.

Codice dei contratti pubblici

Il testo del D. Lgs. 163/2006 (Codice dei Contratti Pubblici) è stato nel tempo oggetto di integrazioni e modifiche. In attesa della emanazione del nuovo Decreto Legislativo recante “Codice degli appalti e dei contratti di concessione, ai sensi dell’articolo 1 comma 3 della Legge 28 gennaio 2016 n. 11”, nel seguito si riportano le modifiche nel frattempo introdotte, di maggior rilievo:

- per le imprese partecipanti alle gare, non è causa di esclusione la dichiarazione di Concordato preventivo c.d. in continuità, ma per poter partecipare è necessario una espressa autorizzazione da parte del commissario giudiziale, se nominato, o dal Tribunale (precisazione introdotta dalla L. 9/2014);
- le Stazioni appaltanti devono, ove possibile ed economicamente conveniente, suddividere gli appalti in lotti funzionali;
- istituzione della “Banca dati nazionale dei contratti pubblici” che permetterà alle Stazioni appaltanti di verificare i requisiti di capacità generale, tecnica ed economico-finanziaria; dopo successivi rinvii dal 1° luglio 2014 è diventato obbligatorio verificare i requisiti attraverso la Banca dati per gli appalti nei settori ordinari (es. raccolta Rifiuti Solidi Urbani);
- nelle gare con aggiudicazione al prezzo più basso, detto prezzo è determinato al netto delle spese relative al costo del personale ai sensi dell’articolo 82 comma 3bis del D. Lgs. 163/2006; al proposito si segnala che il TAR Piemonte – Sez. 1, con sentenza depositata il 6 febbraio 2015 ha introdotto il principio della necessaria interpretazione non letterale, ma sostanziale e logico sistematica, della norma, onde evitare, tra l’altro, effetti distorsivi sulle procedure di gara;
- la legge anti-corrruzione introduce nuovi obblighi di pubblicità per le P.A. e le società controllate da Enti pubblici, con esclusione, fino a nuove disposizioni, delle società quotate in Borsa e delle società da loro controllate, come precisato dalla circolare del Ministro per la PA e la semplificazione n. 1/2014 e confermato dall’ANAC nello schema di delibera oggetto di consultazione on line “*Linee guida per l’attuazione della normativa in materia di prevenzione della corruzione e trasparenza da parte delle società e degli enti di diritto privato controllati e partecipati dalle pubbliche amministrazioni e degli enti pubblici economici*”;
- con la legge n. 9/2014 di conversione del decreto-legge n. 145 del 2013, art. 13, sono state introdotte norme che consentono alle Stazioni appaltanti di pagare direttamente i subappaltatori per i casi di crisi di liquidità finanziaria dell’impresa appaltatrice che siano comprovate da ripetuti ritardi nei pagamenti dei Subappaltatori o dei Cottimisti ed accertate dalla Stazione appaltante, dopo aver sentito l’Appaltatore. Inoltre è sempre consentito alla Stazione appaltante, anche per i contratti di appalto in corso, nella pendenza di procedura di Concordato preventivo, provvedere ai pagamenti dovuti per le prestazioni eseguite dall’affidatario medesimo e dai subappaltatori e cottimisti.

La Commissione UE ha emanato il Regolamento n. 2342/2015 con il quale sono state modificate le soglie di applicazione in materia di procedure di aggiudicazione degli appalti pubblici: 211.000 euro per i settori ordinari e 422.000 euro per i settori speciali per tutti gli appalti pubblici di forniture e di servizi e 5.278.000 euro (sia per i settori ordinari sia per i settori speciali) per gli appalti pubblici di lavori.

Di grande impatto sulla normativa saranno, una volta recepite (entro il 18 aprile 2016), le Direttive dell’Unione Europea pubblicate nella G.U.U.E (Gazzetta ufficiale dell’Unione europea) 94 del 28 marzo 2014:

- 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 con alcune novità quali la riduzione delle Stazioni appaltanti, la limitazione degli appalti integrati, l’uso del criterio del massimo ribasso solo in casi eccezionali (diventando la regola quello dell’offerta

economicamente più vantaggiosa) e nuovi poteri per l'Autorità anticorruzione che diventa di fatto il regolatore del mercato.

Si segnalano:

- la soppressione dell'Autorità di Vigilanza sui Contratti Pubblici, che è stata sostituita dall'Autorità Nazionale Anti Corruzione ex art. 19 del DL 90/2014, convertito in Legge n.114/2014;
- il Comunicato A.N.A.C. 2/9/2014 ed il Comunicato A.N.A.C. 17/3/2015: "Applicazione dell'art.37 del Decreto legge 24 giugno 2014 n. 90 come convertito dalla Legge n. 114/2014, modalità di trasmissione e comunicazione all'A.N.A.C. delle varianti in corso d'opera" che detta disposizioni operative per le Stazioni appaltanti per il nuovo adempimento (si applica solo agli appalti di lavori sopra soglia). La legge 114/2014 inoltre introduce norme di accelerazione del processo amministrativo (art. 40) e di contrasto contro l'abuso del processo (art. 41) le c.d. "liti temerarie". Sempre in tema di processo amministrativo e suo snellimento, si segnala anche il recente Decreto del Presidente del Consiglio di Stato n. 40/2015 relativo alla sinteticità degli atti difensivi.
- Il D.L. 133 /2014 del 12 settembre 2014 c.d "Sblocca Italia" che ha introdotto norme di modifica al Codice dei contratti, tra le quali si citano in particolare quelle di cui all'art. 2 in tema di "Semplificazioni procedurali per le infrastrutture strategiche affidate in concessione", all'art. 4 in merito all'individuazione di "Misure di semplificazione per le opere incompiute segnalate dagli Enti locali e misure finanziarie a favore degli Enti territoriali", e la previsione di una serie di misure per la semplificazione burocratica, a favore dei project bond e per il rilancio dell'edilizia, all'art. 9 in tema di misure per la semplificazione burocratica per interventi indifferibili di valore inferiore alla soglia comunitaria.

L'art. 28 del Decreto Legislativo 21 novembre 2014, n. 175, ha abrogato i commi 28, 28-bis e 28-ter dell'art. 35 del decreto-legge 4 luglio 2006, n. 223, che stabilivano la responsabilità solidale dell'appaltatore e del subappaltatore per il versamento all'Erario delle ritenute fiscali sui redditi da lavoro dipendente dovute dal subappaltatore e imponevano al committente obblighi di controllo sull'adempimento degli obblighi di cui sopra.

A seguito della pubblicazione del decreto del Ministero del Lavoro del 30 gennaio 2015, dal 1° luglio è entrato in vigore il DURC online con vantaggi in termini di tempi e costi per le Stazioni appaltanti.

Con la pubblicazione in Gazzetta del DL 30 dicembre 2015 n. 210 c.d. "Milleproroghe" viene disposta, tra le altre, la proroga al 1° gennaio 2017 dell'entrata in vigore della norma sulla pubblicazione telematica di avvisi e bandi di gara e vengono altresì disposte proroghe in materia di normative sui requisiti tecnici ed economici per la partecipazione alle gare d'appalto e lavori pubblici.

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.

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 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.

Nello specifico sono prorogate di otto mesi le scadenze del primo Gruppo di ambiti (che hanno così tempo fino all’11 marzo 2015), di sei mesi quelle del secondo, terzo e quarto Gruppo nonché di quattro mesi quelle del quinto e sesto Gruppo di ambiti.

Inoltre con la Legge 27 febbraio 2015, n. 11, di conversione, con modificazioni, del Decreto-legge 31 dicembre 2014, n. 192, recante proroga di termini previsti da disposizioni legislative, c. d. *Milleproroghe*, pubblicata in G.U. n.49 del 28-2-2015, nel testo coordinato, in vigore dal 1 marzo 2015, all'art. 3, *Proroga di termini in materia di sviluppo economico*, ha stabilito al c. 3 ter che *“Il termine oltre il quale si applica la previsione di cui al comma 4 dell'articolo 30-bis del decreto-legge 24 giugno 2014, n. 91, convertito, con modificazioni, dalla legge 11 agosto 2014, n. 116, relativamente al primo e al secondo raggruppamento di cui all'allegato 1 al regolamento di cui al decreto del Ministro dello sviluppo economico 12 novembre 2011, n. 226, è prorogato al 31 dicembre 2015»*, e al successivo c.3 quater, che *« I termini di cui all'articolo 3, comma 1, del regolamento di cui al comma 3-ter, relativi alla mancata pubblicazione del bando di gara, per gli ambiti del primo raggruppamento di cui all'allegato 1 allo stesso regolamento sono prorogati all'11 luglio 2015 (OMISSIS)”*.

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

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

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

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 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).

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

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

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

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

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

Si segnalano infine le seguenti delibere:

- Delibera 22 dicembre 2015 nr. 631/2015/R/gas recante "Osservazioni in merito alla documentazione di gara inviata, ai sensi delle disposizioni di cui all'articolo 9, comma 2, del decreto 12 novembre 2011, n. 226, dal Comune di Milano, stazione appaltante dell'Atem Milano 1 – Città e Impianto di Milano";
- Delibera 22 dicembre 2015 nr. 645/2015/R/gas recante "Aggiornamento delle tariffe per i servizi di distribuzione e misura del gas per l'anno 2016 e modifiche alla RTDG"; in particolare vengono introdotte modifiche alla Regolazione delle Tariffe Distribuzione Gas (RTDG) in materia di determinazione della stratificazione del valore di rimborso a seguito delle gare per ambito di concessione"
- Delibera 20 novembre 2015 nr. 554/2015/R/GAS recante "Disposizioni in materia di obblighi di messa in servizio degli *smart meter gas* e modifiche e integrazioni della RTDG".

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.

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, congruagli annuali, rettifiche delle misure, ecc.) per ottenere:

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

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

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

- a) garantendo la neutralità della gestione delle infrastrutture essenziali per lo sviluppo di un mercato concorrenziale;
- b) impedendo discriminazioni tra gli operatori del mercato nell'accesso alle informazioni sensibili e nell'utilizzo delle infrastrutture;
- c) separando le attività svolte in regime di concorrenza dalle attività regolate (quelle di gestione delle infrastrutture), evitando il trasferimento incrociato di risorse e di costi.

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

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

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

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

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

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

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

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

Concessioni di grande derivazione ad uso idroelettrico

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

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

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

Nel settembre 2013 la Commissione Europea ha avviato un'inchiesta ricognitiva, concernente diversi Stati membri, sulle condizioni di assegnazione, proroga o rinnovo delle concessioni d'acqua per uso idroelettrico e ha inviato al Governo italiano una comunicazione di costituzione in mora che afferma la contrarietà a principi e norme del diritto comunitario (libertà di stabilimento; art. 12 della Direttiva "Bolkestein" 2006/123/CE) di talune previsioni recentemente introdotte dal legislatore italiano (con la Legge 134/2012, in sede di conversione del D.L. "Sviluppo" 83/2012), oltre che di alcune norme della legislazione delle Province autonome di Trento e Bolzano. E' in corso la predisposizione della risposta del Governo italiano ai rilievi della Commissione Europea.

Con Decreto del Presidente della Giunta della Regione Piemonte n. 2/R del 9 marzo 2015 è stato approvato il nuovo regolamento regionale in tema di concessioni di derivazione di acqua pubblica che modifica la disciplina dei procedimenti per il rilascio delle concessioni di competenza della Provincia o

della Città metropolitana ed introduce la possibilità di superare la c.d. “presunzione di incompatibilità per prossimità” producendo specifica documentazione.

Servizio idrico integrato

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

- definisce gli obiettivi e redige (su proposta del Gestore) il Piano degli Interventi;
- 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 23/12/2015 n. 656/2015/R/IDR avente ad oggetto Convenzione tipo per la regolazione dei rapporti tra enti affidanti e gestori del Servizio Idrico Integrato - Disposizioni sui contenuti minimi essenziali.

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

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

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

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

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

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

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

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 30/09/2009, concludendo un percorso avviato nel 2007. Il Piano ha orizzonte temporale 2009 – 2015.

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

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

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

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

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

L'Assemblea legislativa della Regione Emilia-Romagna ha approvato la L.R. 16/2015 per la gestione dei rifiuti urbani, che promuove il riciclaggio e la prevenzione della produzione dei rifiuti. Fra gli obiettivi da raggiungere entro cinque anni, figurano: l'aumento della raccolta differenziata al 73%, la riduzione del 25% della produzione di rifiuti pro-capite, il riciclaggio al 70%, il contenimento delle discariche e autosufficienza regionale. Tra le novità introdotte dalla nuova legge: la tariffazione puntuale, ovvero si paga in base a quanto si conferisce, gli incentivi rivolti ai Comuni più virtuosi e premi alle imprese che smaltiscono meglio. Sono incentivate le attività di informazione ed educazione, con la possibilità per i Comuni che programmano iniziative di informazione ed educazione di destinare a tali attività una quota degli introiti derivati dall'applicazione della tariffa. Con la nuova legge la Regione intende transitare da un modello economico lineare basato sullo sfruttamento delle risorse naturali a una economia circolare, in cui le materie vengono costantemente riutilizzate. E per far ciò individua strumenti quali la tariffazione puntuale e mette in campo incentivi rivolti ai Comuni che inviano meno rifiuti allo smaltimento e forme premiali per le imprese.

Si evidenzia inoltre che il sistema SISTRI è entrato in vigore il 1° ottobre 2013 per i gestori di rifiuti speciali pericolosi e dal 3 marzo 2014 per i produttori iniziali di rifiuti speciali pericolosi. A seguito dell'approvazione del D.L. 30 dicembre 2015, n. 210 ("Milleproroghe") viene prorogato di un anno il

termine per l'adeguamento al SISTRI (Sistema informatico di controllo della tracciabilità dei rifiuti) ed è prorogato al 31 dicembre 2016 il cosiddetto "regime del doppio binario", mantenendo in vita registri e formulari e il relativo impianto sanzionatorio. Viene prorogato al 1° gennaio 2017 il termine per l'applicazione dei limiti di emissione per gli impianti industriali per consentire l'aggiornamento dell'autorizzazione da parte dell'Autorità competente. Le sanzioni SISTRI, esclusivamente relative alla mancanza di iscrizione o pagamento del contributo annuale, si applicano in misura ridotta del 50% a far data dal 1° aprile 2015 (a seguito della L. 11/2015 di conversione del "Decreto milleproroghe" D.L. 31 dicembre 2014, n. 192). Le sanzioni Sistri per tutte le altre violazioni si applicano dal 1° gennaio 2017.

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

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

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

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

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

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

Nel caso in cui tali impianti ricevano rifiuti urbani da altre Regioni, i gestori degli impianti dovranno versare alla Regione un nuovo contributo (max 20 euro a tonnellata) destinato a finanziare un fondo destinato alla prevenzione dei rifiuti, all'incentivazione della Raccolta Differenziata e ad interventi di

bonifica e di contenimento delle tariffe. La legge stabilisce che gli oneri di tale contributo *"non possono essere traslati sulle tariffe, poste a carico dei cittadini"*.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Dal 2 febbraio è in vigore la Legge 28 dicembre 2015, n. 221, ovvero il cd “Collegato ambientale”, la quale introduce numerose ed importanti novità nell’ambito dei suoi 79 articoli in numerosi campi ma specialmente sulla Gestione dei rifiuti, non solo intervenendo sullo stesso testo unico ambientale (modificando per esempio gli articoli 183, 187, 188, 190, 193), ma introducendo nuove ed importanti modifiche in tema di RAEE, Compost, Miscelazione, Discariche, ecc. Per la mobilità sostenibile sono stanziati 35 milioni di euro, in un programma sperimentale di spostamento casa-scuola e casa-lavoro. Nasce il fondo per la progettazione degli interventi contro il rischio idrogeologico e sono messi a disposizione dei comuni 11 milioni di euro per l’abbattimento degli edifici in zone a rischio costruiti senza i necessari permessi. Sono introdotte una serie di misure per incrementare la differenziata e il riciclo, tra cui il ‘vuoto a rendere’ sperimentale e su base volontaria, così come si rafforza il percorso di bonifica dall’amianto attraverso un credito d’imposta da 5,6 milioni l’anno fino al 2019 per le imprese che si occupano della sua rimozione. Rilevante è l’intervento che riguarda il ‘green public procurement’, ovvero i criteri verdi minimi cui si devono adeguare tutte le amministrazioni dello stato nei loro acquisti: dai toner al riscaldamento, dall’illuminazione alla ristorazione. Nasce inoltre il fondo di garanzia per le opere idriche, comprese le reti di fognatura e di depurazione, mentre viene assicurato agli utenti domestici del servizio idrico integrato in condizioni economico sociali disagiate l’accesso alla fornitura di acqua per i bisogni fondamentali a condizioni agevolate. Infine, è estesa l’impignorabilità anche agli animali d’affezione e da compagnia, come a quelli impiegati a fini terapeutici o di assistenza.

In ambito di PMI, nel 2015, la Commissione europea ha adottato varie iniziative per incoraggiare le piccole e medie imprese a valutare le opportunità commerciali che possono sorgere da una maggiore efficienza

delle risorse e dall'imprenditorialità verde. Tali iniziative sono raggruppate nel Piano d'azione verde per le PMI della Commissione. Un'ulteriore definizione dei temi del piano è prevista nel 2016 e negli anni successivi.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

E' in fase di emanazione da parte del MISE il "nuovo Decreto Ministeriale FER", che, chiuso il DM 6 luglio 2012, stabilirà le nuove modalità di incentivazione della produzione di energia elettrica da impianti alimentati da fonti rinnovabili (diverse da quella solare fotovoltaica). La struttura delle modalità di incentivazione dovrebbe ricalcare, stanti le bozze del DM attualmente in circolazione, quelle del DM 6 luglio 2012 (accesso diretto, registri, aste). La pubblicazione in GU è attesa per il secondo trimestre 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 omnicomprensive ovvero tariffe premio, possono scegliere tra due opzioni:

- a) continuare a godere del regime incentivante spettante per il periodo di diritto residuo. In tal caso, per un periodo di dieci anni decorrenti dal termine del periodo di diritto al regime incentivante, interventi di qualunque tipo realizzati sullo stesso sito non hanno diritto di accesso ad ulteriori strumenti

incentivanti, incluso Ritiro dedicato e Scambio sul posto, a carico dei prezzi o delle tariffe dell'energia elettrica;

- b) optare per una rimodulazione dell'incentivo spettante, per la quale si ribassa l'incentivo attualmente percepito (Tariffa onnicomprensiva o Certificato Verde) prolungando di 7 anni il periodo di incentivazione. In tal caso:
- c) per interventi realizzati sullo stesso sito dell'impianto per il quale è stata esercitata l'opzione di rimodulazione, non si ha diritto di accesso - fino al termine del nuovo periodo di incentivazione - ad ulteriori strumenti incentivanti, fatta eccezione per il Ritiro dedicato e lo Scambio sul posto (sempreché compatibili col meccanismo incentivante di cui si gode);
- d) le regioni e gli enti locali, ciascuno per la parte di propria competenza, adeguano alla durata dell'incentivo la validità temporale dei permessi rilasciati per la costruzione e l'esercizio degli impianti.

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

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

Agevolazioni fiscali

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

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

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

Titoli di efficienza energetica (TEE)

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

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

Emission Trading System

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

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

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

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

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

della normativa nel periodo 2013-2020.

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

- previsto la possibilità di escludere i piccoli impianti;
- introdotto la possibilità di stabilire regole semplificate per il monitoraggio, la rendicontazione e la verifica;
- modificato il metodo di assegnazione delle quote prevedendo che le quote vengano assegnate mediante asta. Più precisamente, per gli impianti termoelettrici e per gli impianti per la cattura e lo stoccaggio del carbonio, l'assegnazione è totalmente a titolo oneroso, ad eccezione degli impianti di cogenerazione che possono ricevere quote gratuite per l'energia termica destinata al teleriscaldamento.

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

Vendita gas naturale ed energia elettrica

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

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

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

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

Con la Delibera 17/2016/R/com del 21.01.2016 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. (partecipata al 40% da Ireti): affidamento del 1999 scaduto al 31 dicembre 2010 ed in prorogatio;
- Provincia di Livorno - ASA S.p.A. (partecipata al 40% da Ireti): Comuni di Livorno, Castagneto Carducci, Collesalveti, Rosignano Marittima e San Vincenzo – affidamento scaduto al 31 dicembre 2010 ed in prorogatio.

Vendita gas naturale

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

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

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

Settore energia elettrica

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

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

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

Settore teleriscaldamento

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

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

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

Servizio idrico integrato

Area Genovese

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

La gestione del servizio idrico integrato nel territorio dei Comuni della provincia di Genova viene svolta da Ireti tramite i gestori operativi salvaguardati. Le società autorizzate e/o salvaguardate del Gruppo IREN che svolgono la funzione di gestore operativo sono Mediterranea delle Acque S.p.A. (controllata al 60% da Ireti), IdroTigullio S.p.A. (controllata al 66,55% da Mediterranea delle Acque S.p.A.) e AMTER S.p.A. (partecipata al 49% da Mediterranea delle Acque S.p.A.).

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

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

Area Emiliana

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

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

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

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

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

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

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

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. (partecipata al 40% da Ireti) per l'area Vercellese;
- Comune di Ventimiglia: AIGA S.p.A. (partecipata al 49% da Ireti);
- Comune di Imperia: AMAT S.p.A. (partecipata al 48% da Ireti);
- Ambito Territoriale Alessandrino: ACOS S.p.A. (partecipata al 25% da Ireti) per il Comune di Novi Ligure;
- ATO di Cuneo: Mondo Acqua S.p.A. (partecipata al 38,5% da Ireti) – gestisce il Comune di Mondovì ed altri 7 Comune dell'area cuneese.

Settore ambientale

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Settore Servizi al Comune di Torino

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

- nella titolarità della Convenzione stipulata con il Comune di Torino avente ad oggetto l'affidamento, con scadenza 31/12/2036, della gestione del servizio pubblico di illuminazione pubblica e semaforica nel comune di Torino;
- nella titolarità dell'affidamento, con scadenza il 31/12/2014, del servizio di gestione degli impianti termici comunali;
- nella titolarità dell'affidamento, con scadenza il 31/12/2014, del servizio di gestione degli impianti elettrici e speciali degli edifici comunali.

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

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

GESTIONE FINANZIARIA

Scenario di riferimento.

Nel corso del primo trimestre 2016 il trend ribassista dei tassi di interesse è proseguito, replicando le dinamiche già viste nel corso dell'anno 2015. In particolare, si è mantenuto per la parte a breve della curva dei tassi, mentre la parte a medio lungo termine ha visto una brusca e temporanea inversione di tendenza per poi riprendere la discesa in un contesto di volatilità. La Banca Centrale Europea, dopo una fase di stasi durata tutto il 2015, è intervenuta con un nuovo taglio del tasso di riferimento che a 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 -0,14%. Le quotazioni dei tassi fissi, riflesse nei valori dell'IRS a 5 e 10 anni, hanno registrato un trend in ribasso pur in un contesto di volatilità e si posizionano su livelli in area di minimo storico.

Attività svolta

Nel corso del primo trimestre 2016 è proseguita l'attività volta a consolidare la struttura finanziaria del Gruppo Iren. L'evoluzione dei fabbisogni finanziari viene monitorata attraverso una attenta pianificazione finanziaria, che consente di prevedere la necessità di nuove risorse finanziarie tenuto conto dei rimborsi dei finanziamenti in essere, dell'evoluzione dell'indebitamento, degli investimenti, dell'andamento del capitale circolante e dell'equilibrio delle fonti tra breve e lungo termine.

Il modello organizzativo adottato dal Gruppo Iren prevede, ai fini dell'ottimizzazione finanziaria per le società del gruppo, l'adozione di una gestione accentrata in Iren delle operazioni di tesoreria, delle operazioni di finanziamento a medio/lungo termine e del monitoraggio e gestione del rischio finanziario. Il Gruppo intrattiene rapporti con i principali Istituti di Credito Italiani e Internazionali al fine di ricercare le forme di finanziamento più adatte alle proprie esigenze e le migliori condizioni di mercato.

Passando più dettagliatamente alle operazioni di finanziamento compiute nel primo trimestre 2016, si evidenzia che non sono stati perfezionati ed utilizzati nuovi finanziamenti a medio lungo termine.

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.

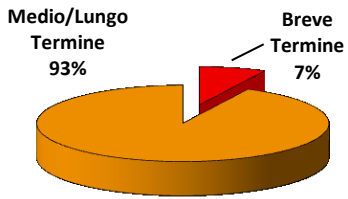
Nell'ambito del Gruppo, a seguito dell'acquisizione del controllo di TRM S.p.A., sono entrate nel perimetro di consolidamento posizioni di debito, principalmente a medio-lungo termine, per complessivi 325 milioni di euro con equivalente posizione di *Interest Rate Swap*.

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

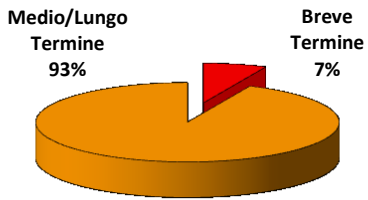
Nel primo trimestre 2016 è stato perfezionato un nuovo contratto di *Interest Rate Swap* a copertura di complessivi 50 milioni di debito, con scadenza 2027 ed effetti a partire da dicembre 2017.

Al 31 marzo 2016 la quota di debito a tasso variabile non coperta con strumenti di derivato tasso è pari al 18% 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.

Indebitamento Finanziario Lordo per scadenza



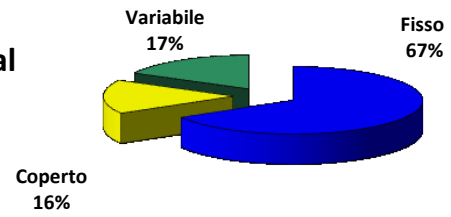
2.913 milioni di euro



3.354 milioni di euro

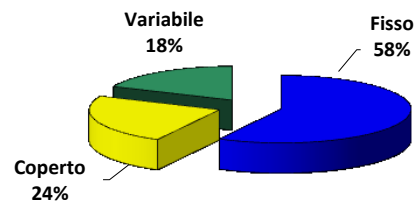
Indebitamento Finanziario Lordo per tipologia tasso

Situazione al
31/12/15



2.913 milioni di euro

Situazione al
31/03/16



3.354 milioni di euro

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 107 migliaia di euro.

Attraverso i rapporti che IREN intrattiene con i principali Istituti di Credito Italiani e Internazionali vengono ricercate le forme di finanziamento più adatte alle proprie esigenze e le migliori condizioni di mercato. Nel corso del periodo al Gruppo Iren non sono stati erogati nuovi finanziamenti a medio-lungo termine.

L'indebitamento finanziario al termine del periodo è costituito al 65% da prestiti e al 35% da obbligazioni.

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 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'82% 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 2020 che ne definisce gli orientamenti strategici. Esso è articolato secondo i seguenti *macrodriver* che ne determinano i valori obiettivo delle grandezze economiche, patrimoniali e finanziarie:

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

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

ORGANIZZAZIONE E SISTEMI INFORMATIVI

Organizzazione

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

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

Nel corso del primo trimestre 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 SpA 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 è 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 SpA, 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 1° trimestre 2016 si è completato con le attività di post avviamento; in questa seconda fase del Programma le attività si sono svolte armonizzando gli ambiti di intervento del programma con le evoluzioni societarie di Iren - “Operazioni 100%”. La seconda fase di *Iren One* ha compreso il roll-out del sistema di payroll di gruppo su AMIAT. Nei prossimi mesi si proseguirà con il “porting” sulla piattaforma *Iren One* delle nuove società che entrano a far parte del perimetro di consolidamento di Gruppo.

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.

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.

Per Iren Mercato si sono conclusi i progetti relativi alla Bolletta 2.0, alla gestione dei pacchetti a rate (led) ed è stato avviato il progetto di automazione degli switch elettrici. Proseguono le attività progettuali per il calcolo del rateo gas e per l'automazione dei processi di lavorazione del credito.

In ambito Sistemi Informativi Territoriali si è conclusa la fase di progettazione della nuova architettura del sistema unico di gruppo. Nel secondo semestre si avvieranno i lavori che porteranno ad un unico sistema di consultazione entro il primo trimestre del 2017.

Sul piano delle infrastrutture proseguono le iniziative di consolidamento e razionalizzazione, in particolare: si è conclusa la prima fase di ammodernamento delle sale di videoconferenza ed è entrato nel vivo il progetto di consolidamento dei data center di gruppo con la chiusura del data center di AMIAT e l'avvio della gara per la nuova rete geografica.

Sul fronte della sicurezza ICT si è avviata la configurazione dei nuovi firewall ed è terminata la fase di *assessment* e di studio per l'individuazione delle azioni di miglioramento.

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*.

Per il presidio dell'Innovazione, IREN dall'inizio del 2015 si è dotata di una struttura aziendale (Direzione Internazionalizzazione ed Innovazione) con il compito di promuovere e coordinare i progetti di ricerca e sviluppo all'interno del Gruppo, inclusa la gestione dei progetti di ricerca finanziati.

In merito a questi ultimi, di seguito sono illustrati quelli in corso.

PROGETTI DI RICERCA FINANZIATI IN CORSO

Servizi Idrici

BlueSCities (Horizon 2020 Programme)

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: IREN Acqua Gas, 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 tredicesimo mese di attività ed IREN è coinvolta nelle attività di sviluppo della guida pratica per i portatori di interesse coinvolti nonché nella raccolta dei dati di *benchmarking* per la città di Genova, sito pilota del progetto insieme ad altre città europee.

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: IREN Acqua Gas, 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 si trova attualmente a due terzi della propria durata (triennale) ed è previsto a breve uno sviluppo pilota a Genova nel quale il Comune affronterà il tema dell'interoperabilità del proprio catasto; in quest'ambito IREN sta effettuando rilievi sul campo con una stazione totale a correzione automatica dell'errore restituendo il dato acquisito nel sistema informativo aziendale e sta definendo una procedura operativa per l'integrazione di tali dati.

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: IREN Acqua Gas, 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: Il MIUR – Smart Cities Nazionali a fine 2015 ha inviato l'esito della nuova valutazione tecnico scientifica della domanda di concessione precisando l'approvazione del progetto e la relativa ammissione al finanziamento. Il progetto inizierà le proprie attività progettuali nel 2016 nelle Province di Genova e 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., HerAmbiente S.p.A., SOL S.p.A..

Stato: E' stato proposto al capofila un nuovo *amendment* per l'introduzione di IRETI come partner di progetto. Tale decisione è nell'ottica di facilitare le richieste autorizzative alle autorità competenti e di snellire le operazioni di progettazione e installazione. Tale iter di preparazione delle richieste per l'installazione del sistema di purificazione nel depuratore di Roncocesi è in corso.

Energia

CELSIUS (FP7)

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

Ad ogni città è stato affidato il compito di produrre un impianto pilota per realizzare e verificare una particolare modalità di ottenimento dell'efficientamento energetico. Nello specifico il dimostratore a carico di IREN, tramite la controllata Genova Reti Gas, 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 progettuali prevedono la consegna definitiva dell'impianto a maggio 2016 le successive fasi di *startup* finalizzate ad acquisire i dati di funzionamento del sistema e i *Key performance Indicators*.

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

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 di riscaldamento e sono in fase di elaborazione i risultati.

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 program)

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

- Partner: IREN, Politecnico di Torino, Centro ricerche Fiat, Pininfarina, Energrid, Scania Nissan, altri partner industriali esteri, PMI italiane ed europee.
- Stato: il progetto è ora nella fase di implementazione tecnica dei sistemi di ricarica a induzione nei differenti siti pilota. IREN continua a supportare i partner incaricati dello sviluppo del dimostratore italiano per tutte le questioni legate all'impatto della soluzione sulla rete elettrica

FLEXMETER (Horizon 2020 Programme)

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

- Partner: IREN, Politecnico di Torino, E-On, Università di Grenoble, Siveco, Università di Bucarest, Telecom Italia, Università di Bologna, ST Microelectronics.
- Stato: Il primo trimestre del 2016 è stato caratterizzato dalla scelta tecnica dei differenti sistemi di misura che verranno sperimentati sia in alcune cabine MT/BT della rete elettrica di Torino sia presso alcuni utenti finali, tra cui la micro-grid di EnviPark (terza parte di IREN sul progetto).

Store&Go – (Horizon 2020 Programme)

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: Il progetto è nelle sue fasi iniziali. A valle del Kick off Meeting ogni Work Package sta iniziando a definire il cronoprogramma delle attività.

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

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

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

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

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

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

Partner: IREN, 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: E' terminata la fase di descrizione dei fabbisogni energetici e di proposte per l'efficiamento dello stabile oggetto del *pilot*, che ha portato alla stesura di un prospetto informativo. E' stata inoltre installato un sistema di contabilizzazione energetico che sarà completato durante la realizzazione dei lavori, per un assessment iniziale dei consumi. E' in fase avanzata la predisposizione dei documenti di gara d'appalto, ed è previsto a breve l'emanazione del bando.

ALTRE ATTIVITA' DI INNOVAZIONE

Servizi Idrici

IREN nei primi tre 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 sono state presentate molteplici proposte di progetto anche finalizzate a finanziare assegni di ricerca relativi alla tematica della qualità delle acque.

Nello stesso periodo, IREN ha presidiato nuclei di innovazione tecnologica nell'ambito di specifici progetti di ricerca da condursi in collaborazione con la Fondazione Amga, con le aziende del business nonché con Università degli Studi ed Enti di ricerca nazionali e internazionali. Più in dettaglio, i progetti di ricerca avviati e realizzati hanno riguardato:

Dimostratore idrico

Nei primi 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. 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). I risultati di progetto acquisiti nei diversi steps (progetto autofinanziato e successivo progetto europeo)

permetteranno di consolidare il know-how acquisito aumentando il vantaggio di Iren sui propri competitors.

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

Il Gruppo Iren partecipa al Polo di innovazione TICASS dalla sua genesi nell'ambito di studi e progetti relativi alle gestione e salvaguardia delle risorse idriche, energetiche ed ambientali. In questo contesto IREN approfondisce gli argomenti di proprio interesse partecipando a specifici gruppi di lavoro dedicati allo studio di tematiche quali il monitoraggio ambientale, i processi di depurazione, le bonifiche e il recupero di siti contaminati, le analisi e la valutazione dei rischi ambientali, la prevenzione e riduzione dei rischi chimici, la gestione e valorizzazione dei rifiuti, il recupero, il riciclo e il riuso dei materiali, lo sviluppo di nuove tecnologie applicate a processi sostenibili, la produzione di energia da fonti rinnovabili, la valorizzazione delle risorse idriche declinata a 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, tramite Fondazione AMGA, alcuni progetti relativi agli impianti di depurazione e alla rimozione degli Interferenti Endocrini, alle Microcistine algali nelle acque destinate al consumo umano, allo studio sulla capacità residua dei laghi esistenti come accumulo di energia elettrica integrando la produzione da fonte fotovoltaica, ai progetti in ambito accordo quadro Iren-Hera-Smat. Ulteriori temi di natura economico regolatoria riguardano la rivisitazione delle basi teoriche su cui il principio dei costi standard si basa come fondamento alla regolazione, i costi standard quale riferimento per i costi del capitale nelle aziende, la comparazione dei sistemi di incentivazione nel settore fotovoltaico in Italia e in Germania, studi sugli approcci alle problematiche finanziarie nel settore idrico comprendendo una analisi comparativa dell'applicazione delle Water Framework Directive in Inghilterra e nel Galles e delle possibili ricadute applicative in Italia; uno studio sulle strategie di finanziamento del settore idrico nei maggiori paesi europei; un'analisi delle implicazioni sull'efficienza del trattamento della remunerazione degli investimenti nell'approccio regolatorio di OFWAT; proposte di modalità e strumenti di finanziamento del settore idrico italiano; il modello Data Envelopment Analysis per la stima dell'efficienza nel settore idrico.

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 31 Marzo 2016 sono circa 40.000. In termini energetici, a progetto concluso, il risparmio sarà di circa 19,6 GWh annui, con minori emissioni pari a circa 3.600 TEP.

Telecontrollo impianti di teleriscaldamento

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

Al 31 Marzo 2016, sulla rete di teleriscaldamento di Torino, sono installati 5.136 impianti su 5.220.

Continuano i test e le sperimentazioni per l'installazione del medesimo sistema sulle altre reti di teleriscaldamento operate dal Gruppo.

Installazione di sistemi di accumulo sulla rete di teleriscaldamento

IREN, nella città di Torino, ha avviato le attività necessarie per la realizzazione di due sistemi di accumulo di calore a servizio della rete di teleriscaldamento, che, aggiunti agli attuale 12.500 m³ esistenti, porteranno la capacità complessiva a 17.500 m³. I due sistemi, ognuno con una capacità di 2.500 m³, e di cui uno già in corso di costruzione, permetteranno un'ulteriore ottimizzazione della rete ed una massimizzazione del calore prodotto in cogenerazione riducendo l'utilizzo delle caldaie di integrazione e riserva.

Flessibilizzazione degli impianti a ciclo combinato

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

Contratto di ricerca sismica dighe

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

PERSONALE E FORMAZIONE

Personale

Al 31 marzo 2016 risultano in forza al Gruppo Iren 6.111 dipendenti; a parità di perimetro rispetto al 31 dicembre 2015 si registra una diminuzione rispetto ai precedenti 6.132 dipendenti. Nella tabella seguente si riporta la consistenza degli addetti al 31 marzo 2016, suddivisa per Holding e Società di Primo Livello (con relative controllate), confrontata con il dato al 31 dicembre 2015.

Società	Organico al 31.03.2016	Organico al 31.12.2015
Iren S.p.A.	842	821
Ireti e controllate	1.817	-
Iren Acqua Gas e controllate	-	865
Iren Emilia e controllate	-	794
Iren Ambiente e controllate	2.308	2.257
Iren Energia e controllate	625	915
Iren Mercato e controllate	519	480
Totale	6.111	6.132

La variazione dell'organico rispetto al 31 dicembre 2015 è dovuta:

- al proseguimento del piano di riorganizzazione delle società controllate del Gruppo Iren, in attuazione del Piano Industriale adottato, che con decorrenza 1° gennaio 2016, oltre al trasferimento di alcuni rami aziendali, ha comportato l'incorporazione in IREN Emilia S.p.A. (la cui denominazione sociale è stata in pari data modificata in IRETI S.p.A.) delle seguenti Società attive nel settore della distribuzione dell'energia elettrica, del gas e del sistema idrico integrato: Genova Reti Gas, AEM Torino Distribuzione (sino ad allora controllata da Iren Energia), IREN Acqua Gas, Acquedotto di Savona, Eniatel ed AGA;
- all'ingresso nel Gruppo, con decorrenza 1° marzo 2016, della società TRM S.p.A. nell'ambito della Business Unit Ambiente (57 risorse);
- 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, al fine di contribuire concretamente allo sviluppo di tutto il Gruppo.

Si segnala che in data 1° marzo è pervenuta l'approvazione da parte di Fonservizi, Fondo Paritetico Interprofessionale Nazionale per la Formazione Continua nei Servizi Pubblici Industriali, del piano formativo dal titolo "Aggiornamento e sviluppo delle conoscenze e competenze tecnico-professionali e di quelle relative alla sicurezza e salute sul lavoro", presentato a fine 2015.

Il Piano formativo sarà realizzato nel corso del 2016 e coinvolgerà circa 2500 dipendenti, sia tecnici che amministrativi, delle varie Società del gruppo, in iniziative afferenti tematiche tecnico-specialistiche e di Sicurezza, per un totale di circa 200 edizioni di corsi e un monte complessivo di circa 22.000 ore. In funzione della tipologia e del numero dei partecipanti, i corsi si terranno presso le diverse sedi del Gruppo (Genova, Torino, Parma, Reggio Emilia e Piacenza) o presso sedi di enti esterni, con differenti modalità didattiche (lezioni frontali, esercitazioni pratiche, simulazioni operative, ecc.).

Relativamente al primo trimestre 2016, è stato erogato un monte ore complessivo pari a circa 20.000 ore di formazione, con il 38% dei dipendenti del Gruppo che ha partecipato ad almeno un corso di formazione, e una media pro-capite pari a 3,2 ore.

QUALITÀ, AMBIENTE E SICUREZZA

Come esplicitato nella propria missione aziendale, il Gruppo Iren fornisce servizi integrati mirando alla salvaguardia ambientale e alla sicurezza del personale. Poiché l'evoluzione continua delle aspettative e delle esigenze dei clienti, fortemente supportata dalla competitività del mercato, richiede modelli organizzativi flessibili e sistemi di gestione snelli, di cui occorre monitorare l'efficacia in termini di risultati attesi, il Gruppo ha sviluppato un Sistema Integrato (Qualità, Ambiente e Sicurezza) quale mezzo per il conseguimento degli obiettivi stabiliti. Il Sistema Integrato è strutturato in modo da prevedere un adeguato controllo di tutti i processi operativi che influiscono sulla qualità del servizio, in un'ottica di sempre maggior orientamento al cliente. I principi fondamentali della politica del Sistema Integrato sono:

- la soddisfazione del cliente;
- l'attenzione agli aspetti sociali ed ambientali;
- la sicurezza per il personale;
- l'efficienza nella prestazione del servizio;
- la qualità delle forniture e degli appalti;
- il miglioramento continuo;
- il rispetto del Codice Etico.

La politica del Sistema Integrato è condivisa da tutto il personale operante all'interno del Gruppo e ha creato forti sinergie tra le strutture operative.

La Capogruppo, tutte le Società di primo livello e le Società partecipate hanno sistemi certificati secondo gli standard internazionali ISO 9001 (Qualità).

La Capogruppo, le Società di primo livello Iren Energia, Ireti e Iren Ambiente e le principali Società partecipate sono certificate secondo gli standard internazionali ISO 14001 (Ambiente).

La Capogruppo, Ireti, Iren Energia, Iren Mercato e le loro principali controllate ed AMIAT sono in possesso della certificazione ai sensi dello standard OHSAS 18001 (Sicurezza).

Iren Ambiente ha certificato l'erogazione dei servizi di pulizia e spazzamento di strade pubbliche e ad uso pubblico, raccolta e trasporto di rifiuti urbani ed assimilati agli urbani, gestione dei centri di raccolta dei rifiuti, erogazione del servizio di termovalorizzazione di rifiuti con produzione di energia elettrica e termica presso il Polo Ambientale di Parma.

Nel corso del primo trimestre 2016 si è svolto l'audit di Certificazione Qualità, Ambiente e Sicurezza di Ireti e si sono svolti regolarmente gli audit programmati di mantenimento/ricertificazione per le società del Gruppo, dando risultati positivi e confermando quindi le certificazioni in essere.

Sono stati avviati i progetti di revisione dei processi di Iren, Ireti e Iren Mercato in relazione ai cambiamenti societari e organizzativi intervenuti, con l'obiettivo di utilizzare i sistemi certificati come effettivo strumento di miglioramento.

In tale logica, oltre a numerosi progetti per l'ampliamento delle certificazioni citate, sono state svolte le attività volte al mantenimento o all'acquisizione di:

- accreditamento ai sensi della UNI EN ISO/IEC 17025 e Accredia per i laboratori di analisi chimico-biologiche;
- la certificazione secondo il Reg. CE n. 303/2008 - FGAS per Iren Gestioni Energetiche, operante nel settore della gestione calore, per il servizio svolto su apparecchiature contenenti gas fluorurati ad effetto serra;
- certificazione del servizio di vendita di energia elettrica prodotta interamente da fonti rinnovabili in conformità al Documento Tecnico n. 66 di Certiquality da parte di Iren Mercato;
- passaggio alla nuova edizione della norma secondo la nuova norma UNI CEI 11352:2014 da parte di Iren Rinnovabili;
- certificazione UNI 11352 da parte di Iren Gestioni Energetiche e Iren Servizi e Innovazione.





**PROSPETTI CONTABILI CONSOLIDATI
AL 31 MARZO 2016**

Situazione patrimoniale-finanziaria consolidata

migliaia di euro

	31.03.2016	31.12.2015
ATTIVITA'		
Attività materiali	3.341.230	2.907.076
Investimenti immobiliari	13.702	14.148
Attività immateriali a vita definita	1.383.352	1.363.451
Avviamento	153.209	126.723
Partecipazioni valutate con il metodo del Patrimonio Netto	154.118	219.246
Altre partecipazioni	17.821	17.821
Crediti commerciali non correnti	71.725	73.788
Attività finanziarie non correnti	62.009	53.012
Altre attività non correnti	43.265	43.298
Attività per imposte anticipate	284.242	252.812
Totale attività non correnti	5.524.673	5.071.375
Rimanenze	66.352	96.337
Crediti commerciali	1.012.491	841.022
Crediti per imposte correnti	14.151	19.991
Crediti vari e altre attività correnti	193.829	163.366
Attività finanziarie correnti	553.196	551.302
Cassa e altre disponibilità liquide equivalenti	188.081	139.576
Totale attività correnti	2.028.100	1.811.594
Attività destinate ad essere cedute	920	5.420
TOTALE ATTIVITA'	7.553.693	6.888.389

migliaia di euro

	31.03.2016	31.12.2015
PATRIMONIO NETTO		
Patrimonio netto attribuibile ai soci della Capogruppo		
Capitale sociale	1.276.226	1.276.226
Riserve e Utili (Perdite) a nuovo	529.281	429.444
Risultato netto del periodo	72.947	118.193
Totale patrimonio netto di pertinenza della Capogruppo	1.878.454	1.823.863
Patrimonio netto di pertinenza dei Terzi	244.358	237.803
TOTALE PATRIMONIO NETTO	2.122.812	2.061.666
PASSIVITA'		
Passività finanziarie non correnti	3.127.950	2.698.648
Benefici ai dipendenti	132.498	135.092
Fondi per rischi ed oneri	310.234	292.302
Passività per imposte differite	192.985	141.840
Debiti vari e altre passività non correnti	200.572	205.209
Totale passività non correnti	3.964.239	3.473.091
Passività finanziarie correnti	226.455	214.611
Debiti commerciali	773.691	798.696
Debiti vari e altre passività correnti	306.422	220.233
Debiti per imposte correnti	64.559	21.687
Fondi per rischi ed oneri quota corrente	95.515	98.405
Totale passività correnti	1.466.642	1.353.632
Passività correlate ad attività destinate ad essere cedute	-	-
TOTALE PASSIVITA'	5.430.881	4.826.723
TOTALE PATRIMONIO NETTO E PASSIVITA'	7.553.693	6.888.389

Conto economico consolidato

migliaia di euro

	Primi tre mesi 2016	Primi tre mesi 2015
Ricavi		
Ricavi per beni e servizi	837.515	875.315
Variazione dei lavori in corso	368	34
Altri proventi	48.342	43.770
Totale ricavi	886.225	919.119
Costi operativi		
Costi materie prime sussidiarie di consumo e merci	(303.847)	(367.090)
Prestazioni di servizi e godimento beni di terzi	(245.180)	(234.035)
Oneri diversi di gestione	(14.005)	(20.923)
Costi per lavori interni capitalizzati	6.562	5.903
Costo del personale	(90.611)	(91.543)
Totale costi operativi	(647.081)	(707.688)
MARGINE OPERATIVO LORDO	239.144	211.431
Ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni		
Ammortamenti	(70.567)	(65.740)
Accantonamenti e svalutazioni	(14.311)	(12.511)
Totale ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni	(84.878)	(78.251)
RISULTATO OPERATIVO	154.266	133.180
Gestione finanziaria		
Proventi finanziari	5.806	8.054
Oneri finanziari	(36.096)	(36.436)
Totale gestione finanziaria	(30.290)	(28.382)
Risultato di partecipazioni contabilizzate con il metodo del patrimonio netto	(356)	(2.929)
Rettifica di valore di partecipazioni	-	-
Risultato prima delle imposte	123.620	101.869
Imposte sul reddito	(45.874)	(39.036)
Risultato netto delle attività in continuità	77.746	62.833
Risultato netto da attività operative cessate	-	-
Risultato netto del periodo	77.746	62.833
attribuibile a:		
- Utile (perdita) di pertinenza del Gruppo	72.947	58.589
- Utile (perdita) di pertinenza di terzi	4.799	4.244

Altre componenti di conto economico complessivo

	migliaia di euro	
	Primi tre mesi 2016	Primi tre mesi 2015
Utile/(perdita) del periodo - Gruppo e Terzi (A)	77.746	62.833
Altre componenti di conto economico complessivo che saranno successivamente riclassificate a Conto Economico		
- quota efficace delle variazioni di fair value della copertura di flussi finanziari	(18.223)	1.725
- 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	-	(2.754)
Effetto fiscale delle altre componenti di conto economico complessivo	4.596	(494)
Totale altre componenti di conto economico complessivo che saranno successivamente riclassificate a Conto Economico, al netto dell'effetto fiscale (B1)	(13.627)	(1.523)
Altre componenti di conto economico complessivo che non saranno successivamente riclassificate a Conto Economico		
- utili (perdite) attuariali piani per dipendenti a benefici definiti (IAS19)	-	-
- quota degli altri utili/(perdite) delle imprese valutate con il metodo del patrimonio netto relativi ai piani per dipendenti a benefici definiti (IAS 19)	-	-
Effetto fiscale delle altre componenti di conto economico complessivo	-	-
Totale altre componenti di conto economico complessivo che non saranno successivamente riclassificate a Conto Economico, al netto dell'effetto fiscale (B2)	-	-
Totale Utile/(perdita) complessiva (A)+(B1)+(B2)	64.119	61.310
attribuibile a:		
- Utile (perdita) di pertinenza del Gruppo	61.322	57.066
- Utile (perdita) di pertinenza di terzi	2.797	4.244

Prospetto delle variazioni delle voci di patrimonio netto consolidato

	Capitale sociale	Riserva sovrapprezzo Emissione azioni	Riserva legale
31/12/2014	1.276.226	105.102	36.855
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			
31/03/2015	1.276.226	105.102	36.855
31/12/2015	1.276.226	105.102	39.360
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			
31/03/2016	1.276.226	105.102	39.360

migliaia di euro

Riserva copertura flussi finanziari	Altre riserve e Utile (perdite) accumulate	Totale riserve e Utili (perdite) accumulate	Risultato del periodo	Patrimonio netto del Gruppo	Patrimonio netto di Terzi	Patrimonio netto del Gruppo e di Terzi
(39.695)	298.936	401.198	85.795	1.763.219	230.330	1.993.549
	85.795	85.795	(85.795)	-		-
	511	511		511		511
	(2)	(2)		(2)	(1)	(3)
(1.523)		(1.523)	58.589	57.066	4.244	61.310
			58.589	58.589	4.244	62.833
(1.523)	-	(1.523)		(1.523)		(1.523)
(41.218)	385.240	485.979	58.589	1.820.794	234.573	2.055.367
(36.654)	321.636	429.444	118.193	1.823.863	237.803	2.061.666
	118.193	118.193	(118.193)	-		-
(2.432)	(2.840)	(5.272)		(5.272)	3.765	(1.507)
	(1.286)	(1.286)		(1.286)		(1.286)
	(173)	(173)		(173)	(7)	(180)
(11.625)		(11.625)	72.947	61.322	2.797	64.119
			72.947	72.947	4.799	77.746
(11.625)	-	(11.625)		(11.625)	(2.002)	(13.627)
(50.711)	435.530	529.281	72.947	1.878.454	244.358	2.122.812

Rendiconto finanziario consolidato

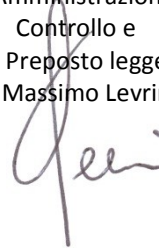
	migliaia di euro	
	Primi tre mesi 2016	Primi tre mesi 2015
A. Disponibilità liquide iniziali	139.576	51.601
Flusso finanziario generato dall'attività operativa		
Risultato del periodo	77.746	62.833
Rettifiche per:		
Ammortamenti attività materiali e immateriali	70.567	65.740
(Plusvalenze) Minusvalenze e altre variazioni patrimoniali	2.102	3.038
Variazione netta TFR e altri benefici ai dipendenti	(2.966)	(1.155)
Variazione netta fondo rischi e altri oneri	6.916	6.370
Variazione imposte anticipate e differite	(2.303)	(2.236)
Variazione altre attività/passività non correnti	(4.604)	(9.206)
Dividendi contabilizzati al netto delle elisioni	-	(66)
Quota del risultato di collegate e joint ventures	356	2.929
Svalutazioni (Rivalutazioni) nette di attività	2.425	-
B. Cash flow operativo prima delle variazioni di CCN	150.239	128.247
Variazione rimanenze	30.610	22.881
Variazione crediti commerciali	(133.907)	(85.580)
Variazione crediti tributari e altre attività correnti	(3.139)	3.150
Variazione debiti commerciali	(52.349)	55.152
Variazione debiti tributari e altre passività correnti	105.473	27.209
C. Flusso finanziario derivante da variazioni di CCN	(53.312)	22.812
D. Cash flow operativo (B+C)	96.927	151.059
Flusso finanziario da (per) attività di investimento		
Investimenti in attività materiali e immateriali	(41.256)	(43.167)
Investimenti in attività finanziarie	(31)	(385)
Realizzo investimenti e variazione attività destinate ad essere cedute	1.509	4.067
Variazione area di consolidamento	(425.526)	-
Dividendi incassati	4.850	66
E. Totale flusso finanziario da attività di investimento	(460.454)	(39.419)
F. Free cash flow (D+E)	(363.527)	111.640
Flusso finanziario da attività di finanziamento		
Erogazione di dividendi	-	-
Nuovi finanziamenti a lungo termine	-	150.000
Rimborsi di finanziamenti a lungo termine	(7.575)	(3.808)
Variazione debiti finanziari	430.498	(222.853)
Variazione crediti finanziari	(10.891)	(52.030)
G. Totale flusso finanziario da attività di finanziamento	412.032	(128.691)
H. Flusso monetario del periodo (F+G)	48.505	(17.051)
I. Disponibilità liquide finali (A+H)	188.081	34.550

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 31 marzo 2016 corrisponde alle risultanze documentali, ai libri e alle scritture contabili.

12 maggio 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

