

Relazione Finanziaria Semestrale
al 30 giugno 2017



Sommario

Cariche sociali	3
Missione e valori del Gruppo Iren	4
Azionariato	5
Il Gruppo Iren in cifre: Highlights primo semestre 2017	6
L'assetto societario del Gruppo Iren.....	8
Informazioni sul titolo Iren nel primo semestre 2017	12
RELAZIONE SULLA GESTIONE AL 30 GIUGNO 2017	15
Scenario di mercato	16
Fatti di rilievo del periodo.....	26
Situazione economica, patrimoniale e finanziaria del Gruppo Iren	27
Analisi per settori di attività	32
Fatti di rilievo intervenuti dopo la chiusura del periodo ed evoluzione prevedibile della gestione	42
Gestione finanziaria	43
Rischi e incertezze	45
Rapporti con parti correlate	49
Quadro normativo	50
Personale e formazione.....	81
Organizzazione e Sistemi Informativi	83
Qualità, Ambiente e Sicurezza	86
Ricerca e sviluppo	87
Iren e la sostenibilità	95
BILANCIO SEMESTRALE ABBREVIATO CONSOLIDATO E NOTE ILLUSTRATIVE AL 30 GIUGNO 2017.....	99
Prospetto della situazione patrimoniale-finanziaria.....	100
Prospetto di conto economico.....	102
Prospetto delle altre componenti di conto economico complessivo.....	103
Prospetto delle variazioni nelle voci di patrimonio netto.....	104
Rendiconto finanziario.....	106
Note illustrative.....	107
I. Contenuto e forma del bilancio semestrale abbreviato consolidato.....	108
II. Principi di consolidamento.....	112
III. Area di consolidamento.....	113
IV. Gestione dei rischi finanziari del Gruppo.....	115
V. Informativa sui rapporti con parti correlate.....	120
VI. Altre informazioni.....	124
VII. Informazioni sulla situazione patrimoniale-finanziaria.....	125
VIII. Informazioni sul conto economico.....	152
IX. Garanzie e passività potenziali.....	160
X. Informativa per settori di attività.....	162
XI. Allegati al bilancio semestrale abbreviato consolidato.....	165
Attestazione del bilancio semestrale abbreviato ai sensi dell'art. 154-bis del D.Lgs. 58/1998.....	173
Relazione di revisione contabile limitata sul bilancio semestrale abbreviato consolidato.....	174



CARICHE SOCIALI

Consiglio Amministrazione ⁽¹⁾

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

Collegio Sindacale ⁽¹⁴⁾

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

Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili e societari

Massimo Levrino

Società di Revisione

PricewaterhouseCoopers S.p.A. ⁽¹⁵⁾

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

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

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

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

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

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

⁽⁷⁾ Componente del Comitato Controllo e Rischi (dal 20 dicembre 2016 denominato "Comitato Controllo, Rischi e Sostenibilità"), nominato in data 12 maggio 2016.

⁽⁸⁾ Componente del Comitato Controllo e Rischi (dal 20 dicembre 2016 denominato "Comitato Controllo, Rischi e Sostenibilità"), nominato in data 12 maggio 2016.

⁽⁹⁾ Componente del Comitato Controllo e Rischi (dal 20 dicembre 2016 denominato "Comitato Controllo, Rischi e Sostenibilità"), nominato in data 12 maggio 2016. L'ing. Pietrogrande è stato altresì nominato Presidente del predetto Comitato nel corso della seduta del Comitato tenutasi in data 18 maggio 2016.

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

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

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

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

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

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



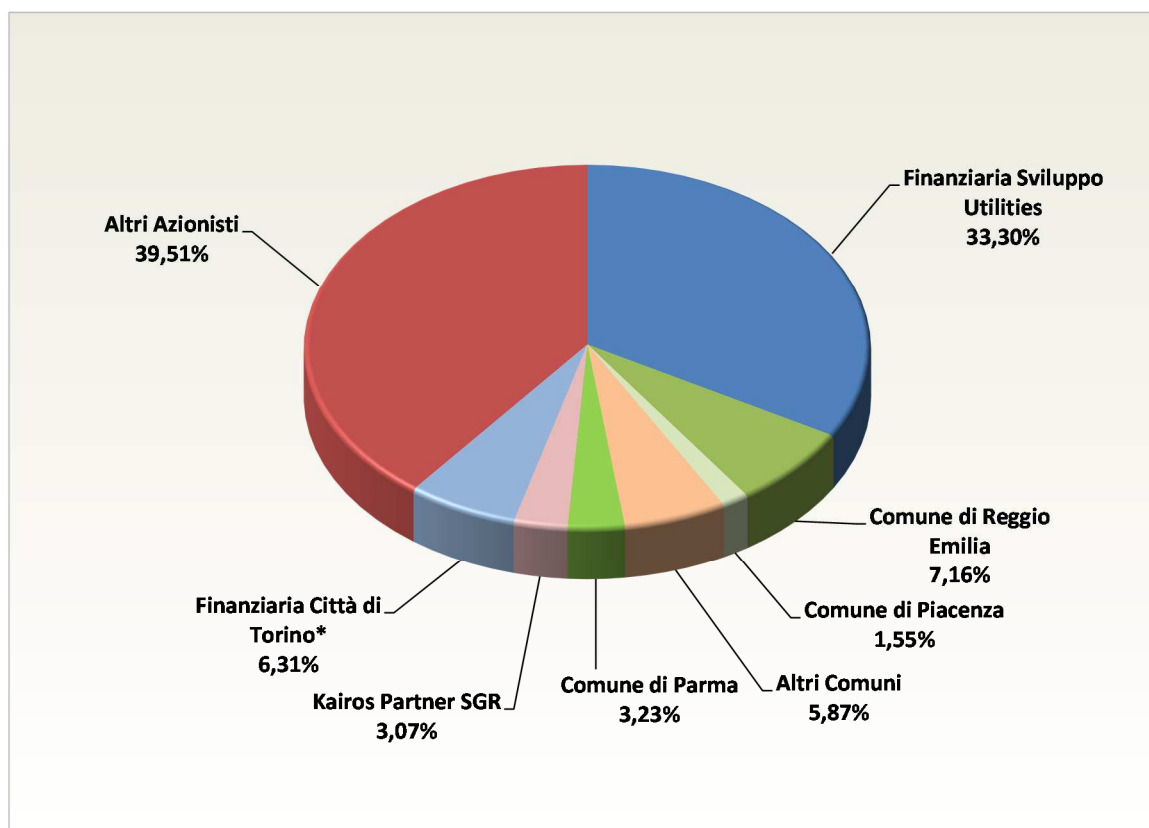
Missione e Valori del Gruppo Iren

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

AZIONARIATO

Il Capitale Sociale della Società ammonta a 1.276.225.677 euro, interamente versati, e si compone di 1.195.727.663 azioni ordinarie del valore nominale di 1 euro ciascuna e di 80.498.014 azioni di risparmio senza diritto di voto del valore nominale di 1 euro ciascuna.

Al 30 giugno 2017 sulla base delle informazioni disponibili alla società, l'azionariato Iren è il seguente:



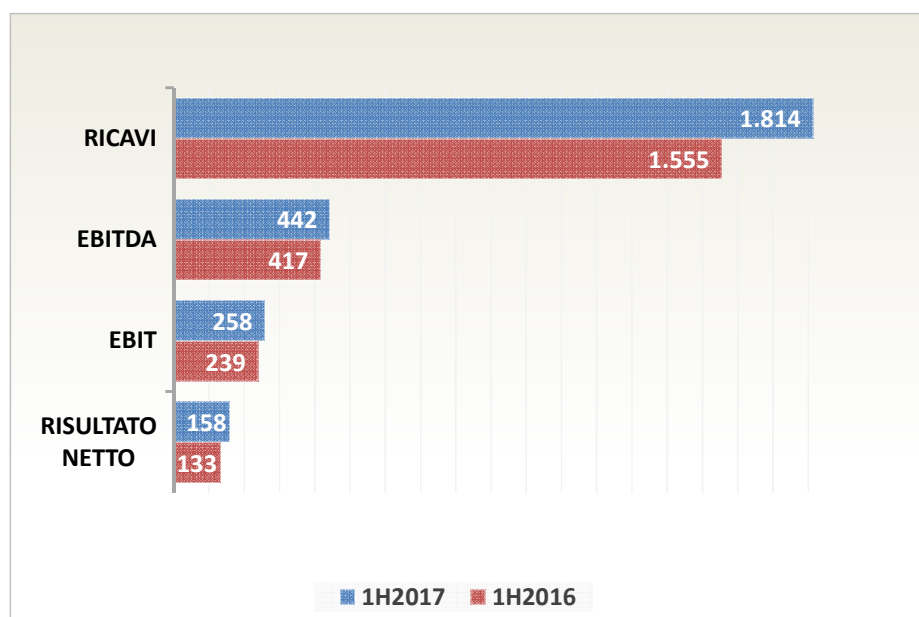
*Azioni di risparmio prive del diritto di voto

IL GRUPPO IREN IN CIFRE: HIGHLIGHTS PRIMO SEMESTRE 2017

Dati economici

	milioni di euro		
	Primo semestre 2017	Primo semestre 2016 Rideterminato (*)	Variaz. %
Ricavi	1.814	1.555	16,6
EBITDA	442	417	6,0
EBIT	258	239	7,9
Risultato netto	158	133	18,8
<hr/>			
EBITDA Margin (EBITDA/Ricavi)	24,4%	26,8%	

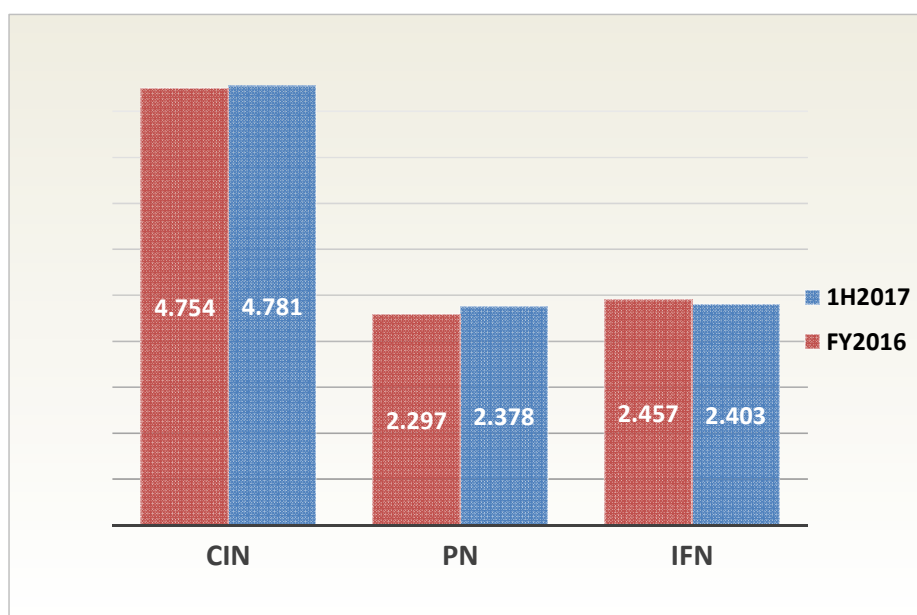
(*) Come previsto dall'IFRS 3, con il completamento della Purchase Price Allocation, i saldi economici del primo semestre 2016 sono stati rideterminati per tenere conto, alla data di acquisizione, del fair value definitivo delle attività e passività acquisite di TRM Holding, TRM V, TRM, ATENA e ATENA Trading. Per maggiori dettagli si rinvia al paragrafo "Contenuto e forma del Bilancio Semestrale Abbreviato Consolidato" delle Note Illustrative.



Dati patrimoniali

	milioni di euro		
	30.06.2017	31.12.2016 Rideterminato	Variaz. %
Capitale Investito Netto (CIN)	4.781	4.754	0,6
Patrimonio Netto del Gruppo e di terzi (PN)	2.378	2.297	3,5
Indebitamento Finanziario Netto (IFN)	2.403	2.457	(2,2)
Debt/Equity (Indebitamento Finanziario Netto / Patrimonio Netto)	1,01	1,07	

(*) Come previsto dall'IFRS 3, con il completamento della Purchase Price Allocation, i saldi patrimoniali al 31 dicembre 2016 sono stati rideterminati per tenere conto, alla data di acquisizione, del fair value definitivo delle attività e passività acquisite di ATENA e ATENA Trading. Per maggiori dettagli si rinvia al paragrafo "Contenuto e forma del Bilancio Semestrale Abbreviato Consolidato" delle Note Illustrative.

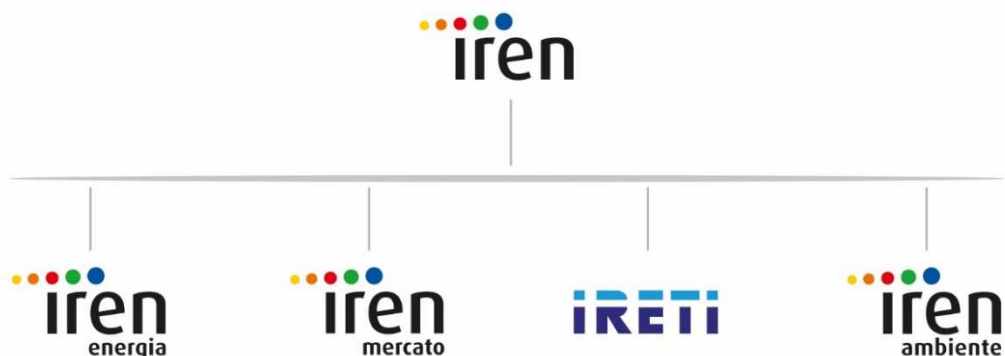


Dati tecnici e commerciali

	milioni di euro		
	Primo semestre 2017	Primo semestre 2016	Variaz. %
Energia elettrica prodotta (GWh)	5.128	4.322	18,6
Energia termica prodotta (GWht)	1.657	1.581	4,8
Energia elettrica distribuita (GWh)	2.023	2.001	1,1
Gas distribuito (mln m ³)	736	693	6,2
Acqua distribuita (mln m ³)	89	83	7,5
Energia elettrica venduta (GWh)	8.034	6.975	15,2
Gas venduto (mln m ³)*	1.558	1.271	22,6
Volumetria teleriscaldata (mln m ³)	85,1	82,1	3,7
Rifiuti gestiti (ton)	984.478	931.751	5,7

* di cui per usi interni 871 mln m³ nel primo semestre 2017 (725 mln m³ nel primo semestre 2016, +20,1%)

L'ASSETTO SOCIETARIO DEL GRUPPO IREN



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.. Inoltre, Iren S.p.A. partecipa direttamente la collegata Plurigas S.p.A. – tale società è stata posta in liquidazione volontaria dall'Assemblea degli azionisti il 27 marzo 2013.

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, Torino e attraverso la recente acquisizione del Gruppo Atena anche a Vercelli.

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

Dal 1° maggio 2016 il Gruppo Iren consolida la società ATENA società operante nel ciclo idrico integrato, distribuzione energia elettrica e gas ed ambiente e la società ATENA Trading attiva nella vendita di energia elettrica e gas.

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

Produzione energia elettrica e termica: consistente parco di impianti di produzione di energia elettrica e termica a scopo teleriscaldamento urbano con una potenza installata complessiva in assetto elettrico di circa 2.900 MW.

Distribuzione Gas: attraverso circa 7.973 chilometri di rete Iren serve più di 742.000 clienti.

Distribuzione Energia Elettrica: con 7.715 chilometri di reti interrato ed aeree in alta, media e bassa tensione il Gruppo distribuisce l'energia elettrica a oltre 713.000 clienti a Torino, Parma e Vercelli.

Ciclo idrico integrato: con circa 18.500 chilometri di reti acquedottistiche, 9.600 km di reti fognarie e 1.136 impianti di depurazione, Iren fornisce più di 2.800.000 abitanti.

Ciclo ambientale: con 152 stazioni ecologiche attrezzate, 3 termovalorizzatori, 5 discariche, 18 impianti di trattamento, selezione, stoccaggio e recupero e 2 impianti di compostaggio, il Gruppo serve 147 comuni per un totale di più di 2.100.000 abitanti e di più di 1.800.000 tonnellate gestite nel 2016.

Teleriscaldamento: grazie a 905 chilometri di reti interrato di doppia tubazione il Gruppo Iren fornisce il calore ad una volumetria di circa 85 milioni di metri cubi, pari ad una popolazione servita di oltre 846.000 abitanti.

Vendita gas, energia elettrica e termica: il Gruppo ha commercializzato nel corso del 2016 più di 2,7 miliardi di metri cubi di gas, più di 15.000 GWh di energia elettrica e quasi 2.900 GWh_t di calore per teleriscaldamento.

BU ENERGIA

Produzione di energia elettrica e termica cogenerativa

La BU Energia dispone complessivamente di circa 2.700 MW di potenza installata (in assetto elettrico). In particolare ha la disponibilità di 25 impianti di produzione di energia elettrica: 19 idroelettrici, 5 termoelettrici in cogenerazione e 1 termoelettrico, per una potenza complessiva di circa 2.700 MW in assetto elettrico e 2.300 MW termici, di cui 900 MW in cogenerazione. Le fonti di energia primaria utilizzate sono eco-compatibili in quanto idroelettriche e cogenerative. In particolare, il sistema idroelettrico di produzione svolge un ruolo importante in tema di salvaguardia ambientale, in quanto utilizza una risorsa rinnovabile e pulita, senza emissione di sostanze inquinanti; l'energia idroelettrica consente di ridurre il ricorso ad altre forme di produzione a più elevato impatto ambientale. Iren Energia considera il rispetto dell'ambiente un valore aziendale e da sempre ritiene che lo sviluppo del sistema di produzione idroelettrico, in cui investe annualmente notevoli risorse, sia uno degli strumenti principali per la salvaguardia del territorio. Il 40% della potenza termica complessiva proviene dagli impianti di cogenerazione di proprietà e la parte restante è relativa a generatori di calore convenzionali. Iren Energia presidia le attività di programmazione e dispacciamento delle produzioni di energia elettrica e termica del Gruppo.

Teleriscaldamento

Iren Energia dispone nel capoluogo piemontese della rete di teleriscaldamento più estesa a livello nazionale, con 554,2 km di doppia tubazione (di cui 23,9 km nel Comune di Nichelino), nonché delle reti di Reggio Emilia con un'estensione di 218,7 Km, di Parma con 98,7 Km, di Piacenza con 22,7 km e di Genova con circa 10,3 Km per un totale di 904,6 km.

Il totale della volumetria riscaldata 30 giugno 2017 ammonta a 85,1 milioni di metri cubi, in aumento rispetto allo stesso periodo del 2016 del 3,7%.

Servizi agli Enti Locali e Global Service

In data 1° gennaio 2017 è divenuto efficace l'atto di fusione per incorporazione di Iren Servizi e Innovazione S.p.A., operante 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, in Iren Energia S.p.A. Prosegue in capo ad Iren Energia, d'intesa con il Comune di Torino, la realizzazione dell'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 iniziato da Iren Servizi e Innovazione.

In data 1° gennaio 2017 è divenuto altresì efficace l'acquisto del ramo d'azienda denominato "Gestione operativa Impianti Termici" da Iren Mercato S.p.A. che riguarda la gestione operativa degli impianti termici di alcuni edifici comunali siti nella provincia di Genova.

L'operazione di trasferimento di ramo d'azienda da Iren Mercato S.p.A. a Iren Energia S.p.A. insieme all'operazione di fusione per incorporazione di Iren Servizi e Innovazione S.p.A. in Iren Energia S.p.A., si inserisce in generale nell'ambito del progetto di riassetto societario di Gruppo.

BU MERCATO

Il Gruppo, tramite IREN Mercato, opera nella commercializzazione dell'energia elettrica, del gas, del calore, nella fornitura di combustibili per il Gruppo, nei servizi di gestione clienti delle società partecipate dal Gruppo, nella fornitura di servizi calore e nella vendita di calore tramite la rete di teleriscaldamento. Dal 1°

maggio 2016 è entrata a far parte del gruppo anche la società Atena Trading società attiva nella vendita sia di energia elettrica che di gas.

In data 16 maggio 2017 è avvenuta la fusione per incorporazione della società GEA Commerciale già controllata al 100% da Iren Mercato, in Salerno Energia Vendite con una conseguente estensione del bacino di vendita del gas.

Iren Mercato è presente su tutto il territorio nazionale con una maggiore concentrazione di clientela servita nella zona del centro nord dell'Italia e presiede la commercializzazione dell'energia proveniente dalle diverse fonti del Gruppo sul mercato rappresentato dai clienti finali e da altri operatori grossisti.

Le principali fonti di energia del Gruppo disponibili per le proprie attività 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.

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

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

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

Commercializzazione Gas Naturale

I volumi complessivi di gas naturale approvvigionati nel corso del primo semestre 2017 sono stati pari a 1.674 Mmc di cui 687 Mmc commercializzati a clienti finali esterni al Gruppo, e 871 Mmc impiegati all'interno del Gruppo IREN sia per la produzione di energia elettrica e termica sia per la fornitura di servizi calore.

Al 30 giugno 2017 i clienti gas retail gestiti dalla Business Unit Mercato sono pari a circa 892.000 e comprendono i clienti sul bacino storico genovese, torinese ed emiliano e delle aree di sviluppo limitrofe e i clienti dei nuovi bacini di Vercelli apportato da Atena Trading consolidata dal 1° maggio 2016 (circa 26.000 clienti) e dell'area campana apportato da Salerno Energia Vendite consolidata dal 1 maggio 2017 (circa 83.000 clienti). In particolare Salerno Energie Vendite è presente in quasi tutte le province campane oltre che in alcuni comuni delle regioni Basilicata e Calabria.

Commercializzazione energia elettrica

I volumi commercializzati nel corso del primo semestre 2017 dalla BU Mercato sono stati pari a 4.763 GWh. I clienti retail di energia elettrica gestiti al 30 giugno 2017 sono di poco inferiori agli 804.000 distribuiti principalmente sul bacino tradizionalmente servito, corrispondente a Torino e Parma, e sulle aree presidiate commercialmente dall'azienda e da Atena Trading (circa 28.000 clienti).

Vendita calore tramite rete di teleriscaldamento

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

Il totale della volumetria teleriscaldata al 30 giugno 2017 ammonta a 85,1 milioni di metri cubi.

Gestione servizi calore

Con efficacia 1° gennaio 2017 è stata deliberata la fusione per incorporazione della controllata IREN Gestioni Energetiche S.p.A., già partecipata al 100% da Iren Mercato, e la successiva cessione ad Iren Energia S.p.A. del ramo di azienda denominato "Gestione operativa impianti termici" comprendente i contratti attivi con le Pubbliche Amministrazioni.

BU RETI

La società capofila IRETI e le controllate della business unit si occupano del ciclo idrico integrato, della distribuzione di energia elettrica, della distribuzione di gas naturale e di altre attività minori. Dal 1° maggio 2016 è entrata a far parte del gruppo anche la società Atena S.p.A. che opera nell'ambito della fornitura dei servizi del ciclo idrico integrato, della distribuzione di energia elettrica e della distribuzione gas nel territorio della città e di parte della provincia di Vercelli.

Servizi Idrici Integrati

IRETI, direttamente e tramite le società operative controllate Mediterranea delle Acque, Idrotigullio, e da maggio 2016 anche Atena S.p.A. come sopramenzionato, opera nell'ambito dell'approvvigionamento idrico, fognatura e depurazione delle acque reflue nelle province di Genova, Savona, Piacenza, Parma Reggio Emilia e Vercelli. Con l'acquisizione del ramo d'azienda cosiddetto "ramo ligure" dalla Società Acque Potabili S.p.A., con efficacia dal 1° luglio 2015, IRETI ha esteso ad altri 4 comuni (Camogli, Rapallo, Coreglia Ligure e Zoagli) nell'ATO Genova e al comune di Bolano (La Spezia) la gestione del servizio idrico integrato.

Complessivamente negli Ambiti Territoriali Ottimali (ATO) gestiti al 31 dicembre 2016 (Area Genovese, Reggio Emilia Parma, Piacenza, Savona e La Spezia), il servizio era svolto il servizio in 206 Comuni e per oltre 2,6 milioni di abitanti serviti. I Comuni serviti nella provincia di Vercelli sono 14 oltre al capoluogo.

Con efficacia 1° gennaio 2017, a seguito dell'acquisizione dell'ulteriore ramo d'azienda "residuo" da Acque Potabili S.p.A., IRETI ha ulteriormente esteso la propria attività di gestione delle varie fasi del ciclo idrico (distribuzione acqua potabile, fognatura, depurazione), in diversi comuni siti nelle regioni Piemonte, Valle d'Aosta, Lombardia e Veneto per un totale di circa 133 mila abitanti serviti.

Nel corso del primo semestre 2017 la BU Reti ha venduto circa 89 milioni di metri cubi di acqua, attraverso una rete di distribuzione di circa 18.500 km. Per quanto riguarda le acque reflue gestisce una rete fognaria complessiva di oltre 9.600 Km.

Distribuzione Gas

IRETI, distribuisce il gas metano in 75 comuni delle province di Reggio Emilia, Parma e Piacenza, nel comune di Genova e in altri 19 comuni limitrofi. Tramite Atena S.p.A. distribuisce il gas nella città di Vercelli e in altri 11 comuni della provincia. La rete di distribuzione composta da 7.973 km di rete in alta, media e bassa pressione serve un bacino di circa 742.000 clienti. IRETI nel corso del primo semestre 2017 ha immesso in rete circa 736 milioni di metri cubi di gas.

Distribuzione di energia elettrica

Con circa 7.715 km di rete in media e bassa tensione IRETI svolge il servizio di distribuzione dell'energia elettrica nelle città di Torino e Parma. Atena S.p.A. distribuisce l'energia elettrica nella città di Vercelli. L'energia elettrica distribuita nel corso del primo semestre 2017 è stata pari a 2.023 GWh.

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, AMIAT e TRM operative in area Piemonte. Da maggio 2016 è entrata a far parte del gruppo anche la società Atena S.p.A., partecipata da IRETI ma operante anche nelle attività di raccolta dei rifiuti nella città di Vercelli e in altri 26 comuni della provincia.

Il network impiantistico della BU, nel corso del 2016, è stato integrato con l'acquisto della società REI S.r.l. situata in area Piemonte e con la partecipazione nella società ReCos S.p.A. operante in area Liguria. Nel corso del primo semestre 2017 lo stesso è stato ulteriormente ampliato con l'acquisizione della partecipazione in G.A.I.A. Asti.

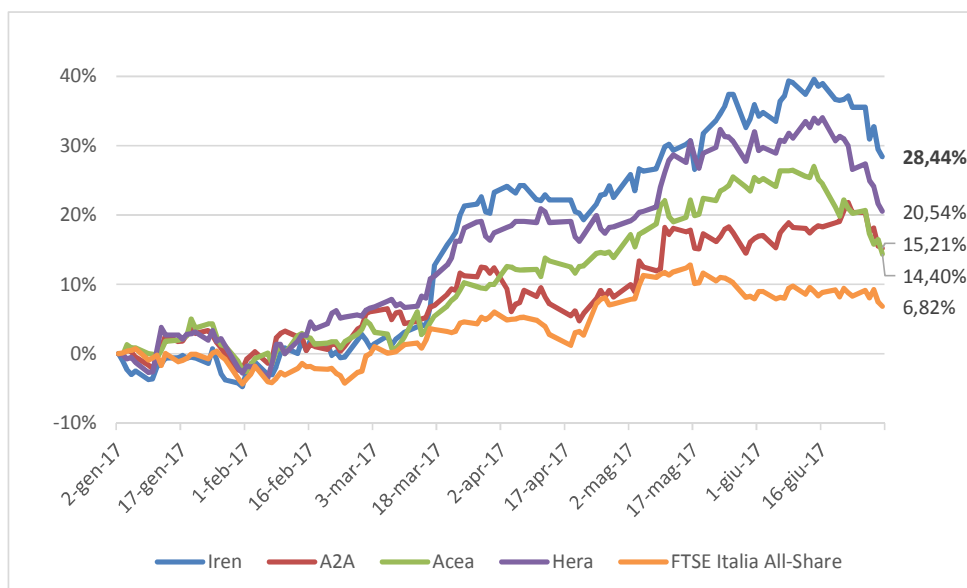
La BU Ambiente svolge tutte le attività della filiera di gestione dei rifiuti urbani (raccolta, selezione, recupero e smaltimento) con particolare attenzione allo sviluppo sostenibile e alla salvaguardia ambientale confermata da crescenti livelli di raccolta differenziata; gestisce inoltre un importante portafoglio clienti a cui fornisce tutti i servizi per lo smaltimento di rifiuti speciali. Dal gennaio 2016 il Gruppo ha acquisito il controllo di TRM S.p.A., società che gestisce l'impianto di termovalorizzazione di Torino. Tale impianto ha una capacità di termovalorizzazione di circa 500 mila tonnellate/anno di rifiuti con recupero di energia e 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. A far data dal 1° ottobre 2016 è stata acquisita una partecipazione nella società ReCos S.p.A. con sede a La Spezia, di cui Iren Ambiente S.p.A. detiene il 25,5%. ReCos S.p.A. svolge sia la gestione che la manutenzione dell'impianto di produzione CDR nel Comune di Vezzano Ligure e dell'impianto di compostaggio nel Comune di Arcola. Il Gruppo a dicembre 2016 ha acquisito la società mono-impianto REI S.r.l. costituita per la realizzazione di una nuova discarica per rifiuti anche pericolosi, ad esclusione di rifiuti urbani, con sede a Pianezza (TO). La società ha iniziato la propria attività operativa nel secondo trimestre 2017. A seguito dell'aggiudicazione della gara per la gestione del servizio rifiuti dei comuni aderenti al Consorzio di Bacino dei Rifiuti dell'Astigiano, Iren Ambiente ha acquisito la partecipazione del 45% nella società G.A.I.A. S.p.A. La società sta procedendo nella realizzazione di impianti di trattamento dei rifiuti e della stazione di trasferimento dei rifiuti urbani verso TRM.

INFORMAZIONI SUL TITOLO IREN NEL PRIMO SEMESTRE 2017

Andamento del titolo IREN in Borsa

Nel corso del primo semestre del 2017 il FTSE Italia All-share (il principale indice di Borsa Italiana), ha riportato una crescita pari a circa il 6,8% legata principalmente al recupero dei titoli bancari, che avevano invece penalizzato il trend nel 2016 e guidata da un generale incremento degli indici delle Borse mondiali. In tale scenario il titolo IREN cresce di circa il 28,4%, registrando la migliore performance fra i competitor più diretti.

Andamento Titolo Iren vs Competitors



Il titolo IREN a fine giugno 2017 si è attestato a 2,03 euro per azione, con volumi medi nel primo semestre dell'anno pari a circa 2,6 milioni di pezzi giornalieri.


Nello stesso periodo il prezzo medio è stato di 1,83 euro per azione avendo toccato il massimo dalla nascita di Iren (2,20 euro per azione) il 14 giugno ed il minimo dell'anno (1,54 euro per azione) il 4 gennaio.

Nei due grafici sottoriportati si evidenzia l'andamento del prezzo e dei volumi scambiati del titolo Iren nell'arco del primo semestre 2017.



Il coverage del titolo

Nel corso del primo semestre dell'anno il Gruppo IREN è stato seguito da otto broker: Banca IMI, Banca Akros, Equita, Fidentiis, Intermonte, KeplerCheuvreux e Mediobanca a cui si è aggiunto Main First che ha attivato la copertura a partire dal 23 gennaio.

The top half of the image features a vibrant yellow background with three overlapping, wavy, horizontal bands of varying shades of yellow, creating a sense of movement and depth. The bottom half of the image is a plain white background.

“Credo che avere la terra e non rovinarla sia
la più bella forma d'arte che si possa desiderare.”

ANDY WARHOL

Relazione sulla gestione
al 30 giugno **2017**

SCENARIO DI MERCATO

LO SCENARIO MACROECONOMICO

La crescita mondiale prosegue rapida, a un ritmo superiore alla media dei passati venticinque anni. Mentre USA e Cina rallentano l'Eurozona cresce del 2% annualizzato e la fiducia è ai massimi dal 2007, seppur con forti differenze di velocità tra i Paesi Membri. Il buon andamento della domanda interna, superiore a quello del PIL, deriva dagli effetti differiti del calo del prezzo del petrolio e delle misure monetarie iper-espansive della BCE, ma anche dai bilanci pubblici, che da molto restrittivi nel triennio 2012-14 sono diventati leggermente espansivi dal 2015. L'Italia, sia pure con ritmi di crescita più contenuti, si accoda all'andamento positivo europeo.

Nella sua ultima rilevazione l'ISTAT ha infatti rivisto al rialzo le precedenti stime sulla crescita del PIL del primo trimestre del 2017. Il PIL è aumentato dello 0,4% rispetto al trimestre precedente e dell'1,2% rispetto al corrispondente trimestre del 2016, ripresa consolidata dai consumi e dall'export.

A livello delle varie componenti della domanda aggregata la più dinamica risulta essere stata quella dei consumi privati, che hanno registrato una crescita dello 0,5% sul trimestre precedente e dell'1,2% su base annua.

Gli investimenti privati registrano una leggera flessione rispetto al trimestre precedente e un progresso del 2,3% rispetto al primo trimestre del 2016. Quest'ultimo incremento risente positivamente dell'onda lunga degli investimenti nei mezzi di trasporto, incoraggiati da alcune agevolazioni fiscali introdotte nella seconda metà del 2016.

Positivo invece è il contributo delle esportazioni che aggiungono uno 0,7% alla già solida performance di dicembre, registrando un +5,1% rispetto al primo trimestre del 2016. Buona parte di tale prestazione va ascritta alla favorevole dinamica del mercato di sbocco europeo per le esportazioni italiane.

L'incertezza politica su scala nazionale e mondiale costituisce il principale freno al pieno dispiegarsi del recupero economico sia su contesto italiano ed europeo che mondiale.

Le spese delle famiglie

La spesa delle famiglie sembra essersi stabilizzata nonostante la tendenza decrescente del livello del reddito disponibile in atto ormai da quattro trimestri.

La stabilità dei consumi, pur in presenza di una perdita nel potere d'acquisto delle famiglie, trova spiegazione nella contemporanea attenuazione del tasso di disoccupazione: nel periodo compreso fra novembre 2016 e aprile 2017 quest'ultimo, infatti, si è portato dall'11,9% all'11,5%.

Il parallelo miglioramento del tasso di inattività, in particolare per la fascia di età superiore ai 35 anni, ha indubbiamente favorito un miglioramento nel clima di fiducia.

Date le favorevoli prospettive circa la capacità da parte dell'economia di creare nuovi posti di lavoro, è ragionevole, quindi, attendersi che i consumi privati continueranno a stimolare la crescita del PIL. Sebbene si preveda che ciò avvenga in misura moderata, non sono tuttavia da escludersi incrementi più sostenuti.

Gli investimenti

Alcuni elementi sembrano indicare una prossima ripresa degli investimenti privati, in particolare da parte delle imprese del settore manifatturiero. Tuttavia, si cominciano anche a intravedere variazioni di contesto, che potrebbero tradursi in uno stimolo agli investimenti privati.

La debolezza degli investimenti, in una fase congiunturale caratterizzata da bassi tassi di interesse, rappresenta un paradosso che ha interessato, pressoché indistintamente, l'intero gruppo delle economie avanzate. Alla base di questa stagnazione si possono citare l'anemica crescita economica e la persistente riluttanza del sistema creditizio ad assumere rischi erogando prestiti (soprattutto laddove il peso delle sofferenze resta elevato) preferendo impieghi in attività sicure a basso rendimento.

I segnali di cambiamento che si possono percepire sono molteplici.

Innanzitutto, la crescita in Europa è tornata su livelli di gran lunga superiori a quelli previsti fino a poco tempo prima. È ormai un dato acquisito il sorpasso sugli Stati Uniti in termini di crescita. Ancora più significativo è il fatto che tale crescita mostra segni concreti di consolidamento, essendo sospinta dai consumi interni.

Nel contesto italiano, sono stati compiuti progressi rilevanti anche nella direzione di una stabilizzazione del settore bancario. Infatti, la creazione di meccanismi di risoluzione delle situazioni di inesigibilità dei crediti dovrebbe restituire fiducia circa la capacità del settore bancario di sostenere l'enorme onere dei prestiti in

sofferenza e di aumentare la disponibilità del credito, con ovvi positivi riflessi sul clima di fiducia di famiglie e imprese.

Infine, si segnala un certo dinamismo da parte delle imprese italiane sul fronte delle spese per investimenti, allo scopo di beneficiare delle misure di politica industriale previste a budget per il 2017, tra cui l'estensione degli incentivi fiscali e l'ampliamento dei loro ambiti per gli investimenti digitali (Piano Nazionale del MiSE Industria 4.0).

Esportazioni

Seppur mediamente in calo rispetto all'ultimo trimestre del 2016 - per via soprattutto di un rallentamento del mercato di sbocco statunitense - il dato tendenziale sulle esportazioni è ai livelli più alti degli ultimi anni, corrispondente a un tasso di crescita medio annuo del 10%. Ad oggi sono state principalmente le esportazioni destinate verso i mercati extra-europei a trainarne la buona performance.

Secondo quanto riportato sul più recente aggiornamento del *CPB World Trade Monitor* la domanda estera dovrebbe rimanere in generale sostenuta. L'indicatore segnala che, durante il primo trimestre, il commercio mondiale si è attestato su dei valori superiori di circa il 3-4% rispetto alla media del 2016 e che questo trend crescente è destinato a rafforzarsi.

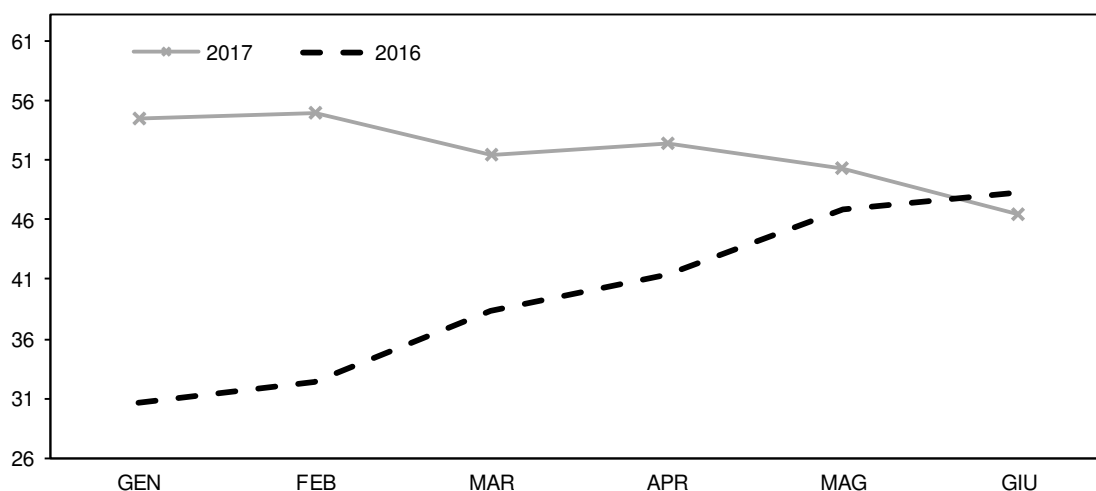
IL MERCATO PETROLIFERO

La media delle quotazioni spot del Brent *dated* nel periodo gennaio-giugno del 2017 si è attestata a 51,81 \$/bbl, in rialzo del 30% rispetto lo stesso periodo dell'anno 2016. D'altro canto, durante i primi sei mesi di quest'anno i prezzi hanno però mostrato un calo tendenziale dal mese di febbraio, partendo da 55,1 \$/bbl e raggiungendo quasi la soglia dei 40 \$/bbl nel mese di giugno.

La spinta al ribasso è stata dettata principalmente dai fondamentali del mercato petrolifero, che ha mostrato dati di stabilità dal lato della domanda, in particolare di quella statunitense, con la riduzione delle scorte che procede ancora molto lentamente. Dal punto di vista dell'offerta, *driver* principale del calo del Brent, la conferma del taglio da parte dell'OPEC di circa 1,8 Mbbl/giorno non ha dato i risultati sperati: la produzione nel mese di maggio è cresciuta infatti a livello complessivo trainata dall'aumento registrato in Nigeria e Libia, Paesi che non hanno obblighi di tetto produttivo.

DINAMICHE PREZZO BRENT

(\$/bbl)



Fonte: elaborazioni REF-E su dati Platts

IL MERCATO DELL'ENERGIA ELETTRICA

Domanda e offerta

Nel primo semestre 2017 la produzione di energia elettrica in Italia è stata pari a 136,95 TWh, in aumento rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente del 4,5%. La richiesta di energia elettrica, pari a 152,42 TWh, è stata soddisfatta per l'89% dalla produzione nazionale, grazie all'incremento di cui sopra, mentre per il rimanente 11% dalla produzione estera. A livello nazionale, la produzione termoelettrica è stata pari a 92,68 TWh, rappresentando un aumento del 9% rispetto al 2016, e ha rappresentato il 68% dell'offerta produttiva italiana; la produzione da fonte idroelettrica è stata pari a 19,87 TWh (-7,6% rispetto al 2016) rappresentandone il 15%, mentre la generazione da fonte geotermica, eolica e fotovoltaica è stata pari a 24,4 TWh (-0,5% rispetto al 2016) coprendo il 18% dell'offerta.

I consumi del periodo gennaio-giugno 2017 sono in leggero aumento rispetto all'anno precedente (+0,1%). Tale aumento è dato dagli incrementi della zona Nord (+3,5%) ed è compensato dai decrementi della zona sud (-8%), della zona Centro (-1,3%) e delle Isole (-0,2%).

Domanda e offerta di energia elettrica cumulata (GWh e variazioni tendenziali)

	fino a 30/06/2017	fino a 30/06/2016	Var. %
Domanda	152.419	152.335	0,1%
<i>Nord</i>	74.325	71.822	3,5%
<i>Centro</i>	44.370	44.977	-1,3%
<i>Sud</i>	20.488	22.271	-8,0%
<i>Isole</i>	13.236	13.265	-0,2%
Produzione netta	136.946	131.079	4,5%
<i>Idroelettrico</i>	19.874	21.509	-7,6%
<i>Termoelettrico</i>	92.675	85.046	9,0%
<i>Geotermoelettrico</i>	2.924	2.952	-1,0%
<i>Eolico e fotovoltaico</i>	21.473	21.572	-0,5%
<i>Consumo Pompaggi</i>	-1.338	-1.240	7,9%
Saldo estero	16.811	22.496	-25,3%

Fonte: Terna

Prezzi Mercato del Giorno Prima (MGP)

Nel primo semestre 2017 i prezzi zonal vedono un forte aumento generale (+34%) rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente mostrando un aumento in tutte le zone.

Nel primo trimestre, in seguito alla riduzione delle importazioni estere (in particolare dalla Francia) per mezzo del *Market Coupling*, si è registrato un prezzo medio nella zona Nord di 59,53 €/MWh (CCT medio - 5,95 €/MWh). La zona Nord in tale trimestre registra anche il valore di prezzo medio mensile più alto all'interno del periodo (78,19 €/MWh nel mese di Gennaio).

Le zone ad aver registrato un aumento maggiore sono dunque quella Nord (+44%) e Centro-Nord (+37%). Le altre zone (Centro-Sud, Sud e Sardegna) registrano un aumento del 30%.

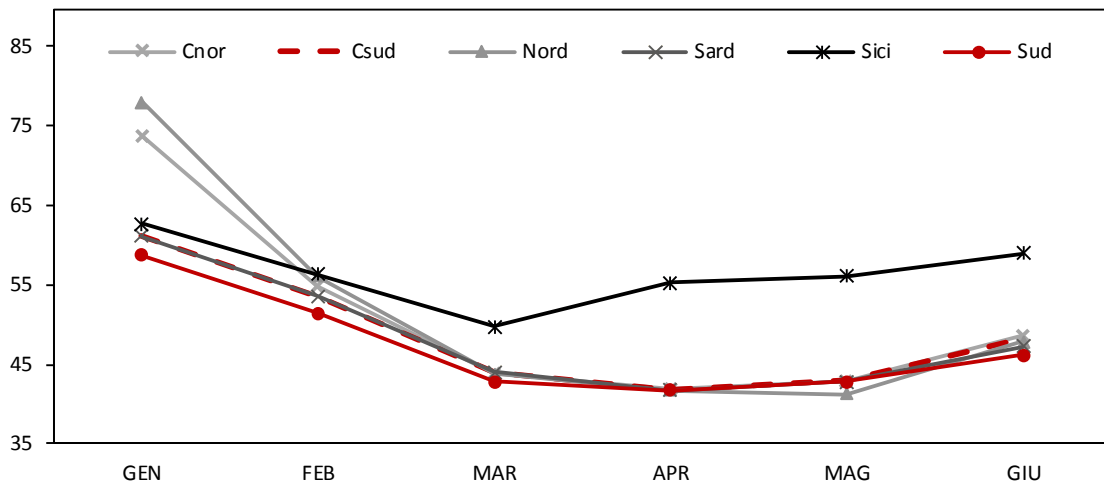
I prezzi zonal risultano sempre più allineati fra loro, ad eccezione della Sicilia che, negli ultimi mesi, ha registrato un prezzo molto più alto di quelli di altre zone.

Il Prezzo Unico Nazionale ha in conseguenza registrato un rialzo medio nel semestre del 38%, attestandosi ad un valore medio di 51,2 €/MWh.

Tale aumento si è riscontrato in particolar modo nel mese di febbraio, dove il rialzo rispetto all'anno precedente è stato del 48%; nel secondo trimestre (aprile-giugno), l'aumento maggiore si è riscontrato nel mese di aprile, dove il rialzo rispetto all'aprile 2016 è stato del 34%.

DINAMICHE PREZZI ZONALI ITALIANI 2017

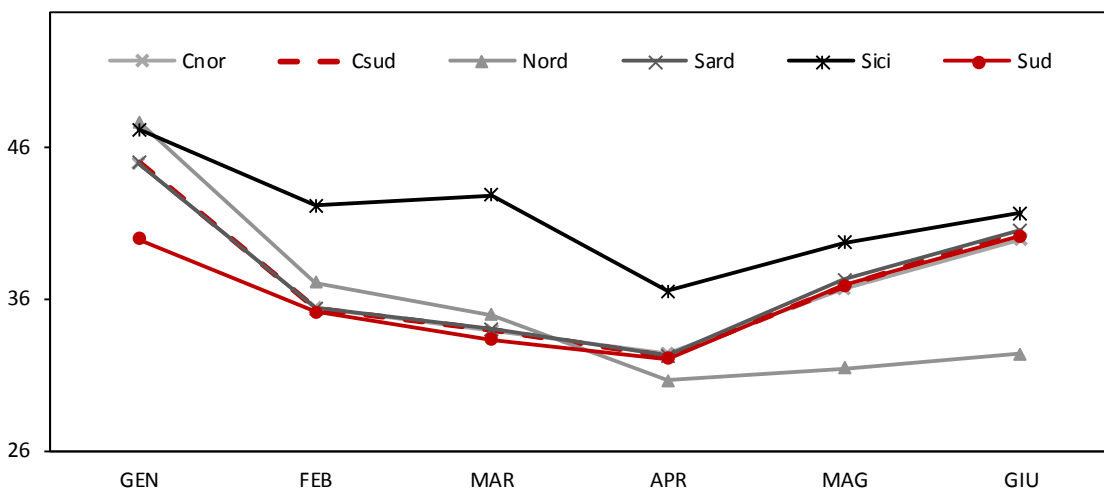
(€/MWh)



Fonte: elaborazioni REF-E su dati GME

DINAMICHE PREZZI ZONALI ITALIANI 2016

(€/MWh)



Fonte: elaborazioni REF-E su dati GME

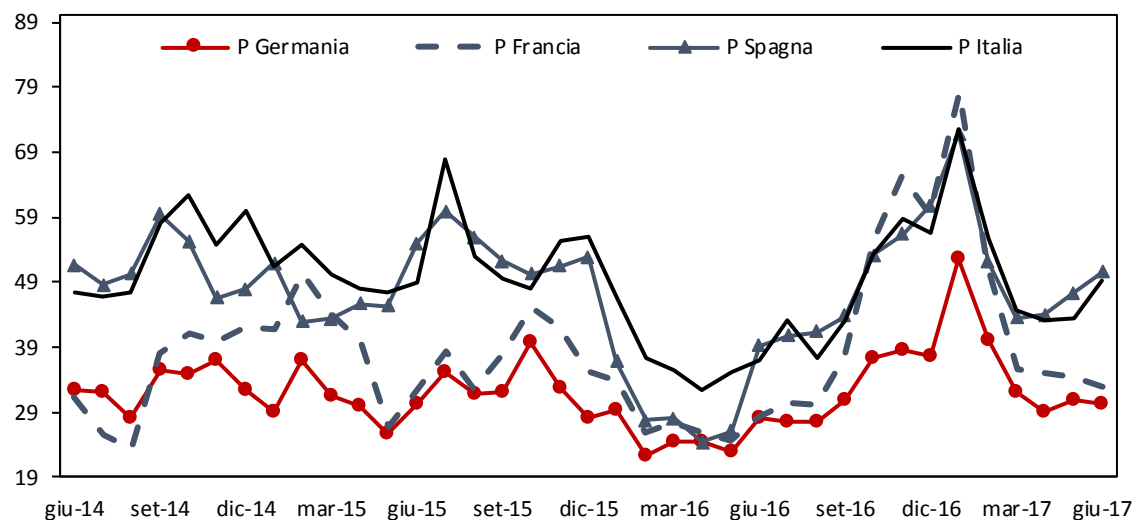
Andamenti delle principali borse europee

Le borse elettriche europee hanno espresso, nel periodo gennaio-giugno 2017, un prezzo medio di 43,71 €/MWh in netto aumento rispetto all'anno precedente (+59%) con un differenziale negativo rispetto al PUN di 7,46 €/MWh (in diminuzione rispetto ai 9,57 €/MWh del primo semestre 2016).

I dati del secondo trimestre, in particolare, si confermano complessivamente in rialzo rispetto all'anno precedente, stabilizzandosi su livelli notevolmente più alti rispetto allo stesso periodo del 2016.

DINAMICHE PREZZI ELETTRICI EUROPEI

(€/MWh)



Fonte: elaborazioni REF-E su dati Borse Europee

Future del PUN Baseload su EEX

La tabella seguente mostra il confronto tra i prezzi *future* medi dei prodotti disponibili per il primo semestre 2017 riferiti al Prezzo Unico Nazionale, mostrando progressive variazioni al rialzo. Il Q3-17 e il Q4-17 si sono progressivamente apprezzati durante l'ultimo semestre, mostrando rispettivamente una crescita di +3,7 €/MWh e +0,9 €/MWh. Al contrario, il Q1-18 ha compiuto il percorso opposto nel secondo trimestre, con una variazione di -0,9 €/MWh. I future annuali invece sono rimasti abbastanza stabili, registrando solamente un modesto aumento nell'ultimo mese del semestre, rispettivamente attestandosi nel secondo trimestre a 43,7 €/MWh, 43,8 €/MWh e 44,2 €/MWh. Ponendo l'analisi rispetto al secondo trimestre dello scorso anno i *future* mensili, trimestrali e annuali hanno comunque riportato valori nettamente più alti.

apr-17 Futures		mag-17 Futures		giu-17 Futures	
mensili	€/MWh	mensili	€/MWh	mensili	€/MWh
mag-17	42,5	giu-17	43,8	lug-17	49,4
giu-17	42,9	lug-17	47,2	ago-17	54,5
lug-17	45,5	ago-17	53,3	set-17	48,4
trimestrali		trimestrali		trimestrali	
Q3 17	48,2	Q3 17	50,0	Q3 17	51,0
Q4 17	48,4	Q4 17	48,9	Q4 17	49,3
Q1 18	48,3	Q1 18	48,2	Q1 18	47,4
annuali		annuali		annuali	
Y1 18	43,7	Y1 18	43,8	Y1 18	44,2

Fonte: Reuters su dati EEX

IL MERCATO DEL GAS NATURALE

Domanda e offerta

Nei primi sei mesi del 2017 continuano a rafforzarsi i consumi di gas rispetto a quanto registrato per lo stesso periodo negli ultimi tre anni. In particolare rispetto all'anno scorso il semestre ha segnato +10%, trainato dal continuo aumento registrato nel comparto termoelettrico (+22%), industriale (+6%) e, seppure in quota minore, dei consumi residenziali (+4%).

Impieghi e fonti di gas naturale nel periodo gennaio-giugno 2017 e confronto con gli anni precedenti

GAS PRELEVATO (Mld mc)*	2017	2016	2015	Var % 2017 vs 2016	Var % 2016 vs 2015
Usi Industriali	7,2	6,8	6,6	6,4%	2,6%
Usi Termoelettrici	12,3	10,1	9,2	21,7%	9,6%
Impianti di distribuzione	18,5	17,7	18,5	4,4%	-4,1%
Rete terzi e consumi di sistema / <i>line pack</i>	1,2	1,1	0,9	2,1%	21,2%
Totale prelevato	39,2	35,7	35,2	9,6%	1,4%

*Valori cumulati al 30 giugno

Fonte: elaborazioni REF-E su dati SRG

GAS IMMESSO (Mld mc)*	2017	2016	2015	Var % 2017 vs 2016	Var % 2016 vs 2015
Importazioni	35,5	31,3	29,5	13,1%	6,1%
Produzione nazionale	2,6	2,7	3,2	-6,1%	-15,0%
Stoccaggi	1,1	1,6	2,5	-31,3%	-33,7%
Totale immesso (inclusi stoccaggi)	39,2	35,7	35,2	9,6%	1,4%
Capacità massima	63,0	63,4	63,0		
Load factor	56,2%	49,5%	46,9%		

*Valori cumulati al 30 giugno

Fonte: elaborazioni REF-E su dati SRG

L'aumento della domanda residenziale rispetto ai primi sei mesi del 2016 è riconducibile a temperature più basse sia nel mese di gennaio sia nel periodo compreso tra la fine del mese di aprile e l'inizio del mese di maggio. Tale periodo è stato infatti caratterizzato da circa 1,5°C in meno rispetto alle medie stagionali comportando così un aumento di circa 0,8 Mld mc consumati rispetto allo stesso periodo dell'anno scorso. Risultano ancora in crescita anche i consumi industriali di 0,4 Mld mc, segno di una continua, seppur leggera, ripresa economica.

Tuttavia, il contributo principale di crescita è segnato dagli usi termoelettrici: rispetto al primo semestre 2016 tale domanda è aumentata di 2,2 Mld mc. Tale crescita è spiegata da tre fattori che si sono susseguiti negli ultimi sei mesi: l'indisponibilità del parco nucleare francese nel mese di gennaio e, di conseguenza, della riduzione dell'import dalla Francia che ha condotto ad un maggior spazio per la produzione di energia elettrica da gas naturale; una maggior competitività dei cicli a gas rispetto a quelli a carbone, soprattutto nel secondo trimestre del 2017; la ridotta produzione idroelettrica sia in Francia con conseguente riduzione dell'import, sia in Italia nel periodo primaverile.

Per quanto riguarda l'offerta, le importazioni dall'estero guadagnano oltre 4 Mld mc rispetto ai primi sei mesi del 2016, stimolate dall'aumento delle importazioni da tutti i punti di entrata nazionale connessi con l'estero, (eccetto Gela, che segna -3%): Passo Gries (+48%), Gas Naturale Liquefatto (LNG) (+25%), Mazara (+16%) e Tarvisio (+5%).

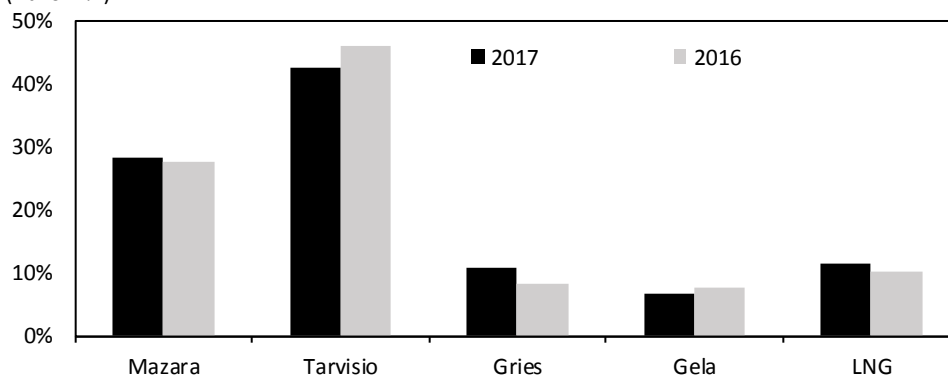
Di contro, la produzione nazionale segna un rallentamento (-6,1%) con un saldo dei sistemi di stoccaggio (erogazioni +/immissioni -) anch'esso in calo di -0,12 mld/mc.

Sebbene le erogazioni siano state più alte a gennaio e a febbraio dell'anno corrente, le immissioni risultano molto più consistenti e in anticipo rispetto al 2016, comportando così una diminuzione del saldo dei sistemi di stoccaggio.

L'import da Tarvisio (legato principalmente alle forniture russe) mantiene la maggior market share, con una quota del 43% sul totale. I restanti volumi importati invece provengono per il 28% da Mazara, l'11% da Gries (Nord Europa), l'11% da LNG (principalmente dal rigassificatore di Rovigo/punto d'entrata Cavarzere - Qatar) ed infine il 7% da Gela (Libia).

Importazioni per punto d'entrata sul totale*

(Valori %)



(*) Valori cumulati al 31 dicembre 2016

Fonte: elaborazioni REF-E su dati SRG

Prezzi ingrosso gas

Nei primi sei mesi del 2017 i prezzi all'ingrosso del gas naturale europeo registrano un deciso rialzo rispetto allo stesso periodo del precedente esercizio. La causa principale di tale risalita è dovuta alla crescita complessiva della domanda europea, guidata principalmente dall'aumento dei consumi termoelettrici e dall'esigua disponibilità di carichi LNG presso i terminali nord-europei soprattutto nel periodo invernale.

Il TTF, prezzo hub olandese, nel 2017 registra per il primo semestre un valore medio delle quotazioni spot di 17,08 €/MWh, in aumento del 30% rispetto allo stesso semestre del 2016. Il CEGH austriaco, nel 2017, si attesta nei primi sei mesi ad un valore medio di 18,08 €/MWh. Infine, il PSV continua a rimanere un mercato a premio rispetto agli altri hub nord-europei, segnando, durante il semestre appena trascorso, un prezzo di 19,47 €/MWh, in crescita del 32% rispetto allo stesso periodo del 2017. Lo spread tra PSV e TTF è inoltre aumentato, passando da +1,68 €/MWh (primo semestre del 2016) a +2,39 €/MWh (primo semestre del 2017).

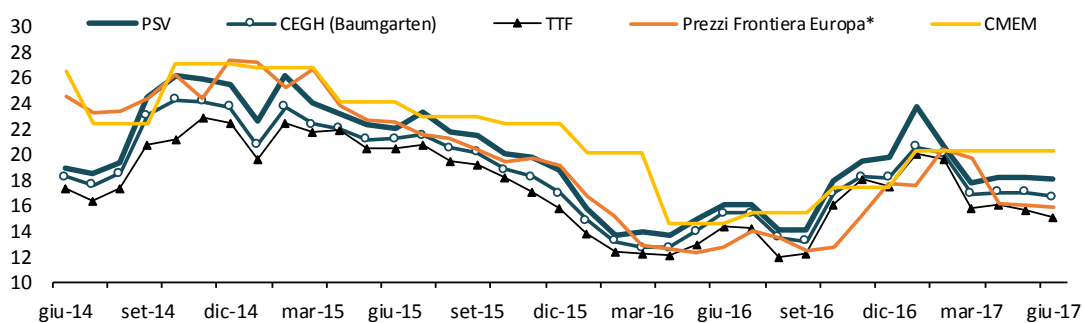
Nel mercato italiano, il prezzo di sbilanciamento medio del primo semestre del 2017 è di 19,75 €/MWh, in aumento rispetto allo stesso periodo del 2016 del 34%.

La c.d. "componente CMEM", intesa a riflettere il costo di approvvigionamento del gas nel prezzo al mercato tutelato, definita da AEEGSI sulla base delle quotazioni *forward* del TTF, riflette l'incremento sopracitato, risultando pari a 20,26 €/MWh.

Nel primo semestre del 2017 i prezzi alla frontiera, ancora in parte oil-linked, presentano una crescita, rispetto allo stesso periodo del 2016, del 28% frutto essenzialmente della ripresa delle quotazioni del petrolio.

Prezzi all'ingrosso in Europa

(€/MWh)



Ultimo dato 30 giugno 2017

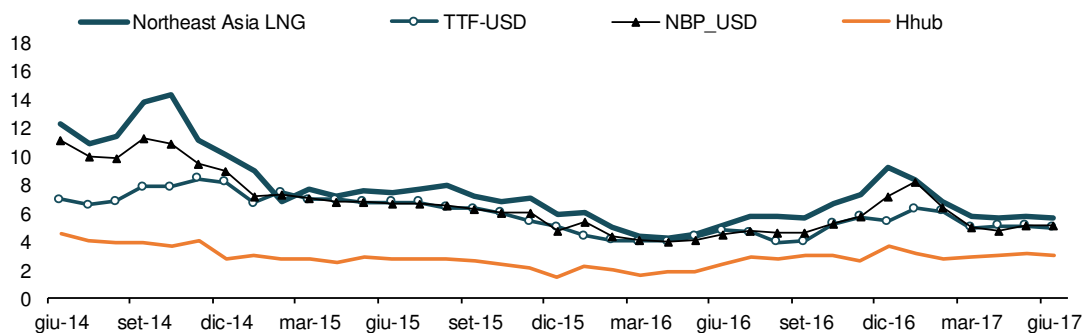
Fonte: elaborazioni REF-E su dati Platts-WGI

Guardando ai mercati internazionali, l'offerta risulta in crescita principalmente in Australia e negli Stati Uniti, mentre quella del principale produttore, il Qatar, è stabile, anche dato il recente embargo. La domanda mostra però una crescita più sostenuta rispetto all'offerta, soprattutto nel *far-east*, dove politiche di *switching* dal carbone al gas e la riduzione della produzione di energia nucleare sostengono l'arrivo di carichi GNL.

Questi fattori spiegano quindi l'aumento dei prezzi spot asiatici nel primo semestre del 2017, rispetto al medesimo periodo del 2016, che segna una media pari a 6,3 \$/MMBtu, in crescita del 28%. Anche nell'Europa del sud e in Gran Bretagna i prezzi hub del semestre sono in leggero aumento rispetto al semestre precedente (5,8 \$/MMBtu nel primo semestre del 2017 contro i 4,4 \$/MMBtu nel primo semestre del 2016), come anche per il mercato americano del gas, l'*Henry Hub*, che si attesta a 3 \$/MMBtu.

Prezzi LNG

(\$/MBtu)



Ultimo dato 30 giugno 2017

Fonte: elaborazioni REF-E su dati Platts-WGI

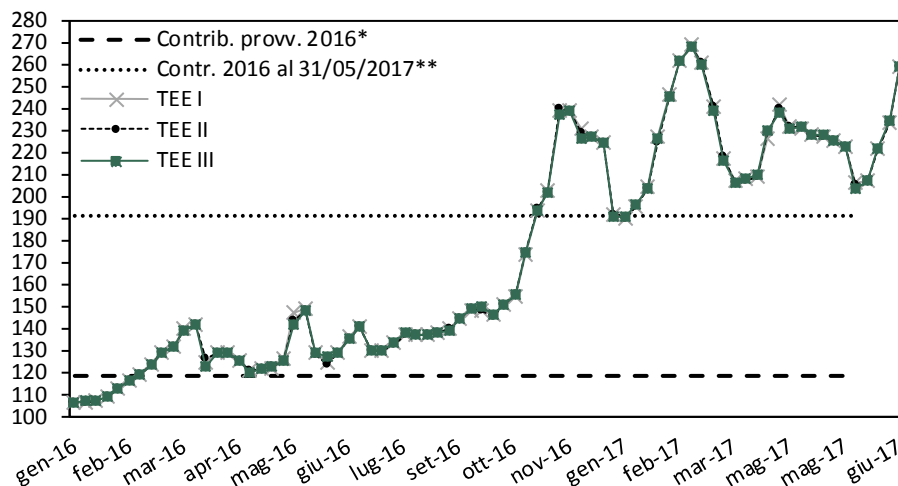
CERTIFICATI BIANCHI (TEE)

Andamento del mercato

Nel primo semestre del 2017, i prezzi dei Titoli di Efficienza Energetica (TEE) scambiati in borsa hanno registrato un sostanziale aumento, toccando nel mese di febbraio punte di prezzo mai viste in precedenza, con picchi sui 270 €/TEE. Da inizio anno il mercato si mantiene saldamente sopra i 190 €/TEE, con prezzi nuovamente in forte rialzo dall'inizio di giugno.

TEE: PREZZI DI BORSA E CONTRIBUTO TARIFFARIO

(€/TEE)



* AEEGSI, DMEG/EFR/11/2016. ** Calcolo REF-E su dati GME, ultima quotazione 31/05/2017

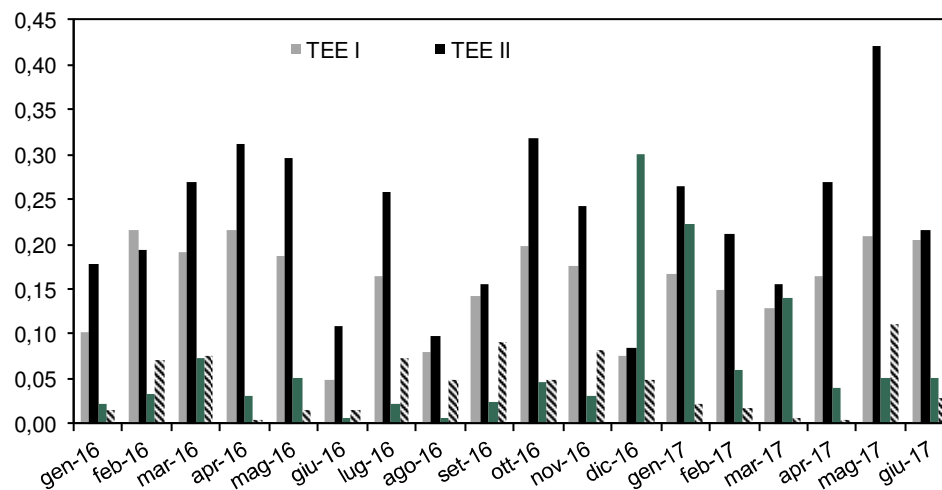
Fonte: elaborazioni REF-E su dati GME, AEEGSI

In termini di volumi complessivi scambiati in borsa, risultano in aumento, rispetto al primo semestre del 2016, i certificati di tipo I, II e III. In particolar modo i titoli di tipo III mostrano un marcato rialzo (soprattutto nei primi tre mesi dell'anno), così come i titoli di tipo II, che nel mese di maggio hanno raggiunto i 400.000 TEE scambiati.

Sul semestre invece si evidenzia un trend calante, passando dai 652.000 TEE di gennaio ai 470.000 TEE di giugno. L'unico rialzo, prima della chiusura dell'anno d'obbligo, si è avuto nel mese di maggio, con 681.000 TEE.

VOLUMI MENSILI IN BORSA TEE

(Milioni di TEE)



Volumi mensili da inizio 2016

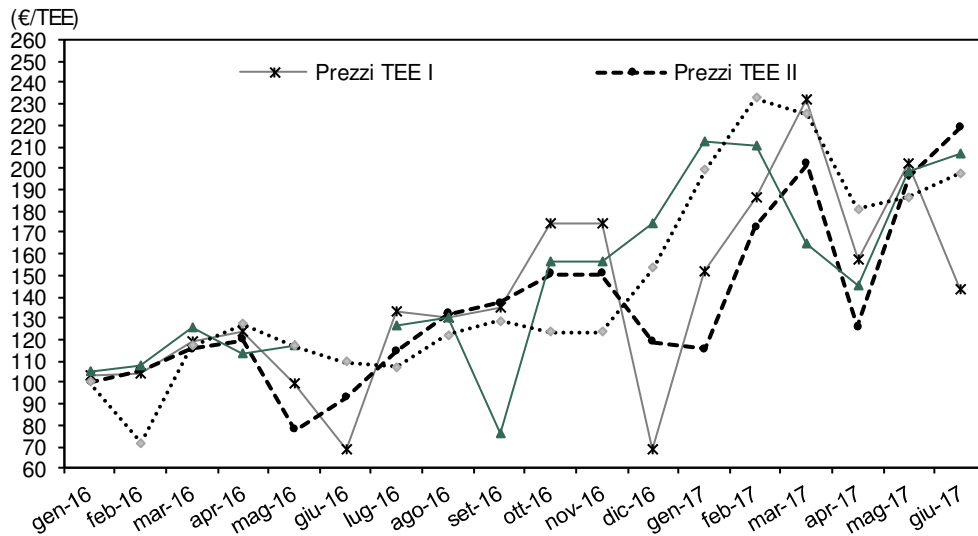
Fonte: elaborazioni REF-E su dati GME

Sul mercato OTC i prezzi nel periodo gennaio-giugno 2017 sono caratterizzati da andamenti altalenanti. I TEE di tipologia I, II e II-CAR hanno presentato aumenti progressivi fino a marzo, subendo poi un calo nel mese di aprile, e riassetandosi attorno ai 200 €/TEE nel mese di maggio. I prezzi della tipologia III invece hanno seguito un percorso inverso, segnando un calo fino al mese di aprile per poi salire velocemente nel mese di maggio riguardando anch'essi i 200 €/TEE.

Nel mese di giugno, con l'inizio dell'anno d'obbligo, i prezzi sono calati sensibilmente per i TEE di tipo I, mentre sono risultati in aumento per le altre tipologie.

In generale comunque per tutte le tipologie si riscontrano prezzi più alti rispetto allo stesso periodo del 2016. Gli aumenti sfiorano anche il 90% per quanto riguarda la tipologia II-CAR. In particolare, i prezzi massimi dei TEE di tipologia I sono balzati a 231,93 €/TEE (marzo), quelli di tipologia II a 219,5 €/TEE (giugno), quelli di tipologia II-CAR a 232,83€/TEE (febbraio) e infine quelli di tipologia III a 212 €/TEE (gennaio).

PREZZI MENSILI OTC TEE



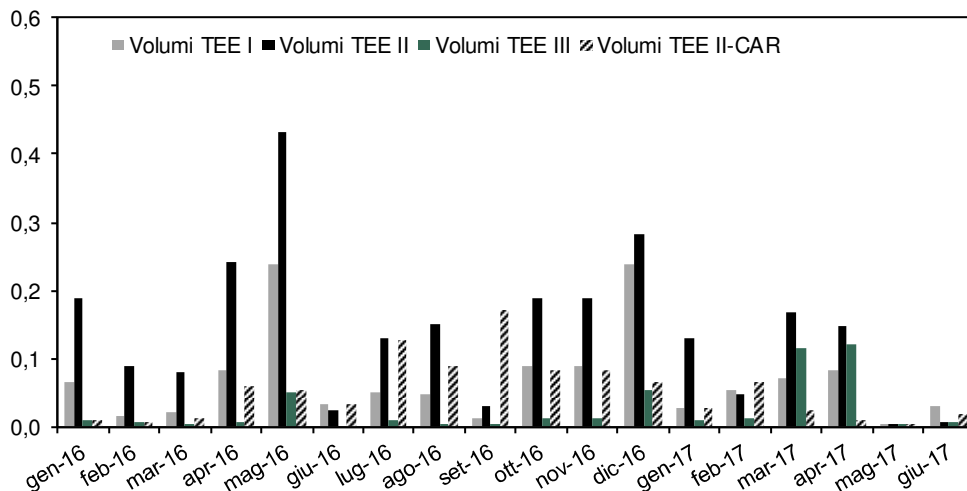
Prezzi mensili da inizio anno 2016

Fonte: elaborazioni REF-E su dati GME

Per quanto riguarda i volumi mensili OTC nei primi sei mesi dell'anno corrente, si è registrato un calo a inizio anno, con una marcata ripresa in aprile e maggio, affievolita a chiusura dell'anno d'obbligo a giugno, toccando quota 60.000 TEE.

VOLUMI MENSILI OTC TEE

(Milioni di TEE)



Volumi mensili da inizio anno 2016

Fonte: elaborazioni REF-E su dati GME, AEEGSI

FATTI DI RILIEVO DEL PERIODO

Conversione di azioni di risparmio Iren S.p.A. in azioni ordinarie da parte di FCT Holding S.p.A. e successiva cessione

In data 2 marzo 2017 FCT Holding S.p.A. ha comunicato di avere concluso la cessione di 14.001.986 azioni ordinarie, pari all'1,18% del capitale sociale ordinario di Iren S.p.A.. Ad esito della cessione, FCT Holding S.p.A. detiene una partecipazione pari al 6,308% del capitale sociale di Iren.

Le azioni cedute conseguono dalla conversione da azioni di risparmio in ordinarie, entro la data di regolamento dell'Offerta, in ottemperanza con la procedura di conversione indicata all'art. 6.9 dello Statuto di Iren.

Ciò premesso, il capitale sociale di Iren S.p.A. risulta pertanto attualmente rappresentato da n. 1.195.727.663 azioni ordinarie con diritto di voto e da n. 80.498.014 azioni di risparmio prive del diritto di voto, tutte del valore nominale di 1,00 (uno) euro cadauna.

Finanziamento BEI per gli investimenti di ammodernamento e sviluppo della rete di distribuzione elettrica

Il 28 marzo 2017 Iren S.p.A ha sottoscritto un contratto di finanziamento con la Banca europea degli investimenti (BEI) per complessivi 75 milioni di euro, utilizzabili in più tranches, con una durata fino a 15 anni. Il finanziamento riconosciuto ad Iren, dopo l'esito positivo del lavoro di istruttoria economica e tecnica effettuato dalla BEI, è destinato a sostenere sia il Piano d'investimenti 2017-2021 di IRETI relativo ai progetti di sviluppo e ammodernamento delle reti elettriche, aventi caratteristiche di sostenibilità ambientale, sia le attività di Ricerca e Sviluppo connesse a tali progetti. Il programma di investimenti si concentra in particolare sulla riqualificazione degli impianti esistenti e sulla sostituzione dei contatori elettrici con apparecchi di seconda generazione. Tale finanziamento rafforza il profilo finanziario del Gruppo e consolida la collaborazione con la BEI portando la quota dei finanziamenti BEI, in forma diretta e garantita, a circa un terzo del debito totale consolidato.

Assemblea degli Azionisti di IREN S.p.A.

L'Assemblea Ordinaria degli Azionisti di IREN S.p.A. ha approvato in data 20 aprile 2017 il Bilancio della Società relativo all'esercizio 2016, la Relazione sulla gestione 2016, la prima sezione della Relazione sulla remunerazione 2016 ed ha deliberato la distribuzione di un dividendo di 0,0625 euro per azione, confermando quanto proposto dal Consiglio di Amministrazione.

Il dividendo di 0,0625 euro per ciascuna azione ordinaria e di risparmio è stato messo in pagamento a partire dal 21 giugno 2017 (stacco cedola il 19 giugno 2017 e record date il 20 giugno 2017).

Fusione per incorporazione di GEA Commerciale S.p.A. in Salerno Energia Vendite S.p.A.

Il 16 maggio 2017 è stato sottoscritto l'atto di fusione per incorporazione della controllata GEA Commerciale nella sua collegata Salerno Energia Vendite, a valle dell'accordo quadro già sottoscritto da Salerno Energia Holding S.p.A. e IREN Mercato S.p.A. il 6 luglio 2016.

A seguito della fusione, la struttura dell'azionariato di Salerno Energia Vendite vede IREN Mercato al 50%, Salerno Energia Holding al 48,8% e Gestione Servizi Comunali per il residuo 1,2%. La governance della società consente al Gruppo di consolidare integralmente Salerno Energia Vendite come risultante a valle dell'incorporazione.

Il portafoglio cumulato delle due entità, attive nella vendita di gas naturale, è pari a circa 115.000 clienti, dislocati in aree geografiche di interesse: nelle province di Grosseto in Toscana, Frosinone nel Lazio, e in quasi tutte le province campane, oltre che in alcuni Comuni delle Regioni Basilicata e Calabria.

L'operazione si inserisce all'interno del percorso di razionalizzazione societaria delineato nel piano industriale e, oltre a contribuire al raggiungimento dei target di crescita della base clienti in esso indicati, permetterà sia l'estrazione di importanti sinergie che la possibilità di offrire dei servizi ad alto valore aggiunto e contratti dual fuel, allargando il bacino territoriale di riferimento attraverso campagne di marketing mirate all'acquisizione di nuovi clienti ed alla fidelizzazione di quelli attuali.

L'operazione rientra nell'esenzione prevista dall'articolo 6 Regolamento Interno in materia di Operazioni con Parti Correlate approvato dal Consiglio di Amministrazione di IREN S.p.A., non essendo stati ravvisati, in relazione alla fattispecie concreta, interessi significativi di altre parti correlate di IREN S.p.A.

SITUAZIONE ECONOMICA, PATRIMONIALE E FINANZIARIA DEL GRUPPO IREN

Situazione economica

CONTO ECONOMICO DEL GRUPPO IREN

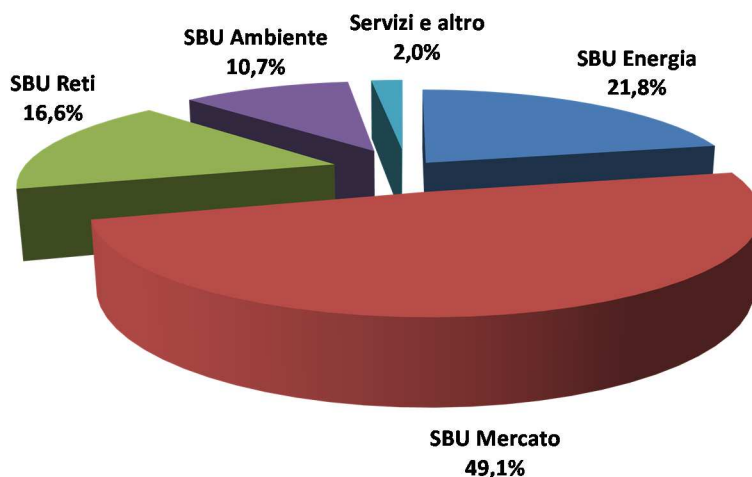
	migliaia di euro		
	Primo semestre 2017	Primo semestre 2016 Rideterminato (*)	Var. %
Ricavi			
Ricavi per beni e servizi	1.701.170	1.439.272	18,2
Variazione dei lavori in corso	(4.707)	923	(**)
Altri proventi	117.069	115.033	1,8
Totale ricavi	1.813.532	1.555.228	16,6
Costi operativi			
Costi materie prime sussidiarie di consumo e merci	(606.837)	(456.748)	32,9
Prestazioni di servizi e godimento beni di terzi	(549.204)	(472.733)	16,2
Oneri diversi di gestione	(40.961)	(34.358)	19,2
Costi per lavori interni capitalizzati	11.637	10.130	14,9
Costo del personale	(185.900)	(184.444)	0,8
Totale costi operativi	(1.371.265)	(1.138.153)	20,5
MARGINE OPERATIVO LORDO	442.267	417.075	6,0
Ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni			
Ammortamenti	(154.621)	(146.092)	5,8
Accantonamenti e svalutazioni	(29.901)	(32.122)	(6,9)
Totale ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni	(184.522)	(178.214)	3,5
RISULTATO OPERATIVO	257.745	238.861	7,9
Gestione finanziaria			
Proventi finanziari	16.154	13.135	23,0
Oneri finanziari	(56.428)	(65.983)	(14,5)
Totale gestione finanziaria	(40.274)	(52.848)	(23,8)
Risultato di partecipazioni contabilizzate con il metodo del patrimonio netto	4.541	705	(**)
Rettifica di valore di partecipazioni	8.572	16.694	(48,7)
Risultato prima delle imposte	230.584	203.412	13,4
Imposte sul reddito	(72.673)	(70.454)	3,1
Risultato netto delle attività in continuità	157.911	132.958	18,8
Risultato netto da attività operative cessate	-	-	-
Risultato netto del periodo	157.911	132.958	18,8
attribuibile a:			
- Utile (perdita) di pertinenza del Gruppo	145.123	121.436	19,5
- Utile (perdita) di pertinenza di terzi	12.788	11.522	11,0

(*) Come previsto dall'IFRS 3, con il completamento della Purchase Price Allocation, i saldi economici del primo semestre 2016 sono stati rideterminati per tenere conto, alla data di acquisizione, del fair value definitivo delle attività e passività acquisite di TRM Holding, TRM V, TRM, ATENA e ATENA Trading. Per maggiori dettagli si rinvia al paragrafo "Contenuto e forma del Bilancio Semestrale Abbreviato Consolidato" delle Note Illustrative.

(**) Variazione superiore al 100%

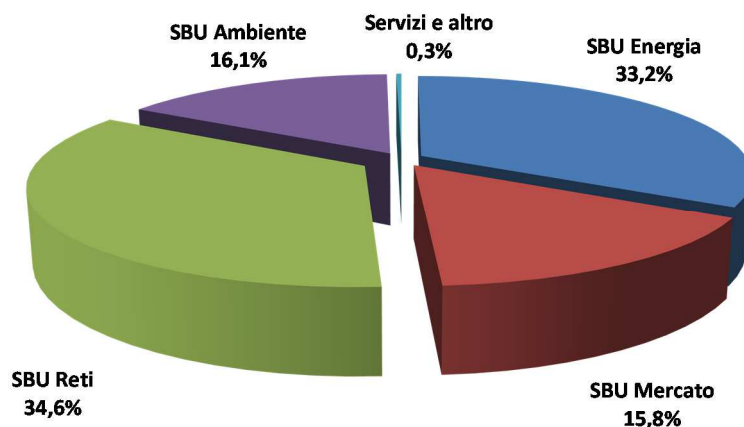
Ricavi

Al 30 giugno 2017 il Gruppo Iren ha conseguito ricavi per 1.814 milioni di euro in aumento del 16,6% rispetto agli 1.555 milioni di euro del primo semestre 2016. L'incremento registrato è da ricondursi prevalentemente alla variazione dei prezzi dell'energia elettrica ai maggiori quantitativi venduti oltre all'ampliamento del perimetro di consolidamento: Gruppo Atena Vercelli a far data dal maggio 2016 e, a partire dal 1° gennaio 2017, alla gestione del servizio idrico integrato nei Comuni in precedenza gestiti da SAP-Società Acque Potabili, a REI società attiva nello smaltimento rifiuti e Salerno Energia Vendite dal 1° maggio 2017.



Margine Operativo Lordo

Il margine operativo lordo ammonta a 442 milioni di euro in aumento del 6,0% rispetto ai 417 milioni di euro del primo semestre 2016. Al miglioramento del margine hanno concorso, in misura diversa, tutte le business unit con la sola eccezione della business unit Mercato per effetto di uno scenario energetico particolarmente favorevole e non replicabile che aveva caratterizzato il primo semestre 2016.



Risultato operativo

Il risultato operativo è pari a 258 milioni di euro in miglioramento del 7,9% rispetto ai 239 milioni di euro del primo semestre 2016 rideterminato. La dinamica del margine operativo lordo è parzialmente assorbita da maggiori ammortamenti per circa 8,5 milioni di euro, in parte compensati da minori accantonamenti e svalutazioni per 2,2 milioni.

Oneri e Proventi finanziari

Le componenti economiche di natura finanziaria esprimono un saldo di oneri finanziari netti di 40,3 milioni di euro (52,8 milioni di euro nel primo semestre 2016). La significativa diminuzione rispetto al periodo comparativo consegue, da un lato, alla diminuzione del costo medio del debito e del livello di indebitamento lordo, e dall'altro agli oneri di attualizzazione fondi e alla variazione di fair value di alcune posizioni marginali di derivati di copertura non in hedge accounting, influenzati dall'andamento dei tassi di interesse.

Risultato di collegate contabilizzate con il metodo del patrimonio netto

Il risultato di società collegate contabilizzate con il metodo del patrimonio netto ammonta a +4,5 milioni di euro (+0,7 milioni nel primo semestre 2016). La variazione positiva fra i periodi in analisi (+3,8 milioni) è principalmente imputabile ai risultati del gruppo ASTEA, influenzati dalla plusvalenza realizzata a seguito della cessione del controllo della società di vendita, e dall'utile del gruppo ASA, parzialmente compensati dalla variazione dei risultati di altre società valutate ad equity.

Nel periodo di confronto la voce comprendeva il risultato pro-quota di ATENA, consolidata integralmente a partire da maggio 2016.

Rettifica di valore di partecipazioni

La voce è positiva (+8,6 milioni di euro) e si riferisce alla rideterminazione al fair value, alla data di acquisizione del controllo, dell'interessenza di minoranza detenuta in Salerno Energia Vendite.

Nel primo semestre 2016 la voce si attestava a +16,7 milioni di euro e comprendeva, da un lato, l'effetto della rideterminazione al fair value dell'interessenza di minoranza detenuta al 31 dicembre 2015 in TRM V. in ragione del valore di acquisizione delle quote di controllo (10,5 milioni) e, dall'altro, la differenza fra il fair value delle attività nette acquisite del gruppo ATENA e il costo di acquisizione delle stesse (6,2 milioni).

Risultato prima delle imposte

Per effetto delle dinamiche sopra indicate il risultato consolidato prima delle imposte si attesta a 230,6 milioni di euro, in aumento rispetto ai 203,4 milioni di euro del primo semestre 2016 (+13,4%).

Imposte sul reddito

Le imposte sul reddito del periodo sono pari a 72,7 milioni, con un aumento del 3,1% rispetto allo stesso periodo del 2016, in correlazione al maggior risultato ante imposte. Il tax rate effettivo è del 31,5% (34,6% nel periodo comparativo) e rappresenta una stima, ad oggi, dell'incidenza del costo per imposte dell'anno 2017. Il decremento del tax rate è dovuto soprattutto alla riduzione dell'aliquota nominale IRES dal 27,5% al 24% prevista dalla Legge di Stabilità 2016 a decorrere dal 1° gennaio 2017.

Situazione patrimoniale e finanziaria

STATO PATRIMONIALE RICLASSIFICATO DEL GRUPPO IREN

	migliaia di euro		
	30.06.2017	31.12.2016 Rideterminato (*)	Var. %
Attivo immobilizzato	5.226.099	5.232.897	(0,1)
Altre attività (Passività) non correnti	(159.015)	(148.513)	7,1
Capitale circolante netto	199.308	170.991	16,6
Attività (Passività) per imposte differite	63.455	57.899	9,6
Fondi rischi e Benefici ai dipendenti	(549.677)	(561.622)	(2,1)
Attività (Passività) destinate a essere cedute	522	2.498	(79,1)
Capitale investito netto	4.780.692	4.754.150	0,6
Patrimonio netto	2.377.636	2.297.043	3,5
<i>Attività finanziarie a lungo termine</i>	<i>(51.113)</i>	<i>(49.950)</i>	<i>2,3</i>
<i>Indebitamento finanziario a medio e lungo termine</i>	<i>2.894.187</i>	<i>2.967.471</i>	<i>(2,5)</i>
Indebitamento finanziario netto a medio lungo termine	2.843.074	2.917.521	(2,6)
<i>Attività finanziarie a breve termine</i>	<i>(782.559)</i>	<i>(860.245)</i>	<i>(9,0)</i>
<i>Indebitamento finanziario a breve termine</i>	<i>342.541</i>	<i>399.831</i>	<i>(14,3)</i>
Indebitamento finanziario netto a breve termine	(440.018)	(460.414)	(4,4)
Indebitamento finanziario netto	2.403.056	2.457.107	(2,2)
Mezzi propri ed indebitamento finanziario netto	4.780.692	4.754.150	0,6

(*) Come previsto dall'IFRS 3, con il completamento della Purchase Price Allocation, i saldi patrimoniali al 31 dicembre 2016 sono stati rideterminati per tenere conto, alla data di acquisizione, del fair value definitivo delle attività e passività acquisite di ATENA e ATENA Trading. Per maggiori dettagli si rinvia al paragrafo "Contenuto e forma del Bilancio Semestrale Abbreviato Consolidato" delle Note Illustrative.

Nel seguito sono commentate le principali dinamiche patrimoniali del primo semestre 2017.

L'attivo immobilizzato al 30 giugno 2017 ammonta a 5.226 milioni di euro, sostanzialmente in linea rispetto al 31 dicembre 2016, quando si attestava a 5.233 milioni (-7 milioni). La variazione consegue essenzialmente agli investimenti tecnici del periodo (+103 milioni), agli ammortamenti (-155 milioni), alle movimentazioni del portafoglio ETS (-10 milioni), alle acquisizioni del 45% di GAIA -società del settore ambiente della provincia di Asti- (+15 milioni) e degli asset del ramo d'azienda relativo a concessioni del servizio idrico acquisite da Acque Potabili S.p.A. (+25 milioni), oltre che alle attività acquisite a seguito del consolidamento di Salerno Energia Vendite, principalmente riferite all'avviamento (16 milioni).

Per il dettaglio settoriale degli investimenti del periodo si rimanda al successivo capitolo "Analisi per settori di attività".

Il Capitale Circolante Netto è pari a 199 milioni di euro (171 milioni di euro al 31 dicembre 2016); l'incremento (+16,6%) è sostanzialmente riconducibile alla variazione dei saldi relativi ai titoli ambientali e alla variazione dei debiti tributari, oltre che alle componenti di natura commerciale.

I "Fondi Rischi e Benefici ai Dipendenti" si attestano a 550 milioni di euro; la voce risulta in diminuzione rispetto ai 562 milioni del 31 dicembre 2016 a seguito di utilizzi e adeguamenti di stime superiori agli accantonamenti del periodo.

Il Patrimonio Netto si attesta a 2.378 milioni di euro, con un incremento del 3,5% rispetto al 31 dicembre 2016 (2.297 milioni di euro), essenzialmente per l'effetto dell'utile di periodo e dell'incremento delle riserve a seguito del consolidamento di Salerno Energia Vendite, al netto dei dividendi erogati.

L'indebitamento finanziario netto è pari a 2.403 milioni di euro e registra una diminuzione (54 milioni di euro, pari al 2,2%) rispetto al 31 dicembre 2016, dovuta principalmente al positivo contributo dei flussi finanziari della gestione operativa, analiticamente riportati nel rendiconto finanziario di seguito presentato.

RENDICONTO FINANZIARIO DEL GRUPPO IREN

Variazione indebitamento finanziario netto

Il seguente prospetto dettaglia la movimentazione dell'indebitamento finanziario netto di Gruppo nel primo semestre 2017.

	migliaia di euro		
	Primo semestre 2017	Primo semestre 2016 Rideterminato (*)	Var. %
A. (Indebitamento) Finanziario Netto iniziale	(2.457.107)	(2.169.369)	13,3
Flusso finanziario generato dall'attività operativa			
Risultato del periodo	157.911	132.958	18,8
Rettifiche per movimenti non finanziari	301.281	290.892	3,6
Erogazioni benefici ai dipendenti	(3.484)	(5.487)	(36,5)
Utilizzo fondo rischi e altri oneri	(15.369)	(10.490)	46,5
Variazione altre attività/passività non correnti	8.674	(4.665)	(**)
Altre variazioni patrimoniali	(5.255)	(2.553)	(**)
Imposte pagate	(57.471)	(3.726)	(**)
B. Cash flow operativo prima delle variazioni di CCN	386.287	396.929	(2,7)
C. Flusso finanziario derivante da variazioni di CCN	(82.309)	(114.389)	(28,0)
D. Cash flow operativo (B+C)	303.978	282.540	7,6
Flusso finanziario da (per) attività di investimento			
Investimenti in attività materiali e immateriali	(103.207)	(97.701)	5,6
Investimenti in attività finanziarie	(15.175)	(30)	(**)
Realizzo investimenti e variazione attività destinate ad essere cedute	2.794	7.531	(62,9)
Variazione area di consolidamento	(10.127)	(432.778)	(97,7)
Dividendi incassati	1.665	6.979	(76,1)
E. Totale flusso finanziario da attività di investimento	(124.050)	(515.999)	(76,0)
F. Free cash flow (D+E)	179.928	(233.459)	(**)
Flusso finanziario da attività di finanziamento			
Erogazione di dividendi	(88.864)	(86.698)	2,5
Interessi pagati	(38.935)	(42.451)	(8,3)
Interessi incassati	7.707	7.691	0,2
Variazione fair value strumenti derivati di copertura	4.779	(1.730)	(**)
Altre variazioni	(10.564)	(13.779)	(23,3)
G. Totale flusso finanziario da attività di finanziamento	(125.877)	(136.967)	(8,1)
H. Variazione (Indebitamento) Finanziario Netto (F+G)	54.051	(370.426)	(**)
I. (Indebitamento) Finanziario Netto finale (A+H)	(2.403.056)	(2.539.795)	(5,4)

(*) Come previsto dall'IFRS 3, con il completamento della Purchase Price Allocation, la rappresentazione dei flussi finanziari del primo semestre 2016 è stata rideterminata per tenere conto, alla data di acquisizione, del fair value definitivo delle attività e passività acquisite di TRM Holding, TRM V, TRM, ATENA e Atena Trading. Per maggiori dettagli si rinvia al paragrafo "Contenuto e forma del Bilancio Semestrale Abbreviato Consolidato" delle Note Illustrative.

(**) Variazione superiore al 100%

La diminuzione dell'indebitamento finanziario netto deriva principalmente dal *free cash flow* del periodo (+180 milioni), superiore ai flussi derivanti dall'attività di finanziamento (-126 milioni), quest'ultima comprensiva dell'erogazione dei dividendi avvenuta nel periodo. In particolare, il *free cash flow* deriva dall'effetto congiunto delle seguenti determinanti:

- *cash flow* operativo pari a 304 milioni di euro;
- flusso finanziario da attività di investimento negativo per 124 milioni di euro che, oltre agli investimenti tecnici del periodo, comprende l'aumento di capitale in GAIA (15 milioni) e, alla voce "Variazione area di consolidamento", l'acquisizione delle attività nette del ramo d'azienda da Acque Potabili.

Il *free cash flow* del primo semestre 2016, pari a -233 milioni di euro, ricomprendeva l'effetto dell'operazione di acquisizione del controllo di TRM, alla voce "Variazione area di consolidamento", che aveva assorbito i flussi monetari netti positivi del periodo. Si segnala infine che il rendiconto finanziario redatto secondo la configurazione espressa come variazione delle disponibilità liquide è presentato nelle Note Illustrative del presente documento.

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 (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).

Nei prospetti seguenti vengono esposti il capitale investito netto comparato ai valori al 31 dicembre 2016 rideterminato e i conti economici (fino al risultato operativo) per settore di attività, raffrontati ai dati del 1° semestre 2016 rideterminati.

Nel primo semestre 2017 le attività non regolate contribuiscono alla formazione del margine operativo lordo per il 30% in linea con il valore del primo semestre 2016, le attività regolate pesano per il 40% (41% nel 2016), mentre le attività semi regolate passano dal 29% del 2016 al 30% del 2017.

Situazione patrimoniale riclassificata per settori di attività al 30 giugno 2017

	milioni di euro						
	Energia	Mercato	Reti	Ambiente	Altri servizi	Non allocabili	Totale
Capitale immobilizzato	1.833	75	2.179	944	24	171	5.226
Capitale circolante netto	20	(37)	144	41	31	-	199
Altre attività e passività non correnti	(102)	0	(400)	(147)	4	-	(645)
Capitale investito netto (CIN)	1.751	38	1.924	838	59	171	4.781
Patrimonio netto							2.378
Posizione Finanziaria netta							2.403
Mezzi propri ed indebitamento finanziario netto							4.781

Situazione patrimoniale riclassificata per settori di attività al 31 dicembre 2016

milioni di euro

	Energia	Mercato	Reti	Ambiente	Altri servizi	Non allocabili	Totale
Capitale immobilizzato	1.876	77	2.144	959	21	156	5.233
Capitale circolante netto	25	(8)	114	8	31	-	171
Altre attività e passività non correnti	(90)	(5)	(388)	(151)	(16)	-	(650)
Capitale investito netto (CIN)	1.811	64	1.871	816	36	156	4.754
Patrimonio netto							2.297
Posizione Finanziaria netta							2.457
Mezzi propri ed indebitamento finanziario netto							4.754

Conto Economico per settori di attività primo semestre 2017

milioni di euro

	Energia	Mercato	Reti	Ambiente	Altri servizi	Elisioni e rettifiche	Totale
Totali ricavi e proventi	555	1.248	421	270	50	(731)	1.814
Totale costi operativi	(408)	(1.178)	(268)	(199)	(49)	731	(1.371)
Margine Operativo Lordo (EBITDA)	147	70	153	71	1	-	442
Amm.ti, acc.ti netti e svalutazioni	(63)	(21)	(67)	(33)	(1)	-	(185)
Risultato operativo (EBIT)	84	49	86	38	1	-	258

Conto Economico per settori di attività primo semestre 2016

milioni di euro

	Energia	Mercato	Reti	Ambiente	Altri servizi	Elisioni e rettifiche	Totale
Totali ricavi e proventi	403	1.084	400	254	32	(617)	1.555
Totale costi operativi	(284)	(1.001)	(251)	(191)	(27)	617	(1.138)
Margine Operativo Lordo (EBITDA)	118	83	148	63	4	-	417
Amm.ti, acc.ti netti e svalutazioni	(59)	(24)	(61)	(34)	(1)	-	(178)
Risultato operativo (EBIT)	60	59	87	29	3	-	239

SBU Energia

Al 30 giugno 2017 i ricavi di periodo ammontano a 555 milioni di euro in aumento del +37,8% rispetto ai 403 milioni di euro del primo semestre 2016.

		Primo semestre 2017	Primo semestre 2016	Var. %
Ricavi	€/mil.	555	403	37,8%
Margine operativo lordo (Ebitda)	€/mil.	147	118	24,1%
<i>Ebitda Margin</i>		26,5%	29,4%	
Risultato Operativo (Ebit)	€/mil.	84	60	40,6%
Investimenti	€/mil.	12	15	-24,2%
Energia elettrica prodotta	GWh	4.859	4.036	20,4%
<i>da fonte idroelettrica</i>	GWh	636	674	-5,7%
<i>da fonte cogenerativa</i>	GWh	3.391	2.713	25,0%
<i>da fonte termoelettrica</i>	GWh	832	649	28,1%
Calore prodotto	GWh _t	1.551	1.479	4,8%
<i>da fonte cogenerativa</i>	GWh _t	1.366	1.281	6,6%
<i>da fonte non cogenerativa</i>	GWh _t	185	197	-6,4%
Volumetrie teleriscaldate	Mmc	85	82	3,7%

Al 30 giugno 2017 l'energia elettrica prodotta è stata pari a 4.859 GWh in aumento del +20,4% rispetto ai 4.036 GWh dello stesso periodo del 2016, per effetto della maggiore produzione termoelettrica dell'impianto di Turbigio e degli impianti in cogenerazione.

In particolare la produzione termoelettrica complessiva è stata pari a 4.223 GWh, di cui 3.391 GWh da fonte cogenerativa, in aumento del +25% rispetto ai 2.713 GWh del primo semestre 2016 e di 832 GWh da fonte termoelettrica in senso stretto, connesso all'apporto dell'impianto di Turbigio in aumento del +28,1% rispetto ai 649 GWh del corrispondente periodo 2016.

La produzione idroelettrica è stata pari a 636 GWh in riduzione del 5,7% rispetto ai 674 GWh del primo semestre 2016.

La produzione di calore del periodo è stata pari a 1.551 GWh_t in aumento del 4,8% rispetto ai 1.479 GWh_t del primo semestre esercizio precedente, per effetto di una stagione termica più favorevole rispetto a quella particolarmente mite dell'esercizio 2016, oltre all'aumento delle volumetrie allacciate. Complessivamente le volumetrie teleriscaldate ammontano a circa 85 Mmc in aumento del 3,7% rispetto ai circa 82 Mmc al corrispondente periodo del 2016.

Il margine operativo lordo (EBITDA) è stato pari a 147 milioni di euro, in aumento (24,1%) rispetto ai 118 milioni di euro del corrispondente periodo 2016.

Tale miglioramento è da ricondursi principalmente al recupero dei margini in tutti i segmenti di produzione di energia elettrica (idroelettrica, cogenerativa e termoelettrica) sostenuti da un incremento della marginalità unitaria e dai maggiori volumi generati, con la sola eccezione della produzione idroelettrica con quantità prodotte in lieve flessione. Il miglioramento è inoltre assorbito in misura residuale dalla minor marginalità unitaria della produzione calore, peraltro in parte compensata dalle maggiori volumi di calore distribuito.

Il risultato operativo del settore energia ammonta a 84 milioni di euro ed è in miglioramento del 40,6% rispetto ai 60 milioni di euro del corrispondente periodo 2016. La dinamica del margine operativo viene parzialmente assorbita dai minori rilasci fondi e maggiori accantonamenti al fondo rischi (circa 7 milioni di euro), parzialmente compensati da minori svalutazioni per circa 3,4 milioni di euro.

Gli investimenti tecnici realizzati relativi al settore sono pari a 12 milioni di euro.

SBU Mercato

Al 30 giugno 2017 i ricavi del settore ammontano a 1.248 milioni di euro in aumento (+15,2%) rispetto ai 1.084 milioni di euro del corrispondente periodo 2016. A far data da maggio 2016 rientra nel perimetro di consolidamento della SBU Mercato Atena Trading, società operante nella provincia di Vercelli e da maggio 2017 la società Salerno Energia Vendite (SEV).

Il margine operativo lordo (Ebitda) ammonta a 70 milioni di euro ed è in contrazione del 15,6% rispetto agli 83 milioni di euro del primo semestre 2016.

Il risultato operativo (Ebit) ammonta a 49 milioni di euro in diminuzione (-18%) rispetto ai 59 milioni di euro del corrispondente periodo 2016. La dinamica negativa del margine operativo lordo viene in parte assorbita dai minori accantonamenti al fondo svalutazione crediti per circa 3 milioni di euro.

		Primo semestre 2017	Primo semestre 2016	Var. %	
Ricavi	€/mil.	1.248	1.084	15,2%	
Margine operativo lordo (Ebitda)	€/mil.	70	83	-15,6%	
<i>Ebitda Margin</i>		5,6%	7,6%		
	<i>da Energia Elettrica</i>	€/mil.	11	32	-65,6%
	<i>da Gas</i>	€/mil.	57	51	11,1%
	<i>da Altri servizi vendita</i>	€/mil.	2	0	(*)
Risultato Operativo (Ebit)	€/mil.	49	59	-18,0%	
Investimenti		10	9	11,1%	
Energia Elettrica Venduta	GWh	4.763	5.154	-7,6%	
Gas Acquistato	Mmc	1.674	1.373	21,9%	
	<i>Gas commercializzato dal Gruppo</i>	Mmc	687	546	25,8%
	<i>Gas destinato ad usi interni</i>	Mmc	871	725	20,1%
	<i>Gas in stoccaggio</i>	Mmc	116	102	13,4%

(*) Variazione superiore al 100%

Commercializzazione Energia Elettrica

I volumi venduti di energia elettrica ammontano a 4.763 GWh (al netto di pompaggi, perdite di rete e ritiri dedicati) in diminuzione del 7,6% rispetto ai 5.154 GWh del semestre dell'esercizio precedente.

La flessione è dovuta esclusivamente alle vendite in borsa che a far data dal 1° aprile 2016 sono effettuate direttamente dalla BU Energia, in seguito ad una riorganizzazione delle attività di Energy Management.

Al netto di questo evento riorganizzativo i volumi venduti sul mercato libero, comprendente i segmenti dei clienti business, retail e grossisti, ammontano complessivamente a 4.421 GWh in aumento del 34,7% rispetto ai 3.283 GWh dello stesso periodo 2016, e ciò anche grazie alla variazione di perimetro correlato all'ingresso di Atena Trading a far data dal maggio 2016 e di SEV dal maggio 2017.

Il margine operativo lordo (Ebitda) della vendita di energia elettrica ammonta a 11 milioni di euro in flessione rispetto ai 32 milioni di euro del primo semestre 2016. La dinamica del margine operativo lordo è stata caratterizzata da una forte flessione del primo margine del mercato libero principalmente per uno scenario energetico particolarmente sfavorevole caratterizzato da un incremento congiunturale dei costi di approvvigionamento dell'energia elettrica. Tali effetti sono solo parzialmente compensati dalle maggiori quantità vendute e dall'incremento delle componenti di commercializzazione.

Commercializzazione Gas Naturale

I volumi acquistati ammontano a 1.674 Mmc in aumento del 21,9% rispetto ai 1.373 Mmc del primo semestre 2016. Il gas commercializzato dal gruppo ammonta a 687 Mmc in aumento (+25,8%) rispetto ai 546 Mmc allo stesso periodo del 2016, mentre i consumi interni sono pari a 871 Mmc in aumento del 20,1% rispetto ai 725 Mmc del primo semestre 2016.

Il margine operativo lordo (EBITDA) della vendita gas ammonta a 57 milioni di euro in aumento (+11,1%) rispetto ai 51 milioni di euro del primo semestre 2016. L'aumento è riconducibile principalmente alle migliori condizioni di approvvigionamento garantite dall'utilizzo dello stoccaggio e all'apporto di Atena trading consolidata a far data dal maggio 2016.

Vendita altri servizi

La vendita calore e altri servizi presenta un margine operativo di 2 milioni di euro in lieve miglioramento rispetto al corrispondente periodo del 2016.

SBU Reti

Al 30 giugno 2017 il settore di attività Reti, che comprende i business della Distribuzione Gas, Energia Elettrica e del Servizio Idrico Integrato, ha registrato ricavi per 421 milioni di euro, in crescita del 5,4% rispetto al corrispondente periodo dell'esercizio 2016 in cui erano pari a 400 milioni di euro. L'incremento dei ricavi è attribuibile principalmente all'entrata nel perimetro di consolidamento di Atena spa a far data da Maggio 2016 e del completamento delle acquisizioni del ramo d'azienda di Società Acque potabili dal 1° gennaio 2017.

Il margine operativo lordo (Ebitda) è stato pari a 153 milioni di euro in aumento del + 3,0% rispetto ai 148 milioni di euro del periodo di confronto.

Il risultato operativo netto (Ebit) è stato pari a 86 milioni di euro in flessione del -1,2% rispetto agli 87 milioni di euro del primo semestre 2016. La dinamica positiva del margine operativo lordo è stata più che assorbita dai maggiori ammortamenti e accantonamenti al fondo svalutazione crediti, soltanto parzialmente compensati dal maggior rilascio fondi e minori svalutazioni.

Di seguito vengono espone le principali dinamiche dei margini operativi lordi dei settori interessati.

		Primo semestre 2017	Primo semestre 2016	Var. %
Ricavi	€/mil.	421	400	5,4%
Margine operativo lordo (Ebitda)	€/mil.	153	148	3,0%
<i>Ebitda Margin</i>		36,3%	37,1%	
	<i>da Reti Elettriche</i>	€/mil. 35	35	-0,1%
	<i>da Reti Gas</i>	€/mil. 38	36	5,9%
	<i>da Servizio Idrico Integrato</i>	€/mil. 80	77	3,1%
Risultato Operativo (Ebit)	€/mil.	86	87	-1,2%
	Investimenti	€/mil. 65	60	8,7%
	<i>in Reti Elettriche</i>	€/mil. 11	12	-7,5%
	<i>in Reti Gas</i>	€/mil. 15	16	-7,2%
	<i>in Servizio Idrico Integrato</i>	€/mil. 40	32	22,2%
Energia elettrica distribuita	GWh	2.023	2.001	1,1%
Gas immesso in rete	Mmc	736	693	6,2%
Acqua Venduta	Mmc	89	83	7,5%

SBU Reti - Energia elettrica

Il margine operativo lordo è stato pari a 35 milioni di euro, in linea rispetto al primo semestre 2016. I minori ricavi da vincolo e da altri ricavi ed i maggiori costi relativi ai titoli di efficienza energetica (TEE) sono stati compensati da minori costi operativi e dalla variazione di perimetro derivante da Atena spa. Nel periodo sono stati effettuati investimenti per 11 milioni di euro, prevalentemente inerenti ai nuovi allacciamenti, alla costruzione di nuove cabine BT/MT e linee BT/MT.

SBU Reti - Distribuzione Gas

Il margine operativo lordo della distribuzione reti gas ammonta a 38 milioni di euro, in incremento del 5,9% rispetto ai 36 milioni di euro del primo semestre 2016. La variazione in lieve aumento del margine è da ricondursi principalmente ai maggiori ricavi da vincolo, alle sinergie operative e alla variazione di perimetro di consolidamento derivante da Atena spa soltanto parzialmente compensati dai maggiori costi relativi ai titoli di efficienza energetica (TEE).

Gli investimenti di periodo realizzati ammontano a 15 milioni di euro e riguardano quanto previsto dalle delibere dell'AEEGSI, in particolare l'adeguamento della rete alla protezione catodica, l'installazione di misuratori elettronici e la sostituzione delle tubazioni in ghisa grigia.

SBU Reti - Ciclo Idrico

Il margine operativo lordo di periodo ammonta a 80 milioni di euro in aumento del 3,1% rispetto ai 77 milioni di euro del primo semestre 2016. L'incremento del margine è da ricondursi principalmente a sinergie, minori costi operativi e alla variazione del perimetro di consolidamento derivante dall'acquisizione del ramo d'azienda Società Acque Potabili (SAP) e di Atena S.p.A., soltanto parzialmente compensate dal venir meno di sopravvenienze attive che si erano manifestate nel primo semestre 2016, quindi non replicabili.

Gli investimenti di periodo ammontano a 40 milioni di euro e sono relativi alla realizzazione, sviluppo e manutenzione di reti ed impianti della rete di distribuzione, della rete fognaria e in particolare dei sistemi di depurazione.

SBU Ambiente

Al 30 giugno 2017 il volume d'affari del settore ammonta a 270 milioni di euro in aumento del 6,1% rispetto ai 254 milioni di euro del primo semestre 2016. L'incremento dei ricavi è da ricondursi ai maggiori ricavi dell'attività di raccolta rifiuti e di gestione dei rifiuti speciali, ai maggiori ricavi energetici dei poli di smaltimento e all'effetto dell'entrata nel perimetro di consolidamento di Atena S.p.A. dal maggio 2016 e di REI dal 1° gennaio 2017

		Primo semestre 2017	Primo semestre 2016	Var. %
Ricavi	€/mil.	270	254	6,1%
Margine operativo lordo (Ebitda)	€/mil.	71	63	12,9%
<i>Ebitda Margin</i>		<i>26,4%</i>	<i>24,8%</i>	
Risultato Operativo (Ebit)	€/mil.	38	29	28,6%
Investimenti	€/mil.	7	7	5,9%
Energia Elettrica venduta	GWh	257	246	4,5%
Energia termica prodotta	GWh _t	106	103	3,3%
Rifiuti gestiti	ton	984.478	931.751	5,7%
Raccolta differenziata area Emilia	%	69,3	68,0	1,8%
Raccolta differenziata area Torino	%	44,2	42,6	3,8%

Il margine operativo lordo del settore ammonta a 71 milioni di euro in aumento del 12,9% rispetto ai 63 milioni di euro del primo semestre 2016. L'incremento è da ricondursi alla contabilizzazione tra i ricavi dell'effetto del pieno riconoscimento delle tariffe di smaltimento approvate in area Emilia, all'incremento dei ricavi energetici dei poli di smaltimento, principalmente per effetto dell'andamento favorevole dei prezzi dell'energia elettrica, al consolidamento di Atena S.p.A. a far data dal maggio 2016 e di REI dal 1° gennaio 2017.

Il risultato operativo ammonta a 38 milioni di euro in aumento del 28,6% rispetto ai 29 milioni di euro del corrispondente periodo 2016 rideterminato. Il periodo è stato caratterizzato da un maggior rilascio di fondi e minori ammortamenti per +3,3 milioni di euro, compensati da maggiori accantonamenti a fondi rischi e a fondo svalutazione crediti per complessivi 2,7 milioni di euro.

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

Servizi e altro

		Primo semestre 2017	Primo semestre 2016	Var. %
Ricavi	€/mil.	50	32	59,0%
Margine operativo lordo (Ebitda)	€/mil.	1	4	-72,5%
<i>Ebitda Margin</i>		2,3%	13,4%	
Risultato Operativo (Ebit)	€/mil.	1	3	-76,9%
Investimenti	€/mil.	9	7	40,1%

(*) Variazione superiore al 100%

Al 30 giugno 2017 i ricavi ammontano a 50 milioni di euro in aumento del 59,0% rispetto ai 32 milioni di euro del primo semestre 2016.

Il margine operativo lordo pari a 1 milione di euro è in riduzione rispetto ai 4 milioni di euro dei primi sei mesi 2016.

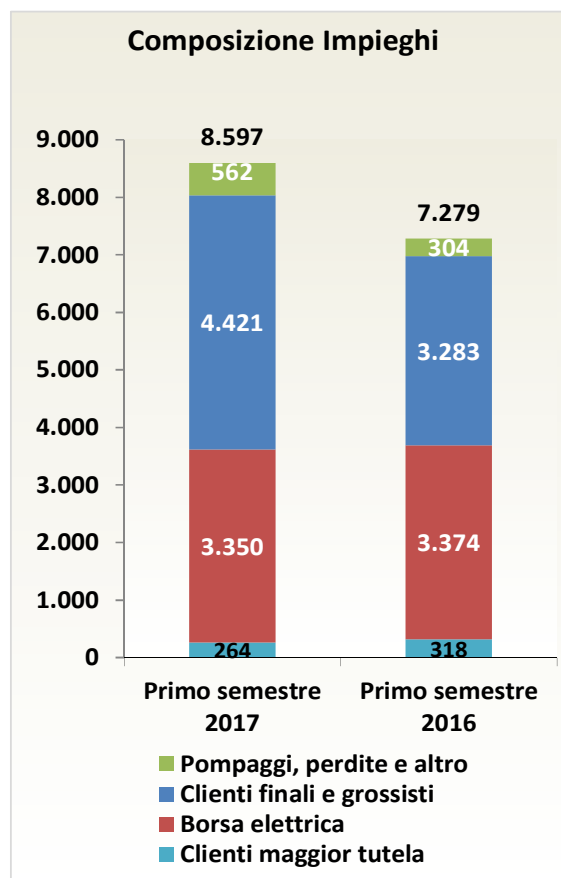
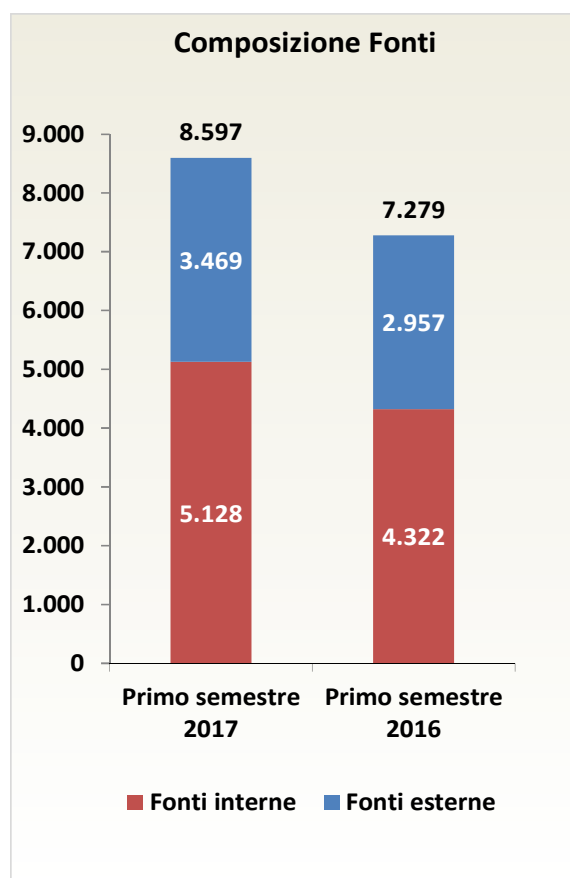
La flessione è riconducibile principalmente ai margini su progetti straordinari legati all'illuminazione pubblica e semaforica che avevano caratterizzato il primo semestre 2016 e non replicabili.

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

BILANCI ENERGETICI

Bilancio dell'energia elettrica

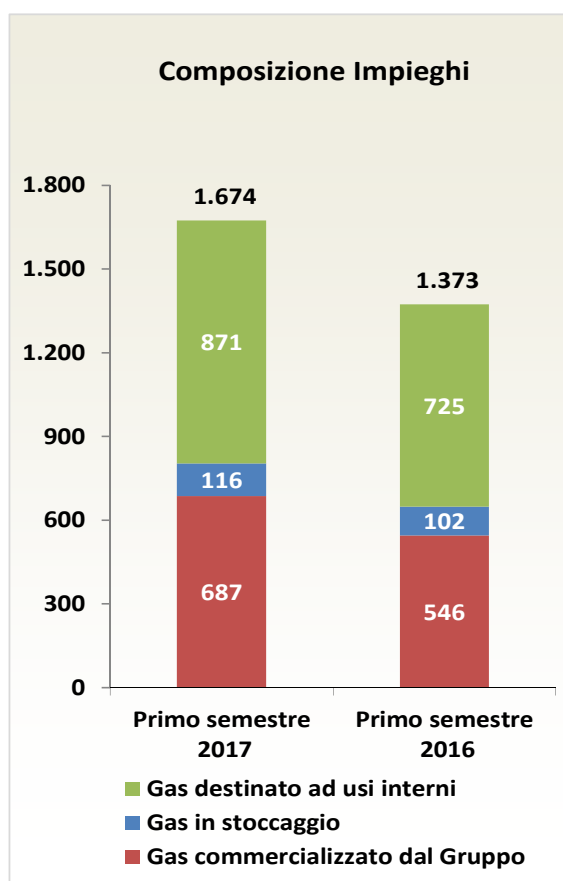
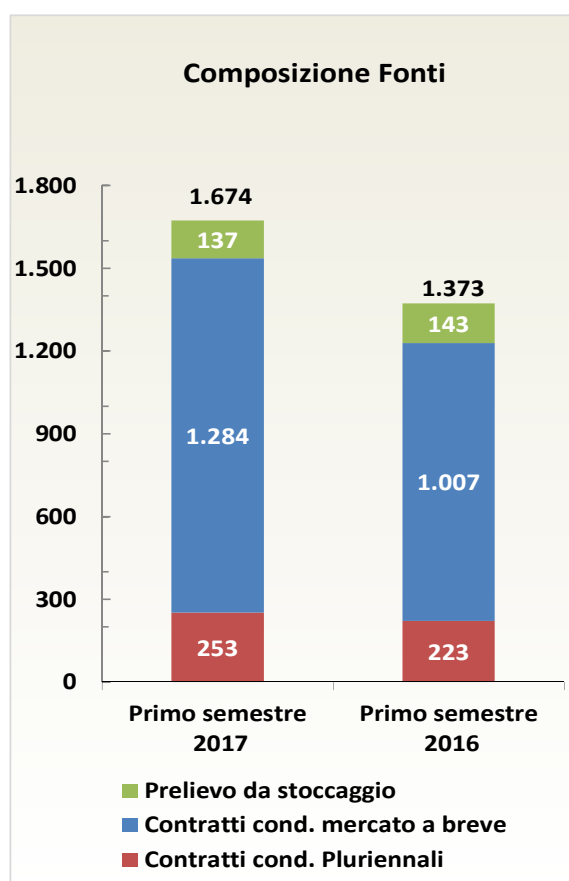
GWh	Primo semestre 2017	Primo semestre 2016	Var. %
FONTI			
Produzione lorda del Gruppo	5.128	4.322	18,6
<i>a) Idroelettrica</i>	636	674	(5,6)
<i>b) Cogenerativa</i>	3.391	2.713	25,0
<i>c) Termoelettrica</i>	832	649	28,1
<i>d) Produzione da WTE e discariche</i>	269	286	(5,9)
Acquisto da Acquirente Unico	279	334	(16,5)
Acquisto energia in Borsa Elettrica	1.994	1.588	25,6
Acquisto energia da grossisti e importazioni	1.196	1.035	15,6
Totale Fonti	8.597	7.279	18,1
IMPIEGHI			
Vendite a clienti di maggior tutela	264	318	(17,0)
Vendite in Borsa Elettrica	3.350	3.374	(0,7)
Vendite a clienti finali e grossisti	4.421	3.283	34,7
Pompaggi, perdite di distribuzione e altro	562	304	84,9
Totale Impieghi	8.597	7.279	18,1



Bilancio del gas

Milioni di metri cubi	Primo semestre 2017	Primo semestre 2016	Var. %
FONTI			
Contratti con condizioni pluriennali	253	223	13,5
Contratti con condizioni mercato a breve e medio periodo	1.284	1.007	27,5
Prelievi da stoccaggio	137	143	(4,2)
Totale Fonti	1.674	1.373	21,9
IMPIEGHI			
Gas commercializzato dal Gruppo	687	546	25,8
Gas destinato ad usi interni ⁽¹⁾	871	725	20,1
Gas in stoccaggio	116	102	13,7
Totale Impieghi	1.674	1.373	21,9

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



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

Pubblicazione della deliberazione n. 548/2017/R/gas da parte dell'AEEGSI e contestuale chiusura del procedimento istruttorio avviato con deliberazione 17 ottobre 2016, n. 607/2016/R/gas

Con la deliberazione n. 548/2017 dell'AEEGSI, pubblicata il 28 luglio 2017, si è chiuso il procedimento istruttorio avviato dalla stessa con deliberazione 17 ottobre 2016, n. 607/2016/R/gas, relativo alle tariffe di rigassificazione del terminale detenuto e gestito da OLT Offshore LNG Toscana S.p.A. (OLT), società nella quale il Gruppo IREN possiede una partecipazione pari a al 46,79% del capitale sociale.

La Delibera accerta la sussistenza dei presupposti per il riconoscimento dello status regolato al terminale di rigassificazione, confermando la titolarità del diritto al fattore di copertura dei ricavi e alla remunerazione aggiuntiva sul capitale investito, seppur con alcune limitazioni che si applicheranno a partire dal 1° gennaio 2018.

In particolare, a partire dal prossimo gennaio tale remunerazione aggiuntiva viene fissata al 2% (*floor*) con riconoscimento aggiuntivo dell'1% in funzione dell'utilizzo del terminale. Tale meccanismo di promozione dell'efficienza troverà applicazione solo in caso di effettuazione delle aste per l'allocazione della capacità di rigassificazione. Qualora tali aste non dovessero essere svolte, per cause non imputabili ad OLT, vi sarà l'inclusione del 3% nel calcolo del fattore di copertura dei ricavi.

Oltre a ciò, ai fini della definizione della tariffa, vengono riconosciuti i costi per i servizi marittimi e i costi per l'autoproduzione di energia elettrica. In relazione a questi ultimi, essendo ancora in corso un procedimento per definire le modalità di valorizzazione del costo efficiente, è stato previsto un *floor* pari all'85% del valore richiesto da OLT (e basato sul costo storico sostenuto).

In ultimo viene ridotto a 5 anni l'obbligo di sottoscrizione del contratto di trasporto per il 100% della capacità di rigassificazione del Terminale.

Le somme dovute a titolo di conguaglio, per il periodo 2014-2017, saranno erogate dalla Cassa per i Servizi Elettrici Ambientali (CSEA) in cinque rate annuali di uguale importo. A quest'ultima è richiesto, inoltre, di restituire ad OLT le garanzie bancarie prestate non essendo più necessarie.

Gli effetti positivi sia pregressi che correnti relativi alla Delibera 548/2017 sono al momento oggetto di valutazione da parte del Gruppo IREN.

EVOLUZIONE PREVEDIBILE DELLA GESTIONE

Nel primo semestre del 2017 si registra sia il consolidamento della crescita nell'area Euro, che una tendenza di fondo positiva nel Paese. Tale trend si è riflesso nell'incremento stabile del prezzo delle commodity energetiche, in particolare del PUN (il prezzo dell'energia elettrica nella Borsa Elettrica) che tra il primo gennaio e il 30 giugno di quest'anno ha fatto registrare un aumento di circa il 38%, grazie anche a fattori contingenti legati alla chiusura temporanea di alcune centrali nucleari in Francia. Ciò ha creato un quadro congiunturale che ha consentito al Gruppo di cogliere significative opzioni di crescita, riportando risultati in incremento guidati dalle performance della filiera energetica, in particolare nella sua componente generativa.

Tali risultati derivano dalla capacità di IREN di implementare in maniera puntuale ed efficace le iniziative delineate nel piano industriale presentato nella seconda parte del 2016. Nel prosieguo di quest'anno il Gruppo manterrà il suo focus verso il conseguimento dei target indicati nel medesimo piano, attraverso: azioni basate su un continuativo miglioramento dell'efficienza interna e conseguente ottenimento di rilevanti sinergie; la valorizzazione della centralità del Cliente in una logica multibusiness e il consolidamento del proprio ruolo di aggregatore e motore di sviluppo del Nord-Ovest d'Italia.

GESTIONE FINANZIARIA

Scenario di riferimento

Nel corso del primo semestre 2017 il trend ribassista dei tassi di interesse si è mantenuto per la parte a breve della curva dei tassi, mentre la parte a medio lungo termine risente di una maggiore volatilità in un quadro che si presenta tendenzialmente in rialzo.

L'ultimo intervento della Banca Centrale Europea risale al taglio dei tassi operato a marzo 2016; il tasso di riferimento è attualmente pari a 0%. Esaminando l'andamento del tasso euribor a sei mesi si rileva che il parametro, in territorio di tassi negativi da novembre 2015, ha proseguito il trend di lenta ma progressiva discesa e attualmente è pari a -0,27%. Le quotazioni dei tassi fissi, riflesse nei valori dell'IRS a 5 e 10 anni, dall'ultimo trimestre del 2016 presentano un trend in rialzo e sono pressoché ritornati ai livelli di inizio 2016.

Attività svolta

Nel corso del primo semestre 2017 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. Iren intrattiene rapporti con i principali Istituti di Credito Italiani e Internazionali al fine di ricercare le forme di finanziamento più adatte alle proprie esigenze e le migliori condizioni di mercato.

L'indebitamento finanziario al termine del periodo è costituito al 52% da prestiti e al 48% da obbligazioni. Passando più dettagliatamente alle operazioni di finanziamento compiute nel primo semestre 2017, come descritto nei "Fatti di rilievo del periodo", si evidenzia che è stato stipulato un nuovo contratto di finanziamento con la Banca Europea degli Investimenti (BEI) di 75 milioni a valere sugli investimenti della rete di distribuzione dell'energia elettrica.

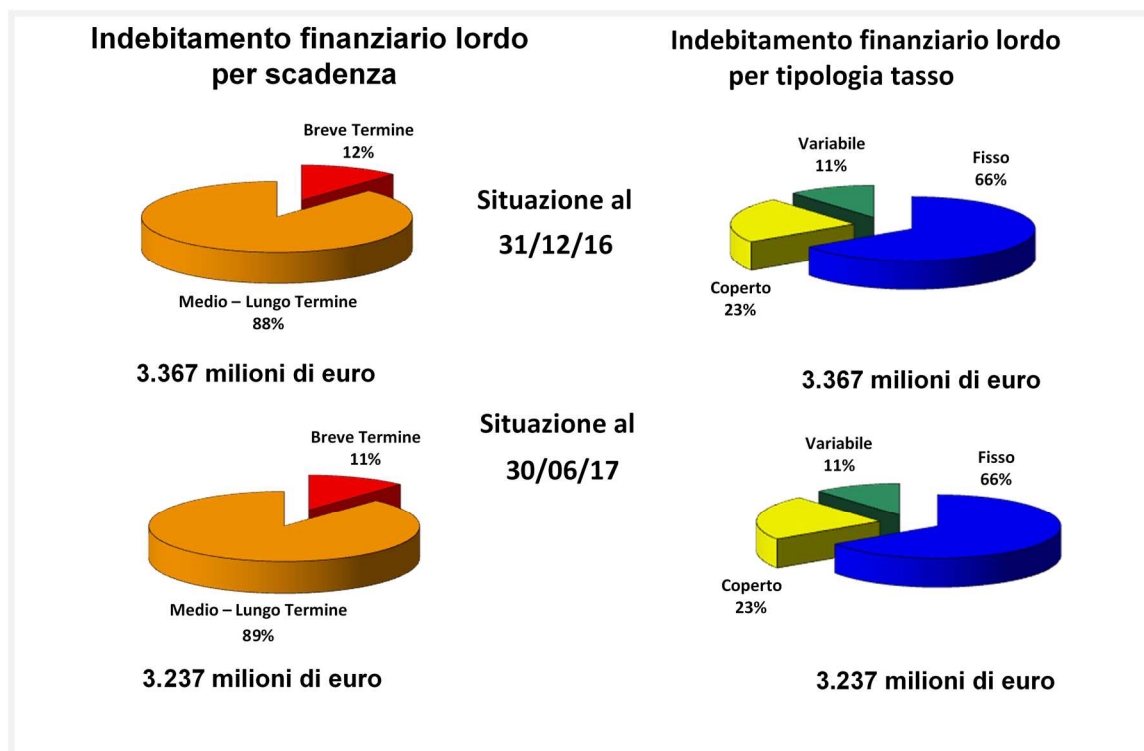
Con il perfezionamento della nuova linea, i finanziamenti diretti con Banca Europea per gli Investimenti, con durata fino a 15 anni, non utilizzati e disponibili sono pari complessivamente a 285 milioni di euro.

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

Nell'ambito dell'attività di Risk Management, al fine di limitare i rischi di variazione nei tassi di interesse, il Gruppo utilizza contratti di copertura, seguendo un'ottica non speculativa (si veda il capitolo "Gestione dei rischi finanziari del Gruppo" delle Note Illustrative). Nel periodo non sono stati perfezionati nuovi contratti di *Interest Rate Swap*.

Al 30 giugno 2017 la quota di debito a tasso variabile non coperta con strumenti di derivato tasso è pari al 11% dell'indebitamento finanziario lordo, in linea con l'obiettivo del Gruppo Iren di mantenere un'adeguata protezione da significativi rialzi del tasso di interesse.

La composizione dell'indebitamento finanziario lordo per scadenza e per tipologia di tasso, confrontata con la situazione al 31 dicembre 2016 è riportata nel seguente grafico.



Rating

A dicembre 2016 l'agenzia Fitch ha confermato per il Gruppo IREN il rating BBB-, con outlook stabile. Le ragioni del rating di tipo "Investment Grade" sono legate principalmente al mix equilibrato del suo portafoglio di business tra attività regolate e quasi regolate, al profilo di liquidità, alla solidità dell'azionariato ed alla strategia del Gruppo confermata nell'ultimo piano industriale orientata all'efficientamento, all'integrazione ed alla riduzione del debito, oltre che ai risultati positivi riportati negli ultimi 12-18 mesi. A sostegno degli indicatori del rischio di liquidità, in aggiunta alle linee disponibili per finanziamenti a medio/lungo termine sopra descritte, sono state negoziate linee di credito committed di durata triennale che a fine periodo ammontano a 140 milioni di euro.

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, calore 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 opera 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, inclusi quelli relativi alle operazioni di M&A;
- 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 nelle scadenze prestabilite.

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

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

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 del tasso di interesse, mantenendo al contempo un costo della provvista contenuto. 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 energetici, idrici ed ambientali. I crediti sono suddivisi su un ampio numero di controparti, appartenenti a categorie di clienti eterogenee (clientela retail, business, enti pubblici); alcune esposizioni risultano di ammontare elevato e sono costantemente monitorate e, se del caso, fatte oggetto di piani di rientro. Le unità di Credit Management del Gruppo Iren dedicate al recupero crediti sono responsabili di questa attività.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

3. RISCHIO ENERGETICO

Il Gruppo Iren è esposto al rischio prezzo, sulle commodity energetiche trattate, ossia energia elettrica, gas naturale, titoli di emissione ambientale, ecc., dal momento che sia gli acquisti sia le vendite risentono delle oscillazioni dei prezzi di dette commodity direttamente ovvero attraverso formule di indicizzazione. È presente l'esposizione rischio cambio, tipica delle commodity di derivazione petrolifera, ma in modo attenuato grazie allo sviluppo dei mercati organizzati europei che trattano la commodity gas in valuta Euro e non più indicizzata ai prodotti petroliferi.

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 e di gas naturale, sia in relazione ai volumi che alle formule di prezzo. L'obiettivo è ottenere una sufficiente stabilità dei margini attraverso:

- per la filiera elettrica, l'opportuno bilanciamento dell'autoproduzione e dell'energia dal mercato a termine rispetto alla domanda proveniente dai clienti del Gruppo, con un ricorso al mercato spot adeguato;
- per la filiera del gas naturale la priorità di allineamento delle indicizzazioni della commodity in acquisto e in vendita.

Per una più dettagliata analisi dei rischi sinora trattati si rimanda a quanto riportato nel paragrafo "Gestione dei rischi finanziari del Gruppo", inserito nelle Note Illustrative al Bilancio Bilancio Semestrale Abbreviato Consolidato.

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 quali-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 opera 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 rischi informatici (Cyber Risk) sono definiti come l'insieme di minacce interne ed esterne che possono compromettere la continuità aziendale o causare a terzi danni da responsabilità civile in caso di perdita o divulgazione di dati sensibili.

Da un punto di vista interno, i rischi operativi di tipo informatico sono strettamente correlati all'attività del Gruppo Iren, che gestisce infrastrutture di rete ed impianti, anche tramite telecontrollo, sistemi di gestione operativa contabile e di fatturazione e 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. Allo stesso tempo, problematiche relative alla supervisione e acquisizione dati di sistemi fisici potrebbero causare fermi impianti e danni collaterali anche gravi.

Un blocco dei sistemi di fatturazione potrebbe inoltre determinare ritardi nell'emissione delle bollette e dei relativi incassi, nonché danni d'immagine.

A mitigazione di tali rischi sono state predisposte specifiche misure, quali ridondanze, sistemi in alta affidabilità e debite procedure di emergenza, che periodicamente sono sottoposte a simulazioni, al fine di garantirne l'efficacia.

Il Gruppo Iren è inoltre esposto al rischio di attacchi informatici volti sia all'acquisizione di dati sensibili sia a produrre il blocco dell'operatività, danni agli impianti e alle reti e a compromettere la continuità dei servizi. Benchmark di mercato mostrano inoltre che sono sempre più frequenti attacchi volti all'acquisizione di dati propri e di terzi, con conseguenti azioni di responsabilità civile e sanzioni anche gravi, e all'acquisizione di segreti industriali. Sono in corso di predisposizione misure per migliorare il sistema di gestione della sicurezza (cyber security) attraverso il rinnovo delle tecnologie di sicurezza perimetrale, la costruzione di un processo di rilevazione e gestione di eventi e incidenti di sicurezza e la predisposizione di un sistema di gestione delle vulnerabilità.

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

5. RISCHI STRATEGICI

Il Gruppo Iren si è dotato di un Piano Industriale con un orizzonte temporale al 2021 che ne definisce gli orientamenti strategici. Esso è articolato secondo i seguenti *macrodriver* che ne determinano i valori obiettivo delle grandezze economiche, patrimoniali e finanziarie:

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

Detto Piano è stato sottoposto, in applicazione delle policy di Gruppo, ad un *risk assessment* effettuato dalla Direzione Risk Management ed ai relativi stress test che ne hanno evidenziato la sostanziale tenuta anche a fronte di eventi avversi caratterizzati da specifiche *sensitivity*. Oltre alle analisi di rischio legate al Piano, la Direzione Risk Management contribuisce con *risk assessment* specifici alle operazioni di *merger & acquisition* che stanno coinvolgendo le società del Gruppo Iren.

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 (interamente composto da Amministratori indipendenti), 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, (*“Regolamento interno OPC”*), 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”* ovvero *“TUF”*);
- del Regolamento recante disposizioni in materia di operazioni con parti correlate, adottato dalla Consob con delibera n. 17221 del 12 marzo 2010 e ss.mm.ii. (*“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.

Le informazioni relative ai rapporti patrimoniali ed economici con le parti correlate sono riportate nelle Note Illustrative al Bilancio Semestrale Abbreviato Consolidato al capitolo *“V. Informativa sui rapporti con parti correlate”*, e nel paragrafo *“XI. Allegati al bilancio semestrale abbreviato consolidato”* quale parte integrante delle stesse.

QUADRO NORMATIVO

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

SERVIZI PUBBLICI LOCALI DI INTERESSE ECONOMICO E NORMATIVA DI INTERESSE GENERALE

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 17/12/2012 n. 221 e s.m.i. di conversione del Decreto Legge 18/10/2012 n. 179 recante ulteriori misure urgenti per la crescita del Paese, art. 34, 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.

Sulla base del quadro normativo indicato, 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.

Con la legge di stabilità per il 2015 e s.m.i. (legge 23 dicembre 2014, n. 190), vennero introdotte misure al fine di promuovere processi di aggregazione e di rafforzare la gestione industriale dei servizi pubblici locali a rete di rilevanza economica. Al comma 611 dell'articolo 1 della suddetta legge 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.

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

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

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

In attuazione dell'art. 7 della Legge Madia, è stato pubblicato in Gazzetta Ufficiale il D.Lgs. 25 maggio 2016, n. 97, entrato in vigore il 23 giugno 2016, "Revisione e semplificazione delle disposizioni in materia di prevenzione della corruzione, pubblicità e trasparenza, correttivo della legge 6 novembre 2012, n. 190 e del decreto legislativo 14 marzo 2013, n. 33, ai sensi dell'articolo 7 della legge 7 agosto 2015, n. 124", in materia

di riorganizzazione delle amministrazioni pubbliche, contenente una revisione e semplificazione delle disposizioni in materia di prevenzione della corruzione, pubblicità e trasparenza, correttivo della legge 6 novembre 2012, n. 190 (anticorruzione) e del decreto legislativo 14 marzo 2013 n. 33 (trasparenza amministrativa). Le società quotate (come definite dall'art. 2 lett.p) del TU sulle partecipate) continuano ad essere escluse dalla disciplina del D.Lgs. 33/2013.

Con Delibera del 28 dicembre 2016, n. 1309, l'ANAC ha emanato le Linee guida recanti indicazioni operative ai fini della definizione delle esclusioni e dei limiti all'accesso civico di cui all'art. 5 c. 2 del D.Lgs. 33/2013 e, con la successiva delibera n. 1310 ha emanato le Prime linee guida recanti indicazioni sull'attuazione degli obblighi di pubblicità, trasparenza e diffusione di informazioni contenute nel D.Lgs. 33/2013 come modificato dal D.Lgs. 97/2016.

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

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

In attuazione dell'articolo 5 della legge Madia è stato pubblicato in Gazzetta Ufficiale il D.Lgs. 25 novembre 2016, n. 222, contenente "Individuazione di procedimenti oggetto di autorizzazione, segnalazione certificata di inizio di attività (SCIA), silenzio assenso e comunicazione e di definizione dei regimi amministrativi applicabili a determinate attività e procedimenti". Il Decreto indica per ogni attività il relativo regime amministrativo e, quindi, se risulta essere libera, se serve una comunicazione, una SCIA, una SCIA unica, condizionata, una autorizzazione, o una autorizzazione più la SCIA. Gli articoli 18 e 19 della Legge Madia contengono criteri direttivi per la definizione di decreti legislativi recanti testi unici relativi a servizi pubblici locali di interesse economico generale e in materia di società a partecipazione pubblica.

Con sentenza 251/2016 la Corte Costituzionale, a seguito di un ricorso della Regione Veneto, ha dichiarato la riforma Madia "parzialmente illegittima" dove "prevede che i decreti legislativi attuativi siano adottati previa acquisizione del parere reso in sede di Conferenza unificata, anziché previa intesa in sede di Conferenza Stato-Regioni". Quando "non è possibile individuare una materia di competenza dello Stato cui ricondurre, in via prevalente, la normativa impugnata, perché vi è, invece, una concorrenza di competenze, statali e regionali, relative a materie legate in un intreccio inestricabile, è necessario che il legislatore statale rispetti il principio di leale collaborazione e preveda adeguati strumenti di coinvolgimento delle Regioni (e degli enti locali), a difesa delle loro competenze".

Si fa in particolare riferimento a 4 punti della legge delega:

1. Dirigenza pubblica
2. Riordino della disciplina delle partecipazioni societarie
3. Servizi pubblici locali di interesse economico generale
4. Pubblico impiego.

Al punto 9 della sentenza la Corte dichiara espressamente che le pronunce di illegittimità costituzionale sono circoscritte alle disposizioni della delegazione della Legge 124/2015, oggetto del ricorso, e non si estendono alle relative disposizioni attuative.

Mentre il Testo Unico servizi pubblici locali di interesse economico generale, il cui schema è stato approvato, risulta decaduto a seguito di sentenza della Corte Costituzionale n. 251/2016, il Testo Unico in materia di società a partecipazione pubblica è stato pubblicato in Gazzetta Ufficiale con D.Lgs.19 agosto 2016, n. 175, in vigore dal 23 settembre 2016. In data 9 giugno 2017 il Consiglio dei Ministri ha approvato in via definitiva

disposizioni integrative e correttive al decreto legislativo n. 175/2016. Tra le principali novità di rilievo per le attività del Gruppo si segnalano:

- la conferma che le disposizioni del TU si applicano alle società quotate solo se espressamente previsto;
- la proroga al 30 settembre 2017 del termine per la ricognizione di tutte le partecipazioni possedute dagli enti locali;
- la proroga al 30 settembre 2017 del termine entro cui le società a controllo pubblico effettuano una ricognizione del personale in servizio;
- la proroga al 31 luglio 2017 del termine per l'adeguamento delle società a controllo pubblico alle disposizioni sulla governance;
- l'ammissibilità delle partecipazioni nelle società aventi per oggetto sociale la produzione di energia da fonti rinnovabili;
- la possibilità per le amministrazioni di mantenere o acquisire partecipazioni in società che producono servizi di interesse economico generale fuori dall'ambito territoriale purché queste ultime abbiano in corso o ottengano l'affidamento del servizio tramite procedure ad evidenza pubblica, ferma restando la disciplina delle *in house* che devono garantire che oltre l'80% del loro fatturato sia a favore dell'ente pubblico socio.

Codice dei contratti pubblici

In attuazione delle direttive dell'UE, con D.lgs. 18 aprile 2016, n. 50, è stato approvato dal Governo il nuovo Codice degli Appalti, rettificato con successivo provvedimento del 15 luglio 2016. Con successive Delibere dell'ANAC, l'Autorità ha approvato le seguenti Linee Guida:

- Linee Guida n. 1, recanti "Indirizzi generali sull'affidamento dei servizi attinenti all'architettura e all'ingegneria";
- Linee Guida n. 2, recanti "Offerta economicamente più vantaggiosa";
- Linee guida n. 3, recanti "Nomina, ruolo e compiti del responsabile unico del procedimento per l'affidamento di appalti e concessioni";
- Linee guida n. 4, recanti "Procedure per l'affidamento dei contratti pubblici di importo inferiore alle soglie di rilevanza comunitaria, indagini di mercato e formazione e gestione degli elenchi di operatori economici";
- Linee guida n. 5, recanti "Criteri di scelta dei commissari di gara e di iscrizione degli esperti nell'Albo nazionale obbligatorio dei componenti delle commissioni giudicatrici";
- Linee guida n. 6, recanti "Indicazione dei mezzi di prova adeguati e delle carenze nell'esecuzione di un precedente contratto di appalto che possano considerarsi significative per la dimostrazione delle circostanze di esclusione di cui all'art. 80, comma 5, lett. c) del Codice";
- Linee guida n. 7, di attuazione inerenti all'iscrizione nell'Elenco delle amministrazioni aggiudicatrici e degli enti aggiudicatori che operano mediante affidamenti diretti nei confronti di proprie società *in house*.

In data 15 febbraio 2017 è stato pubblicato sul sito dell'Autorità il nuovo regolamento sull'esercizio dell'attività di vigilanza da parte dell'ANAC.

È stato pubblicato il D.lgs. n. 56 del 19 aprile 2017, in vigore dal 20 maggio, contenente numerose integrazioni e correzioni al testo del Codice, ridenominato "Codice dei contratti pubblici". Tra le altre, sono state integrate le cause di esclusione di cui all'*art. 80 del codice*, con le false comunicazioni sociali di cui agli *artt. 2621 e 2622 c.c.*

Il provvedimento corregge e integra il codice al fine di perfezionarne l'impianto normativo senza intaccarlo, con l'obiettivo di garantire lo sviluppo del settore come la stessa legge delega si era prefissata.

Legge di bilancio e di stabilità 2017

A seguito dell'entrata in vigore della Legge 4 agosto 2016, n. 163, i contenuti della legge di bilancio e della legge di stabilità sono ricompresi in un unico provvedimento, costituito dalla nuova legge di bilancio, riferita ad un periodo triennale, la quale si articola in due sezioni:

- la prima sezione svolge in sostanza le funzioni dell'ex disegno di legge di stabilità;
- la seconda sezione ricalca quelle del disegno di legge di bilancio.

Con la Legge di Stabilità per il 2016 è stato fissato a euro 2.999,99 il limite - previsto fino al dicembre 2015 in euro 999,99 – oltre il quale non è consentito il trasferimento di denaro contante o di libretti di deposito bancari o postali al portatore.

La Legge di stabilità 2017 è stata approvata con Legge 11 dicembre 2016, n. 232 e pubblicata nella Gazzetta Ufficiale n. 297 del 21 dicembre 2016.

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.).

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

Dal 7 gennaio 2016 la Banca Dati Nazionale Unica per la Documentazione Antimafia (BDNA) per il rilascio delle comunicazioni e informazioni antimafia è pienamente operativa.

Così come previsto dagli artt. 87 e 90 del D. Lgs. 159/2011 e successive modifiche ed integrazioni la comunicazione e l'informazione antimafia sono conseguite mediante consultazione della BDNA da parte dei soggetti di cui all'art. 97, comma 1 del D. Lgs. 159/2011, debitamente autorizzati.

Il D.lgs 97/2016, rubricato "Revisione e semplificazione delle disposizioni in materia di prevenzione della corruzione, pubblicità e trasparenza, correttivo della legge 6 novembre 2012, n. 190 e del decreto legislativo 14 marzo 2013, n. 33, ai sensi dell'articolo 7 della legge 7 agosto 2015, n. 124, in materia di riorganizzazione delle amministrazioni pubbliche" all'art. 40 ha esteso il monitoraggio in precedenza limitato alle amministrazioni pubbliche anche alle società di cui all'art. 2-bis del D. lgs. n. 33/2013 inerente alla trasparenza amministrativa.

Risarcimento del danno antitrust

Sulla Gazzetta Ufficiale del 19 gennaio 2017 è stato pubblicato il decreto legislativo che recepisce la direttiva europea in materia di risarcimento del danno antitrust (c.d. *private enforcement antitrust*) ossia il provvedimento sulla titolarità in capo ai privati, lesi da illeciti antitrust, del diritto di azione dinanzi al giudice civile per chiedere il risarcimento del danno, valendosi di quanto accertato dall'AGCM.

Corruzione tra privati

Il 14 aprile 2017 è entrato in vigore il D. Lgs n. 38/2017 che recepisce nel nostro ordinamento la decisione quadro 2003/568/GAI del Consiglio Europeo in materia di lotta contro la corruzione nel settore privato.

Le principali novità attengono a:

- revisione dell'art. 2635 c.c.;
- introduzione nel codice civile del nuovo art.2635 bis "Istigazione alla corruzione tra privati" e sua integrazione tra le fattispecie rilevanti ai sensi del D.Lgs. 231/2001.

DISTRIBUZIONE GAS

Normativa generale

La disciplina del servizio di Distribuzione gas è stata profondamente modificata dalle disposizioni del Decreto Letta, approvato con D.lgs. n. 164 del 2000, che ha introdotto la concorrenza nel mercato del gas naturale italiano attraverso la liberalizzazione delle importazioni, esportazioni, trasporto, dispacciamento e vendita di gas.

Con Decreto del 19 gennaio 2011 il Ministro dello sviluppo economico ha determinato gli ambiti territoriali nel settore della distribuzione del gas naturale e con il D.M. 12/11/2011, n. 226 c.d. Decreto Criteri (aggiornato da ultimo con il DM 20/05/2015 nr. 106) è stato adottato il Regolamento per i criteri di gara e per la valutazione delle offerte per l'affidamento del servizio di distribuzione gas.

I termini per l'indizione delle gare, inizialmente fissati in sei mesi dall'entrata in vigore del regolamento, sono stati più volte prorogati, da ultimo con la Legge 25 febbraio 2016, n. 21 (recante Conversione con modificazioni, del decreto-legge 30 dicembre 2015, n. 210, contenente la proroga di termini previsti da disposizioni legislative pubblicata nella GU Serie Generale n.47 del 26 febbraio 2016) che ha stabilito che i termini di cui all'art. 3, comma 1, del citato regolamento 226/2011 e s.m.i. 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 previste secondo il seguente calendario ad oggi, che tiene conto del termine di pubblicazione del bando di gara. Le scadenze già superate saranno ricalendarizzate:

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

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

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 che è stata impugnata dall'Azienda, unitamente al DM 22 maggio 2014.

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

E' stato proposto appello avverso le predette sentenze.

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

numerose previsioni del D.M. 226/2011 (c.d. Decreto criteri). Entrambi i ricorsi sono stati rigettati. Sono in corso valutazioni in termini di opportunità di procedere all'impugnazione.

L'AEEGSI in data 22 giugno 2015 ha emesso la Delibera 296/2015/R/com con la quale ha approvato le "Disposizioni dell'AEEGSI in merito agli obblighi di separazione (*unbundling*) funzionale per le imprese operanti nei settori dell'energia elettrica e del gas (TIUF)" con la quale si stabilisce, tra gli altri, l'obbligo di separazione della politica di comunicazione e del marchio tra le imprese di vendita e distribuzione.

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

Servizio default

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

Tale Delibera era stata inizialmente ritenuta illegittima e sospesa dal Tar Lombardia con la sentenza 29/12/2012 n. 3296, sentenza poi ribaltata dal Consiglio di Stato che ha accolto l'appello promosso dall'AEEG avverso tale pronuncia.

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.

La materia è stata oggetto di numerosi interventi, da ultimo la delibera dell'AEEGSI n.258/2015/R/com impugnata da Ireti S.p.A. con quarto ricorso per motivi aggiunti. Allo stato il ricorso pende nel merito e non risulta ancora fissata udienza pubblica per la trattazione dello stesso.

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

In data 4 agosto 2016 AEEGSI ha pubblicato la delibera 465/2016/R/gas "Procedure ad evidenza pubblica per l'individuazione dei fornitori di ultima istanza e dei fornitori del servizio di default distribuzione, a partire dall'1 ottobre 2016". Il provvedimento recepisce alcune delle proposte espresse dagli Operatori nella consultazione sul DCO 71/2016/R/gas e, tra l'altro, interviene sui seguenti aspetti:

- Eliminazione dell'obbligo di procedere alle azioni giudiziarie nei casi di PDR con consumi "storici" inferiori a 500 Smc/a.
- La fatturazione degli oneri giudiziari "fatto salvo quanto diversamente disposto dal giudice in sede di decisione sulle spese di causa";
- L'istituzione di una Black list, con attivazione subordinata al pagamento di quanto dovuto quando lo stesso CF compare su un altro Punto di Riconsegna.

Oneri generali di sistema

Si tratta di un tema particolarmente complesso e ancora in discussione, del quale si accennano brevemente i passaggi fondamentali.

Con le Sentenze n. 237, 238, 243 e 244 del 2017, il TAR Lombardia ha accolto i ricorsi avanzati da alcuni venditori avverso la Del. 268/2015 disponendo l'annullamento della stessa delibera nella parte in cui imponeva la prestazione di garanzie da parte dei venditori alle imprese distributrici anche per quanto riguarda gli oneri di sistema a carico dei clienti finali. Il TAR recepisce il principio che gli oneri generali di sistema devono gravare, per legge, solamente sui clienti finali e che quindi l'imposizione di garanzie a carico dei venditori per il versamento di tali oneri sarebbe illegittima, in quanto con ciò sarebbe realizzata una traslazione dell'obbligazione non prevista dalla legge e non consentita all'Autorità dal vigente quadro normativo.

Tale orientamento richiama e conferma la sentenza n. 2182/2016 del Consiglio di Stato, avente ad oggetto la delibera 612/2013/R/eel, con la quale il Consiglio aveva precisato la natura passante degli oneri di sistema, dovuti dai clienti finali che li corrispondono ai venditori, i quali a loro volta li versano poi ai distributori che, in ultimo passaggio, li consegnano alla Cassa Conguaglio del sistema elettrico.

L'Autorità con la Deliberazione 109/2017/R/eel ha avviato un procedimento per bilanciare e considerare le esigenze contrapposte di venditori e distributori di non sopportare, a carico di questi ultimi, il rischio del mancato pagamento degli oneri generali di sistema da parte del cliente finale e a tal fine ha previsto tra l'altro l'adeguamento, in riduzione, delle garanzie.

Un venditore, Gala, ha impugnato la delibera invocando una sospensiva che è stata negata dal TAR Milano ma poi accolta dal Consiglio di Stato con decreto cautelare urgente, il quale ha poi rinviato la decisione sul merito allo stesso TAR.

Parallelamente, in sede civile, sono state emesse diverse ordinanze e sentenze nell'ambito di giudizi instaurati nanti il Tribunale di Roma, aventi ad oggetto la sopravvivenza delle pattuizioni contrattuali in essere tra le parti, venditori e distributori, anche nel contesto di annullamento delle delibere AEEGSI in tema di oneri generali di sistema sopra accennato.

Per quanto concerne l'escutibilità delle garanzie, il Tribunale di Roma, nell'affermare il principio secondo il quale, in sede di negoziazione contrattuale, le parti possono ben prevedere che il venditore rilasci garanzie a favore del distributore per il pagamento degli oneri di sistema da parte dei clienti finali, ha dichiarato escutibili le garanzie concordate in sede contrattuale. L'immediata escutibilità delle garanzie stesse, però, è stata poi sospesa con decreto cautelare pronunciato su istanza del venditore reclamante e la discussione è stata rinviata in sede di merito.

Attualmente, attesa la complessità della questione, il giudice si è riservato - a tempo indefinito - la lettura completa degli atti.

DISTRIBUZIONE ENERGIA ELETTRICA

Normativa generale

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.

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*").

Come già specificato nella sezione Distribuzione gas, con la Delibera del 296/2015/R/COM l'AEEGSI stabilisce obblighi di separazione funzionale anche per gli esercenti energia elettrica. 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.

Struttura tariffaria per trasmissione, distribuzione e misura

Con le Delibere n. 583/15/R/com, n. 653/15/R/eel, n. 654/15/R/eel e n. 658/15/R/eel, l'AEEGSI ha stabilito, per il periodo di regolazione 2016-2023, la regolazione tariffaria per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione, misura e dispacciamento dell'energia elettrica e la regolazione della qualità del servizio di trasmissione.

Il quinto periodo o nuovo periodo regolatorio (NPR) ha una durata di otto anni ed è suddiviso in due semi-periodi individuati come NPR1 (2016-2019) ed NPR2 (2020-2023), ciascuno dei quali avente durata quadriennale.

A partire dal 1° gennaio 2016 e con ampia gradualità sarà data attuazione alla riforma delle tariffe elettriche dell'Autorità, prevista dal decreto legislativo 102/14. La riforma giunge al termine di un articolato percorso di consultazione, accompagnato da diverse segnalazioni a Governo e Parlamento. A regime, quindi dal 2018, secondo la riforma, per i servizi di rete viene definita una struttura tariffaria non progressiva, uguale per tutti i clienti domestici, impostata in base al criterio dell'aderenza ai costi dei diversi servizi: i costi di misura, commercializzazione e distribuzione verranno coperti in quota fissa pro-cliente (€/anno) e in quota potenza (€/kW/anno), mentre i costi di trasmissione in quota energia (c€/kWh). Per la tariffa per gli oneri di sistema si mantiene invece una differenziazione tra clienti residenti (ai quali viene applicata tutta in quota energia come oggi, cioè in c€ per kWh prelevato) e non residenti (ai quali viene applicata sia in quota fissa, sia in quota energia).

SERVIZIO IDRICO INTEGRATO

Il processo di riforma del Servizio Idrico Integrato (SII), avviato con la Legge 36/94 (Legge Galli), è stato rivisto con l'approvazione del D. Lgs. 3 aprile 2006, n. 152 (anche questo oggetto di periodiche importanti modifiche) e con l'emanazione dell'art. 23-bis del d.l. 25 giugno 2008, n. 112, convertito con modificazioni nella legge 6 agosto 2008, n. 133, relativo ai "servizi pubblici di rilevanza economica".

A seguito del Referendum indetto il 12 e 13 giugno 2011 con l'abrogazione dell'art. 23 bis, si è prodotta l'applicazione immediata della disciplina comunitaria relativa alle regole concorrenziali minime in tema di gara ad evidenza pubblica per l'affidamento della gestione di servizi pubblici di rilevanza economica. Con l'articolo 19 della legge 7 agosto 2015, n. 124 il Governo era stato delegato a redigere un testo unico in materia di servizi pubblici locali di interesse economico generale, ma tale provvedimento, il cui schema era già stato approvato dal Consiglio dei Ministri, risulta decaduto a seguito di sentenza della Corte Costituzionale n.251/2016.

Come anticipato, per definire l'organizzazione del servizio idrico, le disposizioni del T.U. devono essere coordinate con quanto previsto in materia dal D.lgs. 152/2006 Codice dell'Ambiente (modificato dalla legge 11 novembre 2014 n. 164, che ha convertito, con modificazioni, il decreto legge 11 settembre 2014 n. 133 cd. Sblocca Italia) e con le Delibere emesse dalla Autorità per l'Energia Elettrica e il Sistema Idrico (AEEGSI). A quest'ultima, infatti, a seguito dell'introduzione del decreto legge 201/11c.d. 'Salva-Italia', sono state attribuite "le funzioni attinenti alla regolazione e al controllo dei servizi idrici" in precedenza affidate all'Agenzia nazionale per la regolazione e la vigilanza in materia di acqua. Queste funzioni, che l'Autorità esercita con gli stessi poteri attribuiti dalla sua legge istitutiva, la legge 481/1995, fanno riferimento a diversi aspetti del servizio idrico integrato: dalla definizione dei costi ammissibili e dei criteri per la determinazione delle tariffe a copertura di questi costi, alle competenze in tema di qualità del servizio, di verifica dei piani d'ambito e di predisposizione delle convenzioni tipo per l'affidamento del servizio.

L'Autorità per l'Energia Elettrica, il Gas e il Sistema Idrico ha approvato, tra le altre:

- la delibera 28 dicembre 2015, n. 664/2015/R/IDR, che disciplina il metodo tariffario idrico per il secondo periodo regolatorio 2016/2019;
- la Deliberazione del 23 dicembre 2015 n. 656/2015/R/IDR avente ad oggetto Convenzione tipo per la regolazione dei rapporti tra enti affidanti e gestori del Servizio Idrico Integrato - Disposizioni sui contenuti minimi essenziali. Tenuto conto delle osservazioni ricevute ai precedenti documenti per la consultazione 274/2015/R/idr e 542/2015/R/idr l'Autorità ha adottato 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;

- la Delibera dell’AEEGSI n. 655/2015 inerente le regole della qualità contrattuale del Servizio Idrico integrato ovvero di ciascuno dei servizi che lo compongono al fine di garantire la diffusione, la fruibilità e la qualità del servizio all’utenza in modo omogeneo sull’intero territorio nazionale, in particolare:
 - a) definire i livelli minimi e gli obiettivi di qualità del servizio idrico integrato ovvero di ciascuno dei singoli servizi che lo compongono;
 - b) definire livelli specifici e generali di qualità dei servizi di distribuzione, misura e di vendita dei servizi idrici e, a tal fine, individuare indicatori di qualità dei servizi medesimi, determinando modalità di registrazione delle prestazioni fornite dagli esercenti su richiesta degli utenti;
 - c) assicurare l’uniformità e la completezza delle modalità di misura dei tempi di esecuzione delle prestazioni richieste dagli utenti al fine di garantire una adeguata qualità del servizio e di introdurre indennizzi automatici da corrispondere agli utenti, in caso di mancato rispetto dei livelli specifici di qualità, che tengano conto della tempestività e della puntualità nell’esecuzione di dette prestazioni;
 - d) determinare gli obblighi di indennizzo automatico in favore degli utenti in caso di mancato rispetto degli standard fissati.

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

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.

Si precisa che l’articolo 10 comma 1 della citata legge è stato dichiarato illegittimo dalla Corte Costituzionale con sentenza n. 31 del 10 febbraio 2015.

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). La delibera è stata impugnata dal Gruppo e ad oggi il procedimento è ancora pendente.

SERVIZIO GESTIONE RIFIUTI

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

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

Normativa regionale

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), per i servizi idrici e rifiuti alla quale partecipano tutti i Comuni e le province ed alla quale spettano le funzioni di regolazione per l'intero territorio regionale, nonché la determinazione delle tariffe di smaltimento dei rifiuti urbani sulla base dei criteri regionali, dell'impiantistica privata e pubblica. Tale Agenzia è entrata in funzione nel corso dell'anno 2012.

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

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

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

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

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

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

La Regione Emilia Romagna ha approvato i seguenti atti:

- 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;
- Delibera n° 67 del 3.5.2016 dell'Assemblea legislativa dell'Emilia Romagna "Piano regionale gestione rifiuti" valevole sino al 2020;
- delibera G.R. 1° agosto 2016 n. 1238, recante "Sistema informativo regionale: contenuti, frequenze e modalità di compilazione delle banche dati relative alla gestione dei rifiuti urbani e speciali della regione Emilia Romagna";
- delibera G.R. 1° agosto 2016, n. 1239 (Nuova direttiva per l'applicazione dell'articolo 2 della legge regionale 17 dicembre 2003, n. 26 e s.m.i. recante "Disposizioni in materia di pericoli di incidenti rilevanti connessi con determinate sostanze pericolose");
- delibera della Giunta Regionale 1° agosto 2016, n. 1240 ("Linee guida per il funzionamento dei centri comunali per il riuso");
- delibera G.R. 21 dicembre 2016, n. 2267 "Disposizioni relative ai flussi di rifiuti di cui al Piano regionale di gestione dei rifiuti approvato con deliberazione di Assemblea legislativa n. 67 del 3 maggio 2016";

- delibera G.R. 21 dicembre 2016, n. 2260 "Istituzione dell'elenco regionale dei sottoprodotti";
- delibera G.R. 21 dicembre 2016, n. 2264 L.R. 31/1996 - Determinazione della base imponibile del tributo speciale con riferimento all'applicazione dell'imposta relativa "ai rifiuti decadenti dal trattamento dei rifiuti urbani";
- delibera G.R. n. 2260 del 21 dicembre 2016; la Regione ha attivato il "Coordinamento permanente sottoprodotti" e ha istituito l'"Elenco regionale dei sottoprodotti", al quale potranno volontariamente iscriversi tutte le imprese regionali che rispettino i requisiti di legge in materia. Al momento sono state approvate le prime schede tecniche, tra cui quella relativa ai sottoprodotti derivanti da mais.

La Regione Piemonte ha emanato il seguente atto:

- Deliberazione C.R. 19 aprile 2016, n. 140-14161 "Piano regionale di gestione dei rifiuti urbani e dei fanghi di depurazione";

La Regione Liguria ha emanato i seguenti atti:

- L.R. 1 marzo 2016, n. 4 "Modifica alla legge regionale 24 febbraio 2014, n. 1 (Norme in materia di individuazione degli ambiti ottimali per l'esercizio delle funzioni relative al servizio idrico integrato e alla gestione integrata dei rifiuti)";
- L.R. 29 luglio 2016, n. 16 "Modifiche alla *legge regionale 3 luglio 2007, n. 23* (disciplina del tributo speciale per il deposito in discarica dei rifiuti solidi)";
- L.R. 2 novembre 2016, n. 25 "Modifiche alla legge regionale 29 dicembre 2015, n. 27 (Legge di stabilità della Regione Liguria per l'anno finanziario 2016) e alla legge regionale 3 luglio 2007, n. 23 (Disciplina del tributo speciale per il deposito in discarica dei rifiuti solidi)".

Normativa nazionale

Rifiuti

Il Decreto del Presidente del consiglio dei Ministri del 10 agosto 2016, emanato in forza del decreto "Sblocca Italia", convertito dalla legge 164/2014, ha individuato:

- la capacità attuale di trattamento nazionale degli impianti di incenerimento dei rifiuti urbani e assimilati in esercizio (riferita al novembre 2015);
- la capacità potenziale di trattamento nazionale degli impianti di incenerimento dei rifiuti urbani e assimilati autorizzati e non in esercizio (riferita al novembre 2015);
- gli impianti di incenerimento con recupero energetico di rifiuti urbani e assimilati da realizzare o da potenziare per coprire il fabbisogno residuo nazionale di trattamento dei medesimi rifiuti, suddivisi per macroaree e per regioni. Gli impianti così determinati, riportati nelle tabelle allegate (A, B e C), sono considerati "infrastrutture e insediamenti strategici di preminente interesse nazionale e realizzano un sistema integrato e moderno di gestione di rifiuti urbani e assimilati, garantendo la sicurezza nazionale nell'autosufficienza del ciclo di gestione integrato dei rifiuti, così come richiesto dall'art. 16 della direttiva 2008/98/CE.

Sono stati individuati 8 nuovi impianti di incenerimento (nelle Marche, Umbria, Lazio, Campania, Abruzzo, Sardegna, Sicilia) ed il potenziamento di alcuni impianti esistenti. Saranno i successivi atti di pianificazione regionale a definire l'ubicazione puntuale dei nuovi impianti.

Il divieto di conferimento in discarica dei rifiuti con PCI (Potere Calorifico Inferiore) superiore a 13.000 Kj/kg divieto è stato definitivamente eliminato dal "collegato ambientale" (L. 221/2015).

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".

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

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

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

Il Consiglio di Amministrazione CONAI, sentito il parere del Consorzio Coreve, ha deliberato la diminuzione del Contributo Ambientale per gli imballaggi in vetro. La riduzione sarà operativa a partire dal 1° luglio 2017. Tale variazione non avrà effetti sulle procedure forfettarie. Il contributo per il vetro passerà dagli attuali 17,30 Euro/ton a 16,30 Euro/ton.

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

E' in vigore il D.M. 13 ottobre 2016, n. 264 "Regolamento recante criteri indicativi per agevolare la dimostrazione della sussistenza dei requisiti per la qualifica dei residui di produzione come sottoprodotti e non come rifiuti".

Per quanto riguarda il 2017 sono entrati in vigore:

- il D.M. 20 gennaio 2017 "Attuazione della direttiva 2016/774/UE del 18 maggio 2016, recante modifica dell'allegato II della direttiva 2000/53/CE del Parlamento europeo e del Consiglio, relativa ai veicoli fuori uso";
- il D.M. 6 marzo 2017, n. 58 "Regolamento recante le modalità, anche contabili, e le tariffe da applicare in relazione alle istruttorie ed ai controlli previsti al Titolo III-bis della Parte Seconda, nonché i compensi spettanti ai membri della commissione istruttoria di cui all'articolo 8-bis";
- il D.M. 20 aprile 2017 "Criteri per la realizzazione da parte dei comuni di sistemi di misurazione puntuale della quantità di rifiuti conferiti al servizio pubblico o di sistemi di gestione caratterizzati dall'utilizzo di correttivi ai criteri di ripartizione del costo del servizio, finalizzati ad attuare un effettivo modello di tariffa commisurata al servizio reso a copertura integrale dei costi relativi al servizio di gestione dei rifiuti urbani e dei rifiuti assimilati";
- il DM 12.5.2017 – recepimento direttiva 2016/2309 trasporto ADR.

Sul sito del Ministero dell'Ambiente è stata inoltre pubblicata la circolare esplicativa (prot. 7619 del 30 maggio 2017) volta a fornire chiarimenti per un'uniforme applicazione ed univoca lettura del D.M. 264/2016 recante "Criteri indicativi per agevolare la dimostrazione della sussistenza dei requisiti per la qualifica dei residui di produzione come sottoprodotti e non come rifiuti".

Il MATTM ha pubblicato sul proprio sito la Circolare n. 5672 del 21 aprile 2017 con cui chiarisce che i criteri definiti da ISPRA riguardano esclusivamente il conferimento di rifiuti senza trattamento preliminare per cui, quand'anche i medesimi siano discordanti nei parametri da quelli del Dm 27 settembre 2010, non può ravvisarsi contrasto con quest'ultimo che invece riguarda il conferimento dei rifiuti a seguito di trattamento.

E' stato infine approvato dal Consiglio dei ministri del 19 maggio 2017 il nuovo Regolamento sulle terre e rocce da scavo, che sostituirà, dopo la sua pubblicazione in GU, sia il DM 161/2012 sia l'art. 41 bis del D.L. 69/13.

Sistri

Il sistema SISTRI è entrato in vigore il 1° ottobre 2013 per i gestori di rifiuti speciali pericolosi e dal 3 marzo 2014 per i produttori iniziali di rifiuti speciali pericolosi. Le sanzioni SISTRI, esclusivamente relative alla mancanza di iscrizione o pagamento del contributo annuale, si applicano in misura ridotta del 50% a far data dal 1° aprile 2015 (a seguito della L. 11/2015 di conversione del “Decreto milleproroghe” D.L. 31 dicembre 2014, n. 192). Le sanzioni Sistri per tutte le altre violazioni si applicano dal 1° gennaio 2017. E' entrato in vigore l'8 giugno il D.M. 30 marzo 2016, n. 78, recante il “Regolamento recante disposizioni relative al funzionamento e ottimizzazione del sistema di tracciabilità dei rifiuti in attuazione dell'articolo 188-bis, comma 4-bis, del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152”, che abroga il D.M. n. 52/2011. Con D.M. 1 luglio 2016 (in GU n. 169 del 21 luglio 2016) è stato istituito il Tavolo tecnico di monitoraggio e di concertazione del SISTRI, ai sensi dell'art. 11, comma 13, D.L. n. 101/2013. Il D.M. in questione abroga anche i D.M. 17 settembre 2013 e 13 dicembre 2013.

E' vigente dal 30 dicembre 2016 il D.L. 30 dicembre 2016, n. 244 (c.d. Decreto Milleproroghe), convertito in L. 27 febbraio 2017, n. 19, che proroga il Sistri dal 31 dicembre 2016 *“alla data del subentro nella gestione del servizio da parte del concessionario individuato con le procedure di cui al comma 9-bis, e comunque non oltre il 31 dicembre 2017”*. Le proroga vale anche in relazione al dimezzamento delle sanzioni concernenti l'omissione dell'iscrizione al SISTRI e del mancato pagamento del contributo per l'iscrizione stessa.

Bonifiche

E' in vigore dal 1° gennaio 2015 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.

Discariche

A fine settembre 2015 è entrato in vigore il DM 24 giugno 2015, “Modifica del DM 27 settembre 2010, relativo alla definizione dei criteri di ammissibilità dei rifiuti in discarica”. Le rilevanti modifiche riguardano in particolare gli artt. 3, 5, 6, 7, 8 e l'intero Allegato 3, sul Campionamento e analisi dei rifiuti. E' inoltre pubblicata la Delibera Consiglio dei Ministri del 24 marzo 2017 in materia di adeguamento discariche alla normativa europea.

Ecoreati

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.

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

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

Con il D.M. 17 ottobre 2016, n. 228 (in GU n. 292 del 15 dicembre 2016) è stato approvato il “Regolamento recante la definizione dei contenuti minimi e dei formati dei verbali di accertamento, contestazione e notificazione relativi ai procedimenti di cui all'articolo 29-quattordices del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152”.

Disposizioni trasversali

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).

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 Ministero dell'Ambiente ha pubblicato sul proprio sito il provvedimento a firma della Direzione Generale per le Valutazioni e le Autorizzazioni Ambientali, contenente i criteri sulle modalità applicative della disciplina in materia di prevenzione e riduzione integrate dell'inquinamento alla luce delle modifiche introdotte dal D.Lgs. 46/2014 (Attuazione della direttiva 2010/75/UE relativa alle emissioni industriali).

A fine 2015 è stato 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".

Dal 2 febbraio 2016 è in vigore la Legge 28 dicembre 2015, n. 221, ossia il cosiddetto "Collegato ambientale" intervenendo sullo stesso testo unico ambientale (modificando gli articoli 183, 187, 188, 190, 193), e introducendo nuove ed importanti modifiche in tema di RAEE, Compost, Miscelazione, Discariche, ecc.

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

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

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

E' vigente dal 16 settembre 2016 la Legge 12 agosto 2016, n. 170 recante "Delega al Governo per il recepimento delle direttive europee e l'attuazione di altri atti dell'Unione europea" (cd. Legge di delegazione europea 2015). La legge delega il Governo ad adottare i decreti legislativi per l'attuazione delle direttive elencate negli allegati A e B annessi alla legge (art. 1), nonché disposizioni recanti sanzioni penali o amministrative per le violazioni di obblighi contenuti in direttive europee attuate in via regolamentare o amministrativa, per le quali non siano già previste sanzioni penali o amministrative (art. 2).

E' in vigore dal 18 novembre il D.M. 29 settembre 2016, n. 200 che disciplina le forme di consultazione della popolazione in merito alla predisposizione, alla revisione e all'aggiornamento del piano di emergenza esterna finalizzato a limitare gli effetti dannosi derivanti da incidenti rilevanti, ai sensi dell'articolo 21, comma 10, del D.Lgs. 26 giugno 2015, n. 105.

Infine, il D.P.R. 12 settembre 2016, n. 194 "Regolamento recante norme per la semplificazione e l'accelerazione dei procedimenti amministrativi, a norma dell'articolo 4 della legge 7 agosto 2015, n. 124", è stato pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale n. 252 del 27 ottobre 2016.

Valutazioni impatto ambientale - autorizzazioni

Dal 17 gennaio 2017 è vigente il D.M. 25 ottobre 2016, n. 245 contenente il regolamento che determina gli oneri economici a carico dei proponenti per la copertura dei costi sopportati dalla competente autorità statale per l'organizzazione e lo svolgimento delle attività istruttorie, di monitoraggio e controllo delle procedure di valutazione di impatto ambientale (VIA) e di valutazione ambientale strategica (VAS).

E' inoltre in vigore il D. Lgs che recepisce la Direttiva 2014/92/UE, apportando significative modifiche alla legislazione in materia di VIA, in particolare alla Parte Seconda del D. Lgs. n. 152/06.

Sul sito web del Ministero dell'Ambiente sono state pubblicate le Linee guida per la predisposizione della Sintesi non Tecnica dello Studio di Impatto Ambientale (VIA) e le Linee Guida per la predisposizione della Sintesi non Tecnica del Rapporto Ambientale (VAS), finalizzate a fornire indicazioni metodologiche e criteri

redazionali omogenei sia in termini di struttura che di contenuti per tali documenti destinati ad informare il pubblico.

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

E' in vigore dal 11 dicembre 2016 il D.Lgs. 25 novembre 2016, n. 222 (c.d. Decreto SCIA 2), che individua i procedimenti oggetto di segnalazione certificata di inizio attività o di silenzio assenso, nonché quelli per i quali è necessaria un'autorizzazione espressa o è sufficiente una comunicazione preventiva. Il decreto attua quanto disposto dall'art. 5 della L. 124/2015 di riforma della P.A. e dai principi vigenti in sede europea, intervenendo in particolar modo sulla materia edilizia –con attenzione anche agli impianti alimentati da fonti rinnovabili– e prevedendo diverse modifiche al relativo Testo unico (D.P.R. 380/2001) finalizzate alla semplificazione amministrativa.

Per il 2017 risultano in vigore:

- il D.P.R. 13 febbraio 2017, n. 31 “Regolamento recante individuazione degli interventi esclusi dall'autorizzazione paesaggistica o sottoposti a procedura autorizzatoria semplificata”;
- dal 26 maggio il DM 6 marzo 2017, n. 58, che fissa le modalità (anche contabili) e le tariffe da applicare in relazione alle istruttorie ed ai controlli previsti al Titolo III-bis della Parte II, D.L.vo n. 152/2006 (relativo all'AIA), nonché i compensi spettanti ai membri della Commissione istruttoria per l'IPPC di cui all'art. 8-bis.

RAEE – Rifiuti di Apparecchiature Elettriche ed Elettroniche

Il Ministero dell'Ambiente con Decreto 12 ottobre 2016, n. 275, ha approvato lo statuto del Centro di coordinamento RAEE.

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

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

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

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

E' vigente il D.M. 3 marzo 2017 Attuazione delle direttive delegate della Commissione europea 2016/585/UE del 12 febbraio 2016 nonché 2016/1028/UE e 2016/1029/UE del 19 aprile 2016 di modifica del decreto 4 marzo 2014, n. 27, sulla restrizione di determinate sostanze pericolose nelle apparecchiature elettriche ed elettroniche.

In data 11 giugno 2017 è entrato in vigore il decreto 9 marzo 2017 n. 68 del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare denominato “Regolamento concernente le modalità di prestazione delle garanzie finanziarie da parte dei produttori di apparecchiature elettriche ed elettroniche ai sensi dell'articolo 25, comma 1, del decreto legislativo 14 marzo 2014, n. 49”.

Impianti

In materia è in vigore il D.M. 19 maggio 2016, n. 134 recante “Regolamento concernente l'applicazione del fattore climatico (CFF) alla formula per l'efficienza del recupero energetico dei rifiuti negli impianti di incenerimento”. Il provvedimento, in vigore dal 21 luglio 2016, interviene da un lato modificando la nota (4) dell'allegato C alla Parte IV del D. Lgs. 152/2006, dall'altro abrogando il D.M. 7 agosto 2013 recante

“Applicazione della formula per il calcolo dell’efficienza energetica degli impianti di incenerimento in relazione alle condizioni climatiche” pubblicato sulla G.U. 193 del 19 agosto 2013.

Si segnala inoltre il D.M. 14 aprile 2017 “Disciplina delle condizioni di accesso all’incremento dell’incentivazione prevista dal decreto 6 luglio 2012 per la produzione di energia elettrica da impianti alimentati a biomasse e biogas”.

Albo gestori ambientali

Con Deliberazione n. 5 del 3 novembre 2016 (in vigore dal 1 febbraio 2017) il Comitato Nazionale dell’Albo Gestori Ambientali ha individuato criteri e requisiti per l’iscrizione, con procedura ordinaria, nelle categorie 1 (raccolta e trasporto di rifiuti urbani), 4 (raccolta e trasporto di rifiuti speciali non pericolosi) e 5 (raccolta e trasporto di rifiuti speciali pericolosi).

Il Comitato Nazionale dell’Albo con la propria Circolare n. 1201 del 12 dicembre 2016, stabilisce che i Consorzi che svolgono attività imprenditoriale diretta possono iscriversi nelle categorie 9 (bonifica di siti) e 10 (bonifica di beni contenenti amianto) dell’Albo Gestori Ambientali dimostrando la disponibilità esclusiva delle attrezzature di proprietà dei consorziati.

L’albo nazionale con Circolare n. 229 del 24 febbraio 2017, ha emanato dei chiarimenti applicativi sulla propria Delibera n. 5 del 3 novembre 2016. Si ricorda che la Delibera n. 5/2016 ha individuato criteri e requisiti per l’iscrizione, con procedura ordinaria, nelle categorie 1 (raccolta e trasporto di rifiuti urbani), 4 (raccolta e trasporto di rifiuti speciali non pericolosi) e 5 (raccolta e trasporto di rifiuti speciali pericolosi).

Con la Deliberazione n. 4 del 22 marzo 2017 il Comitato Nazionale dell’Albo Gestori Ambientali ha provveduto a sostituire, per ciascuna categoria di iscrizione, le prescrizioni riguardanti la tenuta e la conservazione dei provvedimenti di iscrizione riportate nei provvedimenti stessi.

La Circolare n. 411 del 6 aprile 2017 precisa in merito al rinnovo dell’iscrizione nelle categorie 1, 4 e 5 di imprese che – per effetto della Deliberazione n. 5 del 3 novembre 2016 (in vigore dal 1 febbraio 2017) – debbano posizionarsi in una diversa sottoclasse o categoria, che tale rinnovo “non produce effetti risolutivi per il soggetto iscritto relativamente ai rapporti già in essere con i terzi fino al termine dei rapporti stessi”. Si segnala infine la deliberazione del Comitato nazionale recante “Requisiti del Responsabile Tecnico di cui gli articoli 12 e 13 del Decreto del Ministero dell’Ambiente e della tutela del territorio e del mare, di concerto con il Ministero dello sviluppo economico e il Ministero delle infrastrutture e dei trasporti, 3 giugno 2014, n. 120”.

Normativa europea

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 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.

La Banca europea per gli investimenti ha pubblicato nel 2016 una guida (on line) agli strumenti finanziari a disposizione dei progetti verdi – alcuni insieme alla Commissione europea - dedicata al finanziamento di progetti in campo ambientale.

E’ In vigore dal 31 dicembre 2016 la Direttiva (UE) 2016/2284 del Parlamento europeo e del Consiglio del 14 dicembre 2016 concernente la riduzione delle emissioni nazionali di determinati inquinanti atmosferici, che modifica la Direttiva 2003/35/CE e abroga la Direttiva 2001/81/CE.

Sulla Gazzetta Ufficiale dell’Unione Europea del 1 novembre 2016, infine, è stata pubblicata la rettifica del Regolamento (CE) n. 1013/2006 del Parlamento europeo e del Consiglio del 14 giugno 2006 relativo alle spedizioni di rifiuti (riguardante l’Allegato IX, artt. 12 e 24).

Sulla GUUE n. 349 del 22 dicembre 2016 è pubblicata la Rettifica del regolamento (CE) n. 1272/2008 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 16 dicembre 2008, relativa alla classificazione, etichettatura e imballaggio delle sostanze e delle miscele che modifica e abroga le direttive 67/548/CEE e 1999/45/CE e che reca modifica al regolamento (CE) n. 1907/2006.

Sulla GUUE 345 del 20 dicembre 2016 è stata pubblicata la Direttiva UE 2016/2309 della Commissione del 16 dicembre 2016, che modifica gli allegati della direttiva 2008/68/CE del Parlamento europeo e del Consiglio relativa al trasporto interno di merci pericolose.

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

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

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

Per quanto riguarda l'esercizio 2017 si segnalano:

- da maggio 2017 il Regolamento (UE) 2017/776 della Commissione del 4 maggio 2017, "recante modifica, ai fini dell'adeguamento al progresso tecnico e scientifico, del regolamento (CE) n. 1272/2008 del Parlamento europeo e del Consiglio relativo alla classificazione, all'etichettatura e all'imballaggio delle sostanze e delle miscele;
- il Regolamento consiglio UE n. 2017/997/UE in materia di classificazione rifiuti.

E' inoltre stata pubblicata il 13 aprile 2017 la Decisione di esecuzione (UE) 2017/695 della Commissione del 7 aprile 2017 che autorizza gli Stati membri ad adottare determinate deroghe a norma della direttiva 2008/68/CE del Parlamento europeo e del Consiglio relativa al trasporto interno di merci pericolose (notificata con il numero C(2017) 2198).

Infine, è stata pubblicata in GuCE del 31 maggio 2017 la intesi delle decisioni della Commissione europea relativa alle autorizzazioni all'immissione sul mercato per l'uso e/o all'uso di sostanze elencate nell'allegato XIV del regolamento (CE) n. 1907/2006 del Parlamento europeo e del Consiglio concernente la registrazione, la valutazione, l'autorizzazione e la restrizione delle sostanze chimiche (REACH).

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

Sistema tariffario relativo ai servizi ambientali

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

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

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

In data 19 giugno 2015 è stato pubblicato in G. U. il Decreto legge 19 giugno 2015, n. 78, Disposizioni urgenti in materia di enti territoriali. In particolare, tra le disposizioni dettate dal D.L. si segnalano l'art. 7, commi 4 (sull'estensione anche alla TARES della facoltà di affidamento dei controlli al soggetto gestore del servizio rifiuti), 7 (proroga del termine sulla riscossione locale al 31 dicembre 2015), 8 (estensione ai consorzi dei benefici fiscali già previsti in caso di scioglimento di società comunali) e 9 il quale aggiunge alla legge 27 dicembre 2013, n. 147 (l. di stabilità 2014) il c. 654-bis, che prevede che tra le componenti di costo della TARI vadano considerati anche gli eventuali mancati ricavi da crediti risultanti inesigibili con riferimento alla tariffa di igiene ambientale, alla tariffa integrata ambientale, nonché al tributo comunale sui rifiuti e sui servizi (TARES).

CONCESSIONI E AFFIDAMENTI

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. Nelle more è stato avviato dai principali competitors, tra cui Iren, un confronto con la Commissione europea al fine di sensibilizzarla sulla necessità di rendere omogenea la disciplina in ciascuno stato membro.

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

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

- Distribuzione gas naturale
- Energia elettrica/Teleriscaldamento
- Servizio idrico integrato
- Gestione servizi ambientali
- Altri Servizi ai comuni

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. (partecipata al 21,32% dal Consorzio G.P.O. controllato a sua volta al 62,35% da IRETI): Comuni di Osimo (AN), Recanati (MC), Loreto (AN) e Montecassiano (MC); affidamento scaduto al 31 dicembre 2010 ed in *prorogatio*;
- Comune di Vercelli - ATENA S.p.A. (controllata al 60% da IRETI): affidamento del 1999 scaduto al 31 dicembre 2010 ed in *prorogatio*;
- Provincia di Livorno - ASA S.p.A. (partecipata al 40% da IRETI): Comuni di Livorno, Castagneto Carducci, Collesalveti, Rosignano Marittimo e San Vincenzo – affidamento scaduto al 31 dicembre 2010 ed in *prorogatio*.

Vendita gas naturale

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

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

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

Energia elettrica

IRETI 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.

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.

Nella seduta pubblica del 22 dicembre 2016, il Comune di Beinasco ha dichiarato Iren Energia aggiudicataria dell'affidamento della concessione dell'uso di suolo e sottosuolo comunale per lo sviluppo della rete del teleriscaldamento. La relativa convenzione è stata sottoscritta il 27 giugno 2017.

Servizio idrico integrato

Area Genovese

IRETI S.p.A. 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), Iren Acqua Tigullio S.p.A. (già IdroTigullio, controllata al 66,55% da Iren Acqua S.p.A., già Mediterranea delle Acque) e AMTER S.p.A. (partecipata al 49% da Iren Acqua S.p.A.).

IRETI esercisce inoltre il servizio di distribuzione di acqua potabile nei Comuni di Camogli, Rapallo, Coreglia e Zoagli nell'ATO Genovese e il servizio idrico integrato nel Comune di Bolano in Provincia di La Spezia.

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

Area Emiliana

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

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

La gestione dei Servizi Idrici Integrati negli ATO di Parma, Piacenza e Reggio Emilia è in capo alla società del Gruppo IRETI. La proprietà dei beni e delle reti relative al settore idrico è stata trasferita a società interamente possedute da Enti pubblici. Queste società hanno messo le reti e gli asset a disposizione del Gruppo Iren sulla base di un contratto di affitto ed a fronte del pagamento di un canone.

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

ATO	REGIME	DATA DI STIPULA	DATA DI SCADENZA
<i>Area Genovese</i>	Convenzione ATO/gestore	16 aprile 2004/ 5 ottobre 2009	31 dicembre 2032
<i>Reggio Emilia</i>	Convenzione ATO/gestore	30 giugno 2003	31 dicembre 2011(*)
<i>Parma</i>	Convenzione ATO/gestore	27 dicembre 2004	30 giugno 2025
<i>Piacenza</i>	Convenzione ATO/gestore	20 dicembre 2004	31 dicembre 2011(*)

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

In data 19 aprile 2016 ATERSIR Emilia Romagna ha pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale Europea il Bando di Gara a procedura ristretta per l'affidamento in concessione del SII per la Provincia di Piacenza, comprensivo della realizzazione dei lavori strumentali. In data 10 giugno 2016 è stata presentata da IRETI domanda di partecipazione.

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

Altre Aree territoriali

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

- ATO Toscana Costa – ASA S.p.A. (partecipata al 40% da Ireti) Servizio idrico integrato in Comune di Livorno ed altri della Provincia;
- Ambito Territoriale Marche Centro, Macerata (ATO3) - ASTEA S.p.A. (partecipata al 21,32% da Consorzio GPO a sua volta controllato al 62,35% da IRETI) limitatamente ai Comuni di Recanati – Loreto – Montecassiano – Osimo - Potenza Picena - Porto Recanati;
- Ambito territoriale Biellese Casalese Vercellese: ATENA S.p.A. (controllata da IRETI) per l'area Vercellese;
- Comune di Ventimiglia: AIGA S.p.A. (partecipata al 49% da IRETI);
- Comune di Imperia: AMAT S.p.A. (partecipata al 48% da IRETI);
- Ambito Territoriale Alessandrino: ACOS S.p.A. (partecipata al 25% da IRETI) per il Comune di Novi Ligure;
- ATO di Cuneo: Mondo Acqua S.p.A. (partecipata al 38,5% da IRETI) – gestisce il Comune di Mondovì ed altri 7 Comune dell'area cuneese.

Gestione servizi ambientali

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%). 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.

Servizi al Comune di Torino

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

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

Con deliberazione del 3 novembre 2010 la Giunta Comunale di Torino ha deliberato di affidare a Iren Servizi e Innovazione i contratti di servizi inerenti alla gestione degli Impianti Elettrici e Speciali e degli Impianti Termici e di Condizionamento degli edifici comunali, fino al 31 dicembre 2017. Gli affidamenti sono stati prolungati fino al 31 dicembre 2020 con deliberazione della Giunta Comunale di Torino del 27 novembre 2012. A seguito della fusione per incorporazione di Iren Servizi e Innovazione in Iren Energia, con atto del 27 dicembre 2016, a partire dal 1° gennaio 2017 Iren Energia è subentrata nella titolarità della suddetta Convenzione e dei suddetti contratti di servizi.

NORMATIVA REGOLATORIA ENERGIA E GAS PRIMO SEMESTRE 2017

Di seguito si rappresentano i principali provvedimenti regolatori del 2017 di maggior impatto per i business energetici del Gruppo Iren.

GAS

Energy Management gas

DCO 373/2017 - Completamento progetto pilota conferimento di capacità presso gli impianti di generazione elettrica

Il tema principale in consultazione riguarda i coefficienti moltiplicativi per i prodotti infra annuali, proponendo due opzioni: l'una che include il prodotto trimestrale insieme a quello giornaliero e mensile, l'altra che prevede il trimestrale e offre una quotazione minore del prodotto mensile.

Del. 275/2017 - Ottemperanza Consiglio di Stato determinazione valore materia prima gas Anni Termici 2010-2012

L'Autorità, in ottemperanza alla sentenza del CdS in merito all'applicazione del coefficiente K (0.925) alla componente Qt per gli AT 2010-2011 e 2011-2012 ha deliberato di avviare un procedimento per l'adozione di un provvedimento entro ottobre 2017 e la definizione, entro luglio 2018, delle partite di conguaglio. In questa direzione l'AEEGSI ha pubblicato il DCO che segue.

DCO 463/2017 - Materia prima gas ante riforma gas dell'Autorità: ottemperanza alla sentenza del Consiglio di Stato 4825/2016 di annullamento della deliberazione ARG/gas 89/10, determinazione del valore della materia prima gas per il periodo da ottobre 2010 fino alla riforma gas dell'Autorità (2012)

L'AEEGSI ha avviato il procedimento per la rideterminazione del coefficiente k, ricalcolato, ora per allora, sulla base delle realizzazioni di costo effettive e volumi ritirati reali, pari a 0,943 per entrambi gli anni del biennio.

DCO 413/2017 - Criteri di regolazione delle tariffe e della qualità del servizio di trasporto del gas naturale per il quinto periodo di regolazione

E' in corso la revisione delle tariffe di trasporto gas. Sono previsti due periodi di regolazione:

- periodo transitorio biennale 2018-2019, con WACC per il 2018 al 5,4% e una revisione nel 2019. Sostanziale continuità regolatoria con due novità: (i) maggiore selettività degli investimenti, (ii) semplificazione nella determinazione dei corrispettivi per renderli più prevedibili;
- quinto periodo regolatorio dal 2020. Si prevede: (i) modifica alla ripartizione dei ricavi tra entry ed exit per favorire una maggiore competitività dell'approvvigionamento e un maggiore allineamento dei prezzi al PSV con i principali hub europei; (ii) l'adozione dell'approccio Totex sul riconoscimento dei costi; (iii) alcune innovazioni sul trattamento delle immobilizzazioni in corso, sul capitale circolante netto, sul tasso di remunerazione del capitale investito riconosciuto.

Reti gas

Del. 344/2017 – Semplificazioni iter analisi scostamenti Valore Industriale Residuo (VIR) -Regulatory Asset Base (RAB)

La delibera introduce importanti semplificazioni nell'iter di analisi degli scostamenti VIR-RAB per gli scostamenti inferiori al 10% a livello di singolo comune, nei casi in cui lo scostamento aggregato d'ambito sia inferiore ad una soglia prestabilita (da fissare al massimo al 6-8%).

Del. 389/2017 – Riconoscimento costi telelettura/telegestione/concentratori anni 2011-2013: soluzioni buy

L'AEEGSI ha deliberato di riconoscere i costi operativi relativi a telelettura/telegestione e ai concentratori per gli anni 2011-2013 e di emanare un successivo provvedimento per i costi sostenuti nell'anno 2014.

Del. 434/2017 – Disposizioni in merito alla gestione dei dati di misura nell’ambito del Sistema Informativo Integrato, con riferimento al settore gas

Con tale delibera l’AEEGSI avvia la sperimentazione relativa alla messa a disposizione tramite il SII, a partire dai dati messi a disposizione nel mese di ottobre 2017, dei flussi contenenti i dati di misura trasmessi dalle imprese distributrici agli utenti. A tal fine l’Acquirente Unico adotterà entro la metà di luglio una procedura semplificata.

DCO 484/2017 - Aggiornamento delle direttive per le connessioni degli impianti di produzione di biometano alle reti del gas naturale

L’AEEGSI ha pubblicato un DCO che esprime i propri orientamenti relativi alle modifiche da apportare alle direttive per le connessioni degli impianti di produzione di biometano alle reti del gas naturale affrontando temi quali la qualità del biometano ed i processi di misura della qualità e quantità del biometano immesso in rete.

ENERGIA ELETTRICA

Energy management

DCO TERNA - Mercato della Capacità - Criteri per la definizione di curve di domanda per Area, lineari a tratti, funzione di specifici valori di LOLE (Loss Of Load Expectation – perdite di carico attese)

Nelle risposte alle consultazioni di TERNA sugli schemi di prima e piena attuazione del Capacity Market (CM), diversi operatori hanno chiesto una consultazione specifica sulla curva di domanda del CM evidenziando anche l’esigenza di una semplificazione della metodologia di costruzione della curva stessa. Da questa esigenza il presente DCO, che illustra una proposta di semplificazione della metodologia per la costruzione delle curve di domanda per Area del CM.

Del. 300/2017/R/eel - Prima apertura del Mercato per il Servizio di Dispacciamento (MSD) alla Domanda elettrica ed alle Unità di Produzione anche da Fonti Rinnovabili non già abilitate nonché ai Sistemi di Accumulo. Istituzione di Progetti Pilota in vista della costituzione del Testo Integrato Dispacciamento Elettrico (TIDE) coerente con il *Balancing Code* europeo

Con tale delibera, l’Autorità definisce i criteri per la partecipazione di altre risorse al MSD nell’ambito di progetti pilota; parallelamente, avvia una prima fase di attuazione pilota per consentire di acquisire elementi utili per la riforma organica del dispacciamento.

La delibera prevede che sia Terna ad istituire i progetti pilota in oggetto; Terna, pertanto, dopo aver sottoposto a consultazione il documento, ha definito il primo progetto pilota relativo alla partecipazione della domanda al MSD ai fini della fornitura di risorse per la riserva terziaria e il bilanciamento. Il progetto è articolato in due proposte da attuare in parallelo:

- qualificazione degli impianti di consumo alla partecipazione all’MSD;
- approvvigionamento a termine, limitatamente al periodo giugno-settembre 2017, di un quantitativo di risorse rese disponibili da impianti di consumo che siano stati qualificati per la partecipazione all’MSD.

Del. 419/2017/R/eel - Valorizzazione transitoria degli sbilanciamenti effettivi nelle more della definizione della disciplina di regime basata su prezzi nodali

Con la delibera 419/2017/R/eel, l’AEEGSI ridefinisce la valorizzazione degli sbilanciamenti effettivi, regolando l’ultima fase intermedia verso la soluzione organica di regime che consentirà di fornire agli utenti del dispacciamento segnali di prezzo coerenti con le dimensioni temporale, spaziale e merceologica che contraddistinguono il valore dell’energia in tempo reale (tramite l’utilizzo dei prezzi nodali), superando così l’attuale meccanismo basato su aggregazioni zonali/macrozonali statiche.

In dettaglio viene introdotto il corrispettivo di non arbitraggio macrozonale con effetti dal 1° luglio 2017 e vengono modificate le modalità di calcolo dello sbilanciamento aggregato zonale con effetti dal 1° settembre 2017, consentendo, da quest’ultima data, il ripristino del meccanismo single pricing per la valorizzazione degli sbilanciamenti effettivi di tutte le unità non abilitate.

RETI ELETTRICHE

Sistemi di Smart Metering 2G

Nel 2016 la regolazione ha avviato il tema della versione evoluta dei misuratori elettrici per i clienti BT e la definizione dei criteri per il riconoscimento dei costi dei misuratori di seconda generazione. Nel corso del 2017 si segnala:

La **delibera 222/2017/R/eel – Sistemi di smart metering di seconda generazione (2G): decisione sul piano di messa in servizio e sulla richiesta di ammissione al riconoscimento degli investimenti in regime specifico di e-distribuzione S.p.A.** – approva il piano sui 2G di e-distribuzione per il 2017-2031, con alcune specificità tecniche (ulteriori obblighi del misuratore) ed economiche (limitazioni al riconoscimento di eventuali futuri efficienze/costi), definendo i dettagli della spesa ammessa.

La **delibera 248/2017/R/eel – Sistemi di misura 2G: adeguamento degli obblighi di rilevazione e messa a disposizione dei dati di misura 2G e disposizioni relative all’aggiornamento dei dati nel registro centrale ufficiale del sistema informativo integrato** – modifica la gestione delle misure nel Sistema Informativo Integrato (detto “SII”) in considerazione della messa in servizio (per il momento da parte di e-distribuzione) dei 2G.

La **delibera 289/2017/R/eel – Integrazione di procedimento per la valutazione della disponibilità di soluzioni tecnologiche standardizzate volte a supportare funzionalità incremental (versione 2.1) dei sistemi di smart metering di energia elettrica in bassa tensione di seconda generazione** – integra il procedimento di definizione dei requisiti funzionali dei 2G (da concludersi entro il 28 febbraio 2018) ex. del. 412/2014/R/efr per valutare sia soluzioni tecnologiche standard per soluzioni incremental che portino il 2G alla versione 2.1, sia implementazioni al limitatore di potenza, prevedendo inoltre una collaborazione tecnica con l’Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato.

Si segnalano inoltre i due DCO:

DCO n. 377/2017/R/eel – Centralizzazione del processo di messa a disposizione dei dati di misura nell’ambito del Sistema Informativo Integrato, con riferimento al settore elettrico, che esprime gli orientamenti finali dell’Authority affinché il SII dal 2018 diventi l’interfaccia unica per la messa a disposizione delle misure elettriche verso i distributori e i venditori

DCO n. 466/2017/R/eel – Sistemi di misura 2G: orientamenti relativi alle disposizioni in materia di applicazione del trattamento orario, aggregazione e configurazione, contenente proposte sul trattamento orario dei punti di prelievo presso cui verrà installato un 2G e sulle disposizioni in materia di aggregazione delle misure.

Morosità

Del. 376/2017/R/com - Affinamenti della disciplina relativa alla morosità nei mercati retail dell’energia elettrica, in ottemperanza alla sentenza del TAR Lombardia, Sez. II, 1629/16, nonché integrazioni della medesima disciplina nei mercati retail dell’energia elettrica e del gas naturale

La presente delibera apporta gli affinamenti in oggetto. In particolare, conferma i contenuti del Testo Integrato Morosità Elettrica (specie gli indennizzi a carico dei distributori e la sospensione della fatturazione del trasporto per inadempimenti gravi, arrivando al pagamento al 50% dei corrispettivi di trasporto nel periodo di ritardo) essendo state sanate le carenze contestate dalla sentenza del TAR.

Il provvedimento, inoltre, offre la possibilità fino al 31 dicembre 2018 di fatturare in modo semplificato e definisce una disciplina di dettaglio sulla rialimentazione di un punto moroso.

Rivede, infine, le modalità di applicazione degli indennizzi in caso di mancata comunicazione degli esiti dell’intervento di chiusura, con particolare riferimento ai punti di prelievo serviti in maggior tutela, al fine di garantire una loro corretta applicazione.

Del. 109/2017/R/eel - Avvio di procedimento per l'ottemperanza alle sentenze del Tar Lombardia, Sezione II, 31 gennaio 2017, 237, 238, 243 e 244, relative alla deliberazione dell'Autorità 268/2015/R/eel, in tema di garanzie per l'esazione degli oneri generali del sistema elettrico

La delibera in oggetto avvia un procedimento (da concludersi entro il 31 dicembre 2017) per l'ottemperanza alle sentenze del Tar Lombardia, Sez. II, 31/01/2017, nn. 237, 238, 243 e 244 in tema di garanzie fornite da parte dell'utente di trasporto, stabilendo al contempo l'adeguamento della disciplina connessa ai sensi della deliberazione 553/2016/R/eel. Sono così adottati provvedimenti temporanei di urgenza con diminuzione delle garanzie prestate tenendo anche conto della morosità. La delibera è attualmente oggetto di pendenze giudiziarie.

CLIENTI FINALI

Superamento Tutela

Del. 69/2017/R/eel – Servizio di maggior tutela: meccanismo di compensazione dei costi fissi sostenuti dagli esercenti il servizio

L'AEEGSI stabilisce un meccanismo finalizzato a garantire agli esercenti la tutela la copertura dei costi fissi nell'ipotesi che il tasso di uscita dei clienti dal regime di tutela sia superiore a quello considerato dall'Autorità nell'ambito dell'aggiornamento annuale delle componenti RCV.

DCO 204/2017/R/com – Offerte a prezzo libero a condizioni equiparate di tutela e condizioni minime per il mercato libero per la capacitazione dei clienti finali domestici e delle piccole imprese nei mercati al dettaglio dell'energia elettrica e del gas naturale

Il DCO riguarda tutto il mercato retail energia elettrica e gas:

- introduce l'offerta standard (offerta PLACET - Prezzo Libero e Condizioni Equiparate di Tutela) per l'energia elettrica e per il gas naturale;
- procede ad una revisione delle condizioni contrattuali non economiche delle altre offerte di mercato libero.

L'offerta PLACET dovrà essere nel portafoglio di tutti i venditori. Si configura come una forma di evoluzione della tutela Simile.

Del. 375/2017/R/com – Avvio di un procedimento per la definizione di un quadro degli strumenti regolatori esistenti e per la promozione di nuovi strumenti regolatori per l'informazione e la capacitazione dei clienti finali domestici e piccole imprese nei mercati al dettaglio dell'energia elettrica e del gas naturale

Il provvedimento avvia un procedimento, da concludere entro il 30 giugno 2018, per la definizione di un progetto per sviluppare iniziative informative e di capacitazione dei clienti finali domestici e delle piccole imprese nei mercati al dettaglio dell'energia elettrica e del gas naturale.

Tariffe

DCO 374/2017/R/eel – Revisione delle tempistiche di determinazione e pubblicazione di alcuni corrispettivi di dispacciamento

Tale revisione avrebbe il fine di garantire la possibilità, sia in relazione alle succitate offerte PLACET sia a ogni altra offerta sul libero mercato, di applicare in maniera "passante" anche i corrispettivi di dispacciamento (ex-ante rispetto al trimestre a cui si riferiscono), introducendo semplificazioni sia per i venditori che per i clienti finali.

Del. 782/2016/R/eel – Attuazione della riforma delle tariffe di rete e delle componenti tariffarie a copertura degli oneri generali di sistema per i clienti domestici di energia elettrica

Il provvedimento dell'AEEGSI introduce importanti novità dal 1 gennaio 2017, con particolare riferimento ai:

- corrispettivi tariffari per i servizi di rete (trasmissione, distribuzione e misura), che assumono la struttura denominata "TD" per tutti i clienti domestici, indipendentemente dalla condizione di residenza anagrafica, eliminando così ogni progressività;
- corrispettivi a copertura degli oneri generali di sistema, che sono limitati a 2 scaglioni progressivi e il corrispettivo A3 diventa quota fissa per i soli non residenti.

Il 3 maggio 2017 l'Autorità ha pubblicato chiarimenti applicativi sulle agevolazioni temporaneamente applicabili (dal 1° aprile 2017 al 31 marzo 2019) alle richieste di variazione della potenza contrattualmente impegnata formulate da clienti domestici.

Del. 481/2017/R/eel - Struttura tariffaria degli oneri generali di sistema per il settore elettrico applicabile dal 1° gennaio 2018. Definizione dei raggruppamenti degli oneri generali di sistema

Tramite la delibera in oggetto l'AEEGSI definisce la nuova struttura tariffaria degli oneri generali in ambito elettrico, che potrà essere applicata dal 1° gennaio 2018.

In particolare, la delibera definisce che la struttura degli oneri generali da applicare ai clienti non domestici relativa alle componenti A2, A3, A4, A5, As, MCT, UC4 e UC7 preveda due raggruppamenti ("oneri generali relativi al sostegno delle energie rinnovabili ed alla cogenerazione" e "restanti oneri"), con forma trinomia, caratterizzata da tre aliquote.

La delibera prevede, inoltre, che la logica dei due raggruppamenti venga applicata anche alle tariffe per i clienti domestici, in esito al graduale percorso di riforma delle tariffe, per le quali è previsto il completamento entro il 1° gennaio 2018.

È altresì previsto che l'Autorità pubblichi, a far data dal 2018, la percentuale di gettito dei raggruppamenti individuati, da destinare a ciascun conto di gestione istituito presso la Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali.

Con riferimento alle ulteriori componenti tariffarie UC3 e UC6, che non sono afferenti agli oneri generali, la delibera prevede per semplicità lo stesso schema previsto per gli altri oneri.

Del. 126/2017/R/eel - Conferma dei valori delle componenti tariffarie a copertura degli oneri generali alle utenze non domestiche nel 2016 e nel primo trimestre 2017, a seguito della conversione in legge del D.L. 244/16

Sulla base di quanto previsto dal D.L. 244/16 (proroga dal 1° gennaio 2016 al 1° gennaio 2018 della decorrenza della riforma degli oneri generali di sistema per le utenze non domestiche), la delibera in oggetto ha confermato in via definitiva le aliquote degli oneri generali di sistema per le medesime utenze già deliberate nel corso del 2016 e a partire dal 1° gennaio 2017.

Fatturazione

Del. 129/2017/R/com – Bolletta 2.0: modifiche e integrazioni alle deliberazioni dell'Autorità 501/2014/R/com e 200/2015/R/com per clienti non domestici alimentati in bassa tensione

L'AEEGSI intende consentire anche ai clienti non domestici l'accesso al corredo informativo già disponibile ai clienti domestici al fine di permettere loro di valutare meglio l'adeguatezza della propria potenza impegnata.

La delibera prevede che:

- gli elementi minimi della bolletta sintetica comprendano la potenza impegnata e, per ciascun mese, la potenza massima prelevata;
- sia messo a disposizione almeno una volta all'anno il dettaglio dei livelli massimi di potenza prelevata mensilmente negli ultimi 12 mesi;
- non sia più prevista l'indicazione della potenza disponibile tra gli elementi minimi da inserire nella Bolletta 2.0.

Del. 279/2017/R/com – Bolletta 2.0: meccanismo incentivante per una maggiore diffusione delle bollette in formato elettronico dirette ai clienti serviti in regimi di tutela e modifiche alla Bolletta 2.0

La delibera stabilisce che la partecipazione a tale meccanismo di reintegrazione/incentivazione è condizionata al raggiungimento di un livello minimo di clienti cui viene erogato lo sconto (per il 2016, il 7% dei clienti serviti in tutela).

Lo sconto previsto normativamente ai clienti è infatti superiore ai risparmi che l'esercente la Maggior Tutela ha nel non inviare al cliente la bolletta cartacea.

Del. 738/2016/R/com – Fatturazione e regole di rateizzazione: modifiche alla disciplina definita dalla deliberazione dell'Autorità 463/2016/R/com

Il provvedimento, apportando modifiche alla Del. 463/2016/R/com ed al suo allegato A (TIF – Testo Integrato delle Fatturazioni), nonché al Testo Integrato del Vettoramento (TIV), al Testo Integrato Misura Elettrica (TIME) e al Testo integrato delle attività di Vendita al dettaglio di Gas naturale e Gas diversi da gas

naturale distribuiti a mezzo di reti urbane (TIVG) per aspetti inerenti alla fatturazione e alle regole di rateizzazione, ha portato - per il solo 2017 - la soglia temporale di obbligo di corresponsione dell'indennizzo da parte dei distributori a 3 mesi di letture stimate (dal 2018 ritornano a 2 mesi).

Canone Rai

Del. 291/2017 – Criteri di ripartizione del contributo forfetario a carico dell’Agenzia delle entrate, a copertura degli oneri sostenuti dai venditori di energia elettrica per l’addebito del canone contestuale alle fatture, per gli anni 2016 e 2017

Il provvedimento stabilisce i criteri di ripartizione del contributo forfetario a copertura degli oneri sostenuti dalle imprese elettriche per l'addebito del canone contestuale alla fattura, per gli anni 2016 e 2017. Trattasi di 14 milioni di euro per ogni anno da suddividere tra i vari venditori e l'Acquirente Unico.

Altri temi gestionali

Del. 228/2017 – Adozione del Testo Integrato in materia di misure propedeutiche per la conferma del contratto di fornitura di energia elettrica e/o di gas naturale e procedura Ripristinatoria Volontaria - TIRV

Il TIRV è applicabile ai contratti a distanza o negoziati al di fuori dei locali commerciali del venditore e disciplina la procedura ripristinatoria, ad adesione volontaria sia del cliente finale che del venditore, nel caso in cui non siano state rispettate le misure preventive nella fase di conferma del contratto.

DCO 447/2017 - Disciplina della procedura decisoria per la risoluzione delle controversie tra clienti o utenti finali e operatori o gestori nei settori regolati dall’Autorità per l’Energia Elettrica il Gas e il Sistema Idrico (Terzo livello)

La consultazione contiene la disciplina della procedura decisoria per la risoluzione delle controversie tra clienti/utenti finali e operatori/gestori nei settori regolati dall'Autorità. Con l'introduzione del "terzo livello decisorio" la definizione della controversia avviene tramite un intervento amministrativo dell'Autorità.

TELERISCALDAMENTO

DCO 378/2017/R/tlr - Disposizioni in materia di contributi di allacciamento e modalità per l’esercizio del diritto di recesso nel servizio di telecalore (teleriscaldamento e teleraffrescamento). Orientamenti finali

Il documento per la consultazione presenta gli orientamenti finali dell'Autorità in materia di criteri per la determinazione dei contributi di allacciamento e di modalità per l'esercizio da parte dell'utente del diritto di disattivazione della fornitura e di scollegamento dalla rete di telecalore.

DCO 438/2017/R/tlr - Regolazione della qualità contrattuale del servizio di telecalore. Prestazioni connesse all’avvio, alla gestione e alla chiusura del rapporto contrattuale. Orientamenti finali

Il documento presenta gli orientamenti finali dell'Autorità per la regolazione della qualità delle prestazioni erogate all'utenza dall'esercente il servizio di telecalore connesse con l'avvio, la gestione e la chiusura del rapporto da parte dell'esercente, nonché di obblighi di registrazione e comunicazione dei dati di qualità contrattuale in capo agli esercenti il servizio.

RIGASSIFICAZIONE

Tariffe

Determina 8/2017 – Nulla osta all’erogazione delle spettanze relative al fattore di copertura dei ricavi di competenza della società OLT Offshore LNG Toscana S.p.A. per l’anno 2016

L'AEEGSI ha comunicato alla CSEA il nulla osta all'erogazione delle spettanze provvisorie e in acconto, relative al fattore di copertura dei ricavi per la società OLT Offshore LNG Toscana S.p.A. per l'anno 2016, subordinando l'erogazione del fattore di copertura dei ricavi alla messa a disposizione da parte della società OLT di apposita garanzia fideiussoria, di importo pari all'ammontare del fattore di copertura.

DCO 485/2017 - Criteri di regolazione delle tariffe del servizio di rigassificazione del gas naturale liquefatto per il quinto periodo di regolazione e per il periodo transitorio 2018 e 2019. Inquadramento generale e linee di intervento

Con tale DCO l’Autorità, tra l’altro, prospetta di: (i) avviare il quinto periodo regolatorio a partire dal 2020, (ii) di includere nel riconoscimento tariffario i valori di preconsuntivo degli investimenti entrati in esercizio nell’anno *t-1* rispetto all’anno di applicazione delle tariffe, (iii) di aggiornare il WACC coerentemente a quanto stabilito dal TIWACC (il Testo Integrato in materia), (iv) di incentivare gli investimenti che entreranno in esercizio nel periodo 2018-2019 introducendo una maggiorazione del tasso di remunerazione del capitale investito dell’1,5% riconosciuta per 12 anni.

Aste per assegnazione capacità

Del. 6/2017 e ss – Disposizioni per il conferimento delle capacità per il servizio integrato di rigassificazione e stoccaggio, per l’anno termico 2017-2018

Nelle delibere sopraccitate l’AEEGSI ha stabilito le disposizioni per il conferimento delle capacità per il servizio integrato di Rigassificazione e stoccaggio per l’anno termico 2017 – 2018 e le modalità di calcolo del prezzo di riserva per le procedure d’asta.

ALTRI TEMI TRASVERSALI

Strumenti di misura

D. M. n. 93 del 21 aprile 2017 – Regolamento recante la disciplina attuativa della normativa sui controlli degli strumenti di misura in servizio e sulla vigilanza sugli strumenti di misura conformi alla normativa nazionale e europea

Il Decreto in oggetto, in vigore dal 18 settembre 2017 sostituisce, abrogandoli, i precedenti Decreti Ministeriali relativi ai controlli sui misuratori elettrici, gas, acqua e calore.

In particolare per l’elettrico, equipara i misuratori in esercizio fabbricati prima dell’entrata in vigore del D.lgs. 22 del 2 febbraio 2007 (cosiddetti “pre-MID”) ai misuratori MID, con alcune dilazioni sui termini (un triennio) e possibili ulteriori deroghe da parte dell’AEEGSI in considerazione dei futuri piani di messa in servizio dei sistemi di misura 2G.

Unbundling funzionale

DCO 307/2017 – Criteri per il riconoscimento dei costi sostenuti dalle imprese distributrici di energia elettrica e di gas naturale per il cambio del marchio e delle relative politiche di comunicazione

L’AEEGSI ha pubblicato il DCO in cui propone i criteri per il riconoscimento dei costi di debranding.

Sono elencati i costi ammessi al riconoscimento: progettazione e realizzazione del nuovo marchio, spese legali e notarili connesse alla definizione del nuovo marchio, costi di comunicazione presso gli utenti e gli operatori di settore, rebranding delle dotazioni del personale e dei supporti che rappresentano punti di contatto con i terzi, layout di materiali utilizzati per lo svolgimento delle attività di distribuzione e i costi per la riconfigurazione dei sistemi informativi e gestionali. Sono previsti infine logiche di riconoscimento asimmetrica tra gas ed energia elettrica.

Incentivi

Incentivo post - Certificati Verdi

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 Certificati Verdi conservano il beneficio fino al termine del periodo dell’agevolazione, ma in forma diversa: è garantita 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. In data 27 giugno 2017 il GSE ha aperto una

consultazione volta a definire nuove tempistiche di pagamento dell'incentivo ex-CV, in modo da ridurre i tempi tra produzione e incentivo. La valutazione sarà svolta congiuntamente con l'AEEGSI, e le nuove tempistiche dovrebbero essere applicate inizialmente a impianti a biomasse e bioliquidi e poi estese alle altre tipologie.

Titoli di efficienza energetica (TEE)

D.M. 11 gennaio 2017 - Determinazione degli obiettivi quantitativi nazionali di risparmio energetico che devono essere perseguiti dalle imprese di distribuzione dell'energia elettrica e il gas per gli anni dal 2017 al 2020 e per l'approvazione delle nuove Linee Guida per la preparazione, l'esecuzione e la valutazione dei progetti di efficienza energetica

Il Decreto, entrato in vigore il 4 aprile u.s., fissa gli obiettivi quantitativi nazionali di risparmio sull'energia primaria da conseguire nel quadriennio 2017-2020 e, all'interno di tali obiettivi, gli obblighi per i distributori di energia elettrica e gas all'interno del meccanismo dei Certificati Bianchi (CB) per il medesimo periodo.

Oltre agli obblighi assegnati per il periodo di riferimento, agli obiettivi nazionali concorrono anche i Certificati Bianchi rilasciati per la Cogenerazione ad Alto Rendimento (CAR), quelli relativi alle procedure di assegnazione del servizio di distribuzione del gas naturale, e gli interventi già inclusi nel meccanismo dei CB che continuano a generare risparmi anche dopo il termine della vita utile.

Il Decreto inoltre modifica le modalità di presentazione dei progetti di risparmio energetico e la valutazione dei risparmi conseguiti.

Del. 435/2017 - Definizione del contributo tariffario a copertura dei costi sostenuti dai distributori di energia elettrica e gas naturale soggetti agli obblighi nell'ambito del meccanismo dei titoli di efficienza energetica.

L'AEEGSI, a valle del D.M. soprarichiamato e del DCO 312/2017 ha pubblicato la delibera che definisce le nuove regole per il calcolo del contributo tariffario erogato ai distributori nell'ambito del meccanismo dei titoli di efficienza energetica (TEE). I principali elementi di novità sono:

- introduzione, per la fissazione del valore del contributo da riconoscere, del "prezzo di riferimento rilevante di sessione", determinato dal prezzo medio, ponderato per le relative quantità, delle transazioni eseguite nella sessione e concluse a un prezzo compreso entro un intervallo del $\pm 12\%$ rispetto al prezzo di riferimento rilevante della sessione precedente;
- contributo di riferimento (che sostituisce il contributo preventivo) terrà conto della media pesata degli ultimi due contributi definitivi;
- il contributo tariffario da erogare in occasione della nuova scadenza annuale del 30 novembre, sarà, in acconto, pari al contributo definitivo dell'anno precedente, a valere su una quantità limitata di obiettivo in capo a ciascun distributore;
- bancabilità dei TEE.

Milleproroghe 2017

Entrato in vigore il 30 dicembre 2016, stabilisce, tra le altre, le proroghe:

- al 30 giugno 2017 per il termine per l'installazione dei sistemi di termoregolazione e contabilizzazione del calore da parte dei condomini;
- al 1° gennaio 2018 l'obbligo, relativo a nuovi edifici o quelli sottoposti a ristrutturazioni rilevanti, di coprire con impianti a fonti rinnovabili termiche almeno il 50% dei consumi di acqua calda sanitaria, riscaldamento e raffrescamento;
- al 31 dicembre 2017 degli incentivi ai progetti di efficienza energetica di grandi dimensioni, non inferiori a 35.000 TEP/anno, il cui periodo di riconoscimento è terminato entro il 2014 (la proroga sarà resa a fronte di progetti definiti dallo stesso proponente per produrre nuovi risparmi di energia e avviati entro il 31 dicembre 2017);
- al 31 dicembre 2017 per il termine per il calcolo dell'accisa agevolata riservata alla cogenerazione: continuerà ad applicarsi la metodologia di calcolo stabilita dalla Delibera 16/98, con la riduzione del 12% dei parametri;
- al 1° gennaio 2018 il termine entro cui AEEGSI dovrà adeguare la struttura delle componenti tariffarie relative agli oneri di sistema, applicate ai clienti dei servizi elettrici per usi diversi da quelli domestici;

- conseguentemente, a partire dal 1° gennaio 2017 le parti variabili degli oneri generali di sistema sono applicate all'energia prelevata dalle reti pubbliche con obbligo di connessione di terzi;
- sempre con riferimento agli oneri di sistema, il Milleproroghe abroga la disposizione relativa alle Reti Interne d'Utenza secondo cui i corrispettivi tariffari di trasmissione e di distribuzione, nonché quelli a copertura degli oneri generali di sistema, sono determinati facendo esclusivo riferimento al consumo di energia elettrica dei clienti finali o a parametri relativi al punto di connessione dei medesimi clienti finali.

Strategia Energetica Nazionale 2017 – Consultazione ai fini della redazione del documento finale

I temi chiave alla base del documento proposto in consultazione sono riassumibili nell':

- aumentare la competitività del Paese allineando i prezzi energetici a quelli europei;
- migliorare la sicurezza dell'approvvigionamento e della fornitura;
- decarbonizzare il sistema energetico in linea con gli obiettivi di lungo termine dell'Accordo di Parigi, che vanno confermati come irreversibili, ponendosi i seguenti obiettivi.

La Strategia proposta intende confermare un ruolo di leadership dell'Italia e dare al Paese obiettivi al 2030 che, in alcuni casi, risultano ancor più sfidanti di quelli europei:

- per le energie rinnovabili, definire un obiettivo minimo del 27%, che si tradurrà, per il settore elettrico, nella copertura di almeno la metà del consumo con Fonti di Energia Rinnovabile;
 - rafforzare l'impegno per la decarbonizzazione, definendo e avviando rapidamente gli interventi che consentiranno di azzerare l'utilizzo del carbone nel settore elettrico al massimo entro il 2030;
 - il gas è individuato come vettore essenziale per la transizione, nella generazione elettrica, nella fornitura di servizi al mercato elettrico e negli altri usi, tra cui il GNL nei trasporti pesanti e marittimi; per salvaguardare la sicurezza degli approvvigionamenti saranno quindi messi in campo interventi per diversificare le rotte di provenienza, ed eliminare il gap di costo con gli altri Paesi europei;
 - dovrà proseguire il percorso di razionalizzazione del settore downstream petrolifero, in particolare sviluppando le filiere nazionali del biometano e l'economia circolare;
 - sarà essenziale il ruolo dell'efficienza energetica, in grado di cogliere contemporaneamente i tre obiettivi e di contenere la spesa energetica di famiglie e imprese;
 - andranno rivisti, allo stesso modo, gli strumenti di funzionamento dei mercati energetici per aumentarne la competitività e renderli idonei a rispondere alle esigenze delle diverse categorie di consumatori;
- Inoltre, trasversalmente a questi temi, si pongono quelli del rafforzamento dell'innovazione e di miglioramento della governance del settore.

PERSONALE E FORMAZIONE

Personale

Al 30 giugno 2017 risultano in forza al Gruppo Iren 6.258 dipendenti; rispetto al 31 dicembre 2016 si registra un aumento rispetto ai precedenti 6.226 dipendenti. Nella tabella seguente si riporta la consistenza degli addetti al 30 giugno 2017, suddivisa per Holding e società di primo livello (con relative controllate), confrontata con il dato al 31 dicembre 2016.

Società	Organico al 30.06.2017	Organico al 31.12.2016
Iren S.p.A.	929	927
IRETI e controllate	1.959	1.921
Iren Ambiente e controllate	2.255	2.276
Iren Energia	644	617
Iren Mercato e controllate	471	485
Totale	6.258	6.226

La variazione dell'organico rispetto al 31 dicembre 2016 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 2017, ha comportato l'incorporazione di Iren Servizi e Innovazione in Iren Energia e di Iren Gestioni Energetiche in Iren Mercato, con il conseguente trasferimento, da Iren Mercato ad Iren Energia, del ramo aziendale relativo alla gestione delle attività operative legate all'efficientamento energetico, al controllo, alla gestione delle realizzazioni e all'operations & maintenance degli impianti termici e degli impianti di condizionamento speciali;
- all'ingresso nel Gruppo della società REI S.p.A. nell'ambito della Business Unit Ambiente (6 risorse) e del ramo d'azienda da Acque Potabili S.p.A. relativo alle concessioni del servizio idrico integrato di 31 comuni del nord Italia nell'ambito della BU Reti (39 risorse), e, con decorrenza 1° maggio 2017, della società Salerno Energia Vendite nell'ambito della BU Mercato (25 risorse), società in cui è confluita la già controllata GEA Commerciale;
- al completamento del primo percorso di incentivazione all'esodo, di cui all'art. 4 della legge 92/2012, avviato nel corso dell'esercizio 2014, con l'obiettivo di realizzare un ricambio generazionale nell'ambito del Gruppo Iren congiuntamente alla prosecuzione della politica in materia di contenimento degli organici.

Formazione

Anche per il 2017 la formazione conferma il suo ruolo di supporto e accelerazione dei processi di cambiamento e trasformazione in atto all'interno del Gruppo Iren.

Risultato di una pianificazione organica che tende a strutturare e rinforzare competenze e capacità legate a ruoli e mansioni, la formazione tende sempre di più a una prospettiva di continuità lungo tutta la vita professionale del personale, accompagnandola negli aspetti legati all'introduzione di nuove modalità di lavoro, all'aggiornamento delle conoscenze tecnico specifiche, alla sicurezza nonché alla valorizzazione delle competenze relazionali e comportamentali. Questo fa di essa un supporto importante non solo alla valorizzazione del ruolo acquisito ma anche alla riqualificazione delle professionalità inserite nei percorsi di mobilità interna, attraverso azioni mirate e dedicate.

Nei primi sei mesi del 2017 ai dipendenti del Gruppo Iren sono state erogate complessivamente oltre 53.000 ore di formazione (+ 13% rispetto al primo semestre 2016) con 4.970 dipendenti –pari al 79,5% dell'organico (+22%)- che hanno partecipato ad almeno una iniziativa formativa, con una media di 8,5 ore pro-capite (+10,4%).

L'incidenza della formazione in materia di sicurezza, qualità e ambiente, rispetto al monte ore complessivo, è pari al 38,9%, con una media pro-capite pari a 3,3 ore mentre quella specialistica è risultata pari al 42,5%. E' in crescita la formazione manageriale, che ha rappresentato una percentuale del 3%, grazie alla realizzazione di iniziative rivolte a Direttori, Dirigenti e Responsabili anche in modalità Webinar Live.

Si conferma la tendenza a privilegiare la progettazione a gestione interna, avvalendosi sia di formatori interni che di consulenti esterni (cosiddetta formazione interna), che anche per il primo semestre 2017 rappresenta il 90% del monte ore complessivo, mentre solo il 10% è acquistata a catalogo e svolta presso enti esterni (formazione esterna).

ORGANIZZAZIONE E SISTEMI INFORMATIVI

Organizzazione

Il Gruppo IREN è costituito da quattro Società *sub holding*, controllate al 100% dalla Capogruppo IREN S.p.A., che fanno capo alle corrispondenti *Business Unit*:

1. *Business Unit* AMBIENTE (sub holding: IREN Ambiente S.p.A.): 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 S.p.A.): 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 S.p.A.): 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 S.p.A.): coordina e gestisce i servizi idrici integrati e gli impianti e le reti di distribuzione del gas e dell'energia elettrica.

Anche nel corso del primo semestre 2017, 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 nelle linee guida strategiche del Piano Industriale 2015-2020, approvato da parte del Consiglio di Amministrazione di IREN S.p.A. in data 16 giugno 2015, e riprese nel Piano Industriale al 2021 approvato in data 19 ottobre 2016.

I numerosi progetti in corso sono sia di razionalizzazione societaria, sia di *merger & acquisition* nonché di *business process reengineering* e di *performance improvement*, e coinvolgono sia le Direzioni di *staff corporate* sia le *Business Unit*.

Sistemi Informativi

Il 2017 ha visto l'avvio ed il proseguo di importanti progetti strategici per il Gruppo, legati alla Trasformazione di business di Iren Mercato, alla rivisitazione dei processi operativi di Iren Ambiente, all'unificazione del sistema Tecnico Commerciale per IRETI, alla Revisione del Ciclo Passivo e al consolidamento dei Data Center.

Di seguito viene fornita una panoramica dei principali progetti in essere, suddivisi per Business Unit o inerenti ad ambiti trasversali ai business del Gruppo.

In area CORPORATE:

- si è concluso il progetto di porting del Payroll dal sistema precedente ad un nuovo software residente su di una piattaforma esterna, con rilascio in produzione a partire dal cedolino di febbraio;
- sono proseguite le attività di sviluppo del progetto strategico di Revisione dei Processi di Ciclo Passivo; in particolare, è terminata la fase 1 (Work Flow approvativo Richiesta di Acquisto, Ordini di acquisto, Contabilità lavori e Gestione fatture passive fornitori) ed è vicina al rilascio la fase 2 (Logistica e Magazzino, Bravo Solution, consuntivazione STR);
- sono in fase di rilascio la wave 1 e la wave 2 del progetto Strategico di Reporting direzionale di Gruppo, che si prefigge il monitoraggio delle performance economiche, patrimoniali, finanziarie, industriali, operative e commerciali da parte del Vertice Direzionale e delle strutture operative di IREN. La wave 3, comprendente la definizione di un sistema di KPI, subordinati all'implementazione di altri sistemi, è prevista per fine ottobre 2017;
- è stato avviato il progetto "Budget del Personale" che si propone di definire ed implementare un modello di budgeting, planning, forecasting e data import consuntivo in ambito HR, che copra completamente le attività di pianificazione, reporting e analisi;
- è in corso il progetto "DWH del Credito" che si prefigge l'integrazione, in un sistema di DataWarehouse, di tutti i dati economici di fatturato, incasso e credito di tutte le Società consolidate facenti parte del Gruppo.

- nel primo semestre si è infine proceduto all'Integrazione dei sistemi di Salerno Energia Vendite sulla piattaforma Iren ONE in seguito alla fusione nella stessa della Società GEA Commerciale e della conseguente acquisizione del controllo da parte di Iren Mercato.

Relativamente alla BU ENERGIA, nel primo semestre 2017 si è avviato il progetto di estensione del processo relativo segnalazione dei guasti nei Comuni in cui si è vinta la gara per la gestione dell'illuminazione pubblica (Asti, Biella e comuni limitrofi). In particolare è in corso di definizione una nuova *app* denominata "Città in Luce" e la conseguente mappatura dei processi di gestione delle segnalazioni.

In area Power Management è stata avviata la gestione dei nuovi mercati infragiornalieri sulla piattaforma di gestione delle offerte e, in ambito teleriscaldamento, è stata avviata una attività denominata "Reporting TLR" per la predisposizione e l'analisi di indicatori per il monitoraggio operativo di tale attività.

Per la BU AMBIENTE si è conclusa la fase 1 del progetto GEOSAI che si prefiggeva la creazione di un processo automatizzato di scarico dei dati dai sistemi GPS e la loro gestione sul sistema ECOS, e l'implementazione di un Portale WEB per la rendicontazione interventi da parte dei fornitori di servizio esterni.

La fase successiva, che prevedeva la valorizzazione di KPI legati alle performance di processo in ambito raccolta e spazzamento, è stata assorbita nel nuovo Progetto "Just Iren". La nuova iniziativa prevede una profonda innovazione dei servizi ambientali, con una digitalizzazione dei modelli di gestione e l'utilizzo di tecnologie innovative per la progettazione e gestione operativa dei servizi.

A inizio luglio sarà avviata la fase di Studio, con l'obiettivo di definire i requisiti utente e l'analisi funzionale (definizione del modello dei processi e dei dati, la strutturazione dei requisiti Utente e l'attività di scouting tecnologico) per le divisioni Raccolta e Spazzamento della BU Ambiente (Emilia, Torino e Vercelli). A partire dal 2018 si proseguirà con la realizzazione dei sistemi.

Sempre per la BU Ambiente proseguono le attività di sviluppo legate agli adeguamenti normativi legati alla TARI.

Per quanto concerne la BU MERCATO, si sono avviati i due progetti strategici "CRM Strategico" (Pre Sales & Sales) e "CRM operativo" (Post Sales, Analytics & Document Composition) che, nell'ambito del Programma "Trasformazione di Mercato", hanno rispettivamente l'obiettivo di implementare un nuovo sistema per la gestione delle offerte e delle campagne commerciali mediante l'automazione dei processi di contrattualizzazione il primo e l'implementazione di un nuovo sistema per la gestione delle prestazioni commerciali il secondo. In particolare, sono state assegnate le gare per la parte esecutiva dei progetti, che hanno conseguentemente preso avvio.

Sempre in ambito "Trasformazione di Mercato" è stato definito il modello applicativo che prevede l'implementazione di un unico sistema di Billing per le commodity energia elettrica e gas, e si sta procedendo con la selezione – tramite gara – del fornitore a cui affidare lo sviluppo della soluzione applicativa.

E' infine in fase di rilascio il progetto di Workflow del Credito, che ha l'obiettivo di aumentare il livello di automazione dei processi di lavorazione del credito sui contratti attivi e di dotare le aziende di recupero e gli studi legali convenzionati di uno strumento per la lavorazione delle posizioni creditizie su clienti cessati.

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

Sono stati avviati i rilevanti progetti *Asset Management* e *Work Force Management* (Work Force Automatico, Scheduler e Pronto Intervento).

In particolare per il progetto WFM nel mese di giugno è stata assegnata la gara per la realizzazione della piattaforma software, e a inizio luglio si avvierà il progetto di realizzazione per la parte gas (per il business idrico l'attività è prevista nel 2018).

Sempre in ambito BU Reti proseguono inoltre i numerosi sviluppi software legati agli adeguamenti normativi previsti dalla AEEG.

In ambito Sistemi Informativi Territoriali prosegue il progetto GEOIREN che vedrà la modellizzazione della base dati per tutti i business e il rilascio della componente di consuntivazione unificata in ambito gas. Nel 2018 è inoltre prevista la parte di aggiornamento unificata.

In ambito Telecontrollo è in corso l'estensione del sistema di Telegestione del Teleriscaldamento nell'area emiliana. In ambito Telelettura/Telegestione contatori gas si è conclusa ai primi di gennaio l'installazione su 4 comuni campione. Per ottobre è prevista la chiusura della gara che porterà ad implementare il sistema

centralizzato di acquisizione delle letture e l'implementazione in radiofrequenza della rete per l'acquisizione dei dati dai contatori intelligenti.

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

- Si è concluso a marzo il consolidamento dei data center con il moving di Parma;
- In ambito Sicurezza è stato acquistato lo strumento di valutazione della vulnerabilità ai fini dell'implementazione;
- In ambito Distribuito a settembre partirà lo strumento unico di ticketing del Service Desk di Gruppo;
- Si è avviato il progetto di rivisitazione dei numeri verdi e dell'infrastruttura di call center. L'infrastruttura sarà centralizzata e i numeri telefonici della BU Mercato saranno oggetto di razionalizzazione.

QUALITÀ, AMBIENTE E SICUREZZA

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

I principi fondamentali della politica del Sistema Integrato sono:

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

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

Iren, Iren Ambiente, Iren Energia, Iren Mercato, Ireti, AMIAT, Iren Laboratori, Iren Acqua (già Mediterranea delle Acque), Iren Acqua Tigullio (già IdroTigullio) e AMTER hanno sistemi certificati secondo gli standard internazionali ISO 9001 (Qualità) e OHSAS 18001 (Sicurezza). Iren, Iren Energia, Ireti, Iren Ambiente, AMIAT, Iren Laboratori, Iren Acqua, Iren Acqua Tigullio e AMTER sono certificate secondo gli standard internazionali ISO 14001 (Ambiente).

Nel corso del primo semestre 2017 si sono svolti regolarmente gli audit programmati di mantenimento dei Certificati di Iren Energia e di Iren Ambiente, dando risultati positivi e confermando quindi le certificazioni in essere. Nel secondo semestre sono previsti gli audit per il rinnovo dei Certificati di Iren S.p.A. e di tutte le altre Società del Gruppo.

Sono, inoltre, stati svolti gli audit interni programmati per il semestre: il completamento del Piano di tali audit è previsto per il secondo semestre.

Il primo semestre ha visto l'attuazione dei progetti per il trasferimento dei Certificati in capo alle società Iren Servizi e Innovazione e Iren Gestioni Energetiche alle rispettive incorporanti Iren Energia ed Iren Mercato, per quanto di competenza.

Nel corso del semestre è stato inoltre avviato il progetto di revisione generale dei Sistemi Certificati sulla base dell'aggiornamento 2015 delle norme ISO 9001 e ISO 14001. Tale progetto prevede la riprogettazione del Sistema e l'emissione della documentazione aggiornata entro novembre 2017 per Iren S.p.A. e per tutte le Società del Gruppo, ad eccezione di Iren Energia ed Iren Ambiente per le quali si prevede la conclusione del progetto nei primi mesi del 2018.

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 2021, approvato dal Consiglio di Amministrazione di IREN S.p.A. il 19 ottobre 2016, conferma la centralità dell'innovazione nella Vision del Gruppo IREN che si esplicherà nell'arco del piano nello sviluppo di tutti i settori in cui opera con l'obiettivo di rendere Iren un esempio di eccellenza e innovazione nel settore delle multi-utility.

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

- 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, edifico, agglomerato urbano, *asset* energetici del Gruppo);
- studio di nuovi sistemi per il recupero dei cascami energetici e incremento dell'efficienza degli impianti;
- sistemi avanzati di telegestione, telelettura, *smart metering* e *multi metering*;
- sistemi di accumulo termico e elettrico;
- sistemi per il trattamento, purificazione e reimpiego di reflui da processi di trattamento fanghi, acque reflue e rifiuti;
- Internet of Things ("IoT") e domotica;
- strumenti ICT di "*data intelligence*";
- sviluppo di piattaforme per la creazione di un unico catasto urbano dei sottoservizi;
- gestione ottimizzata del ciclo idrico integrato (distrettualizzazione, individuazione e riduzione delle perdite di rete);
- mobilità elettrica.

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

Il primo semestre 2017 è stato caratterizzato sia dal prosieguo delle attività tecniche relative ai diversi progetti cofinanziati del Gruppo sia allo sviluppo, anche in partnership con aziende e start-up innovative, di progetti tecnologici interni, ad esempio su tematiche di realtà aumentata a supporto della manutenzione, sensori innovativi per il ciclo idrico e droni a supporto di alcune specifiche attività.

Nel corso del 2017 è proseguita inoltre l'attività di ricerca di startup innovative con l'attivazione di accordi di partnership e l'avvio di progetti sperimentali.

Si riportano nel seguito i principali progetti in corso.

PROGETTI DI RICERCA FINANZIATI IN CORSO

Servizi Idrici

BlueSCities (Horizon 2020)

IREN ha partecipato dal febbraio 2015 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 S.p.A., 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 si è concluso il 31 gennaio 2017. Nel corso dell'ultimo anno IREN ha terminato la propria attività di sviluppo della guida pratica fruibile da tutti i portatori di interesse coinvolti per l'implementazione di metodologie e *best practices* applicabili alla gestione integrata dei servizi idrici e ambientali. Nel mese di gennaio 2017 si è tenuta la riunione finale coi partner del progetto ed un incontro con un gruppo di studenti di ingegneria, per trattare la tematica degli indicatori prestazionali nel servizio idrico integrato a Genova.

Geosmartcity (FP7)

L'obiettivo del progetto GeoSmartCity ha riguardato 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 S.p.A., 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 è concluso nel mese di febbraio 2017. Nell'ultima fase del progetto è stato eseguito il test dell'intera piattaforma presso il sito pilota di Genova. In particolare sono state completate: l'analisi del catasto dei servizi con la finalità di renderli interoperabili con le altre banche dati di utilizzatori del sottosuolo; le rilevazioni degli aggiornamenti cartografici con la stazione totale *Trimble* che sono andati ad integrare il GIS aziendale; le attività di disseminazione.

SmartWaterTech (MIUR)

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

Partner: IRETI, Iren Acqua, 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: Nel primo semestre 2017, sono proseguite le attività di ricerca delle perdite idriche relative alla rete acquedottistica nel comprensorio di Rapallo e in un distretto della città di Parma, applicando il metodo della distrettualizzazione per il controllo delle pressioni. Nel caso di Parma è stata coinvolta anche la rete di drenaggio ed il monitoraggio delle acque parassite. Sono inoltre state avviate le attività finalizzate alla definizione di modelli applicativi per la gestione ottimizzata delle reti di distribuzione idrica, fognatura e impianti di depurazione, l'implementazione di sistemi esperti a supporto del decisore nell'asset management e la realizzazione e applicazione di nuclei tecnologici innovativi (*smart objects*) a Parma e in provincia di Genova.

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

Stato: Nei mesi di gennaio/febbraio 2017, presso l'impianto di depurazione di Roncocesi, sono stati eseguiti i lavori preliminari necessari alla posa dell'impianto per la produzione di biometano, avvenuta nel successivo mese di marzo. Attualmente sono in fase di ultimazione le operazioni di installazione e collegamento.

Le prossime attività riguarderanno la predisposizione ed installazione della pipeline di collegamento dell'impianto di depurazione alla rete di distribuzione gas, la predisposizione della domanda di allaccio a tale rete (verificando le condizioni tecnico-normative) e l'accertamento in merito a problematiche legate al vettoriamento gas e la sottoscrizione di accordi per lo sfruttamento del biometano presso i distributori di combustibili.

ReQPro (Life+)

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

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

Stato: Il progetto è terminato nel mese di marzo 2017. Le ultime attività eseguite hanno riguardato la taratura e messa a punto, congiuntamente con l'installatore, dell'impianto di trattamento. In parallelo sono stati condotti test di laboratorio dell'acqua da riutilizzare al fine di verificare l'idoneità ai sensi di legge.

Energia

CELSIUS (FP7)

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

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

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

Stato: Il progetto ha una durata di 57 mesi e termina a dicembre 2017. Le attività di costruzione ed il commissioning sono conclusi. Nei primi mesi del 2017 si è proceduto alla messa in esercizio del

dimostratore e connesse attività di misura e monitoraggio. Sulla base dei risultati ottenuti verrà definito un protocollo di misura e monitoraggio ed una lista di KPI, funzionali allo sviluppo e miglioramento in continuo del CELSIUS Toolbox.

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

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

Partner: Iren S.p.A., IRETI, Politecnico di Torino, Centro ricerche Fiat, Pininfarina, Energrid, Scania Nissan, altri partner industriali esteri, PMI italiane ed europee.

Stato: Il progetto è nella fase di implementazione tecnica dei sistemi di ricarica a induzione nei differenti siti pilota. Nel corso del 2017 IREN ha proseguito nel supportare i partner incaricati dello sviluppo del dimostratore italiano per tutte le questioni legate alla validazione del sito ed all'impatto della soluzione sulla rete elettrica. Le prossime attività riguarderanno la valutazione dei risultati del progetto ed il successivo processo di disseminazione degli stessi.

NEMO- Hyper-Network for electroMobility (Horizon 2020)

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

Il ruolo di IREN consisterà nella definizione degli use cases, con particolare riferimento alle esigenze dei distributori e dei venditori elettrici, nell'apportare competenze tecniche e regolatorie per la definizione delle esigenze/vincoli di questi ultimi e nella valutazione dei risultati e delle evoluzioni del progetto.

Partner: Iren S.p.A., IRETI, Centro Ricerche Fiat, TecnoSitaF, ICOOR, Renault, Verbund, TomTom altri partner industriali esteri, PMI italiane ed europee.

Stato: Le prime attività svolte nel progetto hanno riguardato la definizione degli attori e degli use cases correlati alla infrastruttura di ricarica elettrica e-roaming. Attualmente IREN è coinvolta nella definizione dell'architettura del sistema e dei requisiti per Utilities e distributori, oltre che nella definizione del flusso di dati con riferimento particolare all'impatto sulla rete elettrica.

FLEXMETER (Horizon 2020)

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

Partner: Iren S.p.A., Iren Energia, IRETI, Politecnico di Torino, E-On, Università di Grenoble, Siveco, Università di Bucarest, Telecom Italia, Università di Bologna, ST Microelectronics.

Stato: Dopo aver definito dal punto di vista tecnologico i dispositivi da installare in campo, sono in fase di completamento le attività di predisposizione dei siti di test ed è stata completata la release dell'App ClickIREN^{più}, con strumenti di energy empowerment per i clienti. Le attività di affinamento dei servizi e di installazione dell'HardWare necessario per un'analisi dei consumi *near real time* continueranno per tutto il 2017. Nell'ultimo semestre del progetto verranno analizzati i risultati del progetto e IREN fornirà supporto alle attività di disseminazione.

PLANET – (Horizon 2020)

Il progetto mira a sviluppare tecnologie e analisi dei vincoli regolatori per lo sfruttamento sinergico delle reti di distribuzione (elettriche, gas e termiche). Durante il progetto verranno: modellizzate tecnologie di accumulo e conversione; simulati sistemi intelligenti di gestione automatizzata *multigrid*; creati nuovi business model; testati in un pilota fisico sistemi di conversione di energia.

Partner: Iren S.p.A., Iren Energia, IRETI ed Iren Mercato, Politecnico di Torino, ISMB, Teknologian tutkimuskeskus VTT Oy, HYPERTECH, CERTH, Grindrop, ITM Power (trading), VAASAETT, FGH, Sorea, Merit Consulting House.

Stato: Nel mese di maggio 2017 il *proposal* ha superato positivamente la fase di valutazione da parte delle autorità europee ed il progetto è attualmente in fase di avvio.

Pump heat – (Horizon 2020)

Il progetto ha l'obiettivo di aumentare la flessibilizzazione degli impianti convenzionali a fonte fossile, in particolare cicli combinati, al fine di soddisfare le sempre maggiori esigenze della rete per compensare le fluttuazioni di offerta derivanti dalle fonti rinnovabili. Il progetto studierà l'abbinamento di pompe di calore a impianti a ciclo combinato cogenerativi e cicli combinati convenzionali; verrà inoltre analizzato l'abbinamento con sistemi per lo stoccaggio di calore e freddo.

Partner: Iren S.p.A. ed Iren Energia, Università degli Studi di Genova, D'appollonia, Ansaldo Energia, KTH, Aristotele University, Mitsubishi Hitachi Power Systems Europe, Mayekawa, Siemens, Alfalaval, CLA Energy, Limmat Scientific, Novener, Orlen.

Stato: Nel primo semestre 2017 il *proposal* ha superato positivamente la fase di valutazione da parte delle autorità europee ed il progetto è attualmente in fase di avvio.

Store&Go – (Horizon 2020)

Il progetto STORE&GO dimostrerà 3 innovativi sistemi di Power to Gas (P2G) 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 P2G 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 P2G in realtà di produzione termoelettrica.

Partner: Iren S.p.A. e Iren Energia, Politecnico di Torino, HST, Atmosstat, Climeworks; Studio BFP, DWGV, HSR, altri partner universitari e industriali.

Stato: È stata completata, in collaborazione con il Politecnico di Torino, l'analisi tecnico-economica relativa all'abbinamento del P2G in cicli combinati al fine di aumentarne la flessibilità e recupero dell'energia persa negli sbilanciamenti e dell'abbinamento del P2G per compensare le fluttuazioni delle fonti rinnovabili non programmabili. Attualmente Iren sta collaborando con i partner che stanno sviluppando il progetto pilota che verrà realizzato nel Comune di Troia (Puglia).

WATERSPY – High performance, compact, portable photonic device for pervasive water quality analysis (H2020)

Il progetto WATERSPY intende sviluppare e definire una metodologia per rilevare la presenza di batteri eterotrofi nelle matrici acquose quali eColi, pseudomonas aeruginosa e salmonella. Lo strumento, da sviluppare a livello prototipale per un utilizzo sul campo presso fonti di approvvigionamento del servizio idrico (laghi artificiali) e presso la rete di distribuzione, prevede una fase di pre-concentrazione che permette al bio-sensore di legare i batteri su una superficie che verrà poi analizzata con una tecnologia laser. La messa a punto di uno strumento che funziona nel range indicato potrebbe aprire tante possibilità nel monitoraggio pervasivo della qualità dell'acqua.

Partner: IREN (con IRETI e Iren Laboratori), CyRIC Ltd, Consiglio Nazionale delle Ricerche, Alpes Lasers SA, National Technical University of Athens, ID Quantique SA, AUG Signals Hellas, Cyprus/Italy end-users.

Stato: Le prime attività del progetto, iniziato a fine 2016, hanno riguardato la definizione delle specifiche per lo sviluppo di un prototipo finalizzato a rilevare la presenza di batteri eterotrofi mediante tecnologia laser. La tecnica utilizzata, ATR – Attenuated Total Reflectance spectroscopy – è in corso di validazione identificando batteri selezionati con sensibilità elevata e senza necessitare di una fase di pre-incubazione. Lo strumento verrà in seguito installato presso le sezioni di un sistema acquedottistico gestito di IRETI.

ALTRE ATTIVITA' DI INNOVAZIONE

Servizi Idrici

IREN, durante il primo semestre del 2017, ha continuato a partecipare alle iniziative organizzate dalla Piattaforma Tecnologica sull'acqua WssTP (Water Supply and Sanitation Technology Platform), istituita dalla Commissione Europea al fine di presidiare la ricerca nel settore idrico, partecipando altresì al Consorzio TICASS, Tecnologie Innovative per il Controllo Ambientale e lo Sviluppo Sostenibile, polo di innovazione tecnologico della regione Liguria. In quest'ambito Iren partecipa ai gruppi di lavoro della WssTP sui temi Emerging Compounds, Water&ICT e Urban Water Pollution, nell'ambito dei quali sono in corso la preparazione di roadmaps e documenti di programmazione e consultazione da presentare alla Commissione Europea.

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

Dimostratore idrico

Nell'ambito del progetto, avviato nel 2016, il primo semestre 2017 ha visto l'inizio delle attività relative allo sviluppo di un prototipo per la trasmissione acustica dei dati mediante modem acustici e idrofoni commerciali da realizzarsi come primo dimostratore per lo switch on-off della pompa asservita al riempimento di un serbatoio montano.

L'apparato renderà possibile l'invio di segnali e dati tramite condotte idriche in condizioni di indisponibilità di trasmissioni dati con vettori convenzionali (GPRS, radio link, Wi-Fi, satellite).

Unitamente allo sviluppo di un sistema che lo alimenta mediante microturbina, l'apparato 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 dell'Unione Europea (ad esempio Internet of Things).

Gestione dei fanghi di depurazione

Durante il primo semestre 2017 sono cominciate le attività per l'analisi e la valutazione di sistemi di trattamento fanghi finalizzati a ridurre la quantità, efficientare il processo migliorando la produzione di sottoprodotti (biogas o biometano) e ridurre i costi di gestione complessivi. La valutazione comprende la definizione di bilanci di massa e l'analisi dei costi, dei benefici e delle implicazioni tecnico-economiche.

Verrà altresì svolta una attività di benchmarking in collaborazione con atenei e poli d'innovazione nell'ambito di accordi di partenariato esistenti con università dei territori in cui Iren opera.

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

Progetti inseriti nel programma di ricerca di Fondazione Amga

Durante il primo semestre 2017 IREN ha collaborato ad alcuni progetti inseriti nel programma delle attività di Fondazione AMGA; tali progetti si riferiscono a tematiche economico regolatorie e ad aspetti tecnico-scientifici connessi alla qualità delle risorse idriche. Tra di essi si ricordano la ricerca sulla "circolazione dei microorganismi patogeni virali nei liquidi fognari", il "costo standard del capitale nella regolazione delle public utilities", il "nuovo approccio regolatorio TOTEX TOTAl Expenditure", i modelli di rendicontazione del

servizio idrico basati sul costo operativo medio per abitante. Ulteriori ricerche si riferiscono a tre macro temi che riguardano lo sviluppo del telecontrollo del terzo millennio, l'ottimizzazione dei processi depurativi e di potabilizzazione, le analisi specialistiche di laboratorio, i sistemi di misura online e la sensoristica innovativa.

Energia

Progetto Torino LED

È in corso di realizzazione il progetto per la sostituzione nella Città di Torino dei circa 54.000 punti luce dotati di lampade a scarica con nuove lampade a led. Il progetto è completamente finanziato da IREN in ottica ESCo; le lampade sostituite da inizio progetto al 30 Giugno 2017 sono oltre 51.100. In termini energetici, a progetto concluso, il risparmio sarà di circa 19,6 GWh annui, con minori emissioni pari a circa 3.600 TEP.

Sperimentazione di soluzioni innovative a pilotaggio remoto, quali droni, per attività di monitoraggio in campo operativo

Iren ha sottoscritto con il Laboratorio di Fotogrammetria, Geometrica e GIS attivo presso il Dipartimento di Ingegneria dell'Ambiente, del Territorio e delle Infrastrutture del Politecnico di Torino un Contratto di Ricerca per attività a supporto della struttura di Produzione Idroelettrica della BU Energia.

Le attività in oggetto prevedono lo studio e l'adozione di soluzioni alternative alle attuali pratiche aziendali, quali sistemi aerei a pilotaggio remoto (SAPR), al fine di aumentare la sicurezza del personale, ridurre i costi operativi e aumentare il livello qualitativo delle attività svolte.

Nel mese di maggio si è conclusa l'attività di ispezione mediante drone del paramento di monte della diga del Serrù ed è attualmente in corso la fase di elaborazione dati. La soluzione adottata ha permesso di ridurre notevolmente la durata dell'attività, aumentando inoltre la sicurezza degli addetti coinvolti.

Smart glasses

Iren ha sottoscritto con la start-up HeadApp un accordo di collaborazione per testare l'utilizzo, in contesto operativo, di sistemi a realtà aumentata "smart glasses" che permettano l'interazione campo/control room e la comunicazione di dati in real-time. Il fine della sperimentazione è quella di individuare soluzioni innovative ed alternative alle attuali pratiche aziendali al fine di aumentare la sicurezza del personale, ridurre i costi operativi e aumentare il livello qualitativo delle attività svolte.

Nei primi mesi del 2017, con il supporto di HeadApp, sono iniziate le attività di test degli smart glasses nelle loro diverse modalità di utilizzo. A seguito della sperimentazione in campo, verranno analizzati i benefici della tecnologia nelle quotidiane operazioni di manutenzione e valutata la sua potenzialità.

Installazione di sistemi di accumulo sulla rete di teleriscaldamento

IREN, nella città di Torino, ha avviato la procedura per la selezione dei fornitori per le attività di costruzione di un sistema di accumulo di calore a servizio della rete di teleriscaldamento presso il sito di Mirafiori Nord, che, aggiunto agli attuali 15.000 m³ esistenti nella città, aumenterà l'attuale capacità complessiva di ulteriori 2.500 m³.

Parallelamente, sta procedendo l'attività di progettazione di due ulteriori sistemi di accumulo, volti all'ottimizzazione della rete ed una massimizzazione del calore prodotto in cogenerazione riducendo l'utilizzo delle caldaie di integrazione e riserva.

Flessibilizzazione degli impianti a ciclo combinato

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

Contratto di ricerca sismica dighe

Durante il 2017 sono proseguite le attività di ricerca in merito alla verifica sismica delle dighe. Attività analoghe erano state svolte nel corso del biennio 2015-2016, sulle dighe di Ceresole Reale, con un contratto di ricerca con il Dipartimento di Ingegneria Strutturale, Edile e Geotecnica del Politecnico di Torino, relativo 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. Nel 2016 è stato perfezionato un secondo

contratto di ricerca 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 2017 sono proseguite le attività di ricerca sul comportamento dei ghiacciai della Valle Orco, attraverso il monitoraggio del ghiacciaio Ciardoney nel Parco Nazionale del Gran Paradiso. Si tratta di un'iniziativa avviata agli inizi degli anni '90 in collaborazione con la Società Meteorologica Italiana e proseguita regolarmente attraverso campagne annuali di verifica del bilancio di massa del ghiacciaio. La ricerca è orientata al monitoraggio della riduzione dei ghiacciai sulle Alpi supportando la programmazione della produzione degli impianti idroelettrici in Valle Orco. La campagna del maggio 2017 ha fatto rilevare un manto nevoso variabile da 420 a 300 cm, per un equivalente medio sull'intero ghiacciaio di 2.140 mm, secondo anno più abbondante in 26 anni di misure dopo l'inverno 1992-93. Il forte accumulo rilevato predispone a una buona disponibilità idrica per gli utilizzi idroelettrici e agricoli a valle nell'estate 2017.

Accordo di collaborazione con RSE

Nel primo semestre del 2017, Iren S.p.A. e RSE S.p.A. hanno continuato le attività di ricerca previste nell'accordo di collaborazione che hanno sottoscritto con l'obiettivo di studiare, analizzare e sperimentare processi e tecnologie efficienti nell'ambito dei sistemi energetici. Tra le tematiche principali che verranno affrontate si trovano:

- la distribuzione elettrica: benchmark in ambito smart grid, sperimentazione di soluzioni innovative, analisi di sistemi di protezione delle reti di distribuzione;
- l'efficientamento delle reti idriche: analisi di best practice, individuazione metodologie per la riduzione dei consumi energetici, definizione linee guida applicative per l'ottimizzazione energetica nella gestione delle reti;
- il teleriscaldamento: studio di sistemi di accumulo termico innovativi;
- il biogas: analisi delle tecnologie per la raffinazione del biogas ottenuto da sottoprodotti e rifiuti, per la produzione di biometano.

Inoltre, verrà avviato congiuntamente uno scouting di bandi di finanziamento di terzi, per sviluppare progetti di sviluppo, ricerca ed innovazione.

IREN E LA SOSTENIBILITÀ

La sostenibilità ambientale, sociale ed economica sono al centro dell'agenda del Gruppo Iren.

Lo sviluppo sostenibile, che sposa la salvaguardia ambientale e l'uso razionale delle risorse con l'innovazione e il cambiamento, orienta le strategie presenti e future di Iren, insieme alla qualità del servizio e all'attenzione al cliente.

I valori su cui il Gruppo Iren fonda la propria strategia sono infatti: la soddisfazione del cliente, la salute e la sicurezza, il miglioramento continuo, il rispetto e la valorizzazione delle persone, l'innovazione e il cambiamento, lo sviluppo sostenibile, la responsabilità e la cooperazione con le comunità, l'efficienza dei servizi, la qualità delle forniture e degli appalti, la salvaguardia ambientale e l'uso razionale dell'energia.

Il Piano Industriale al 2021 definisce un percorso di crescita per il Gruppo che si poggia sull'innovazione continua, sull'efficienza, sulla centralità del cliente, sullo sviluppo nei territori di riferimento e su un nuovo orientamento strategico per la Corporate Social Responsibility.

In questo quadro, fra le principali iniziative del Gruppo in tema di sostenibilità svolte nel primo semestre 2017 si segnalano:

Bilancio di Sostenibilità

Il Bilancio di Sostenibilità non è solo uno strumento di dialogo con cui Iren comunica ai propri stakeholder obiettivi, azioni e risultati, ma è la dimostrazione della volontà del Gruppo di integrare sempre più la sostenibilità nella strategia aziendale di medio-lungo periodo, come confermato dalle linee del Piano Industriale al 2021, dagli obiettivi di miglioramento definiti e dal rafforzamento della Governance, con l'attribuzione delle competenze in materia di Sostenibilità al Comitato Controllo e Rischi. Il Bilancio di Sostenibilità 2016, è stato predisposto secondo le *Sustainability Reporting Guidelines* (versione G4) del Global Reporting Initiative (GRI) e del supplemento Utility del settore elettrico – *G4 Sector Disclosure*, con un livello di applicazione comprensivo.

I dati sono stati raccolti attraverso l'applicativo "bilancio di sostenibilità" che prevede la tracciatura, la verifica e l'approvazione di tutti i dati richiesti. I contenuti del documento sono stati definiti sulla base dell'analisi di materialità condotta coinvolgendo il management aziendale e gli stakeholder attraverso i Comitati Territoriali.

Il Bilancio di Sostenibilità 2016 è stato approvato il 16 marzo 2017 (in concomitanza con l'approvazione del Bilancio d'Esercizio e del Bilancio Consolidato al 31 dicembre 2016) e pubblicato sul sito internet. Al fine di rendere le tematiche inerenti la sostenibilità più fruibili da parte degli stakeholder, nel sito internet dedicato al Bilancio di Sostenibilità (<http://irensostenibilita.it/>), sono stati riportati i principali dati inseriti all'interno del documento divisi per punti e tradotti anche in lingua inglese. Il Bilancio di Sostenibilità 2016 è stato pubblicato sul sito internet aziendale in italiano ed in inglese, e sono state create e stampate specifiche brochure informative, nelle due lingue.

Comitati Territoriali

I Comitati Territoriali costituiti sui 5 territori di riferimento (Piacenza, Reggio Emilia, Parma, Torino e Genova), sono organismi che hanno la finalità di generare impatti positivi sul territorio attraverso il dialogo, il confronto e la progettazione tra il Gruppo Iren e tutti i portatori di interesse delle comunità locali in merito ai servizi dell'azienda e ai temi della sostenibilità ambientale e sociale.

All'interno dei singoli Comitati si sono costituiti gruppi di lavoro che seguono i singoli progetti proposti dagli stessi componenti dei Comitati o dai cittadini iscritti alla piattaforma online www.irencollabora.it, primo esempio a livello nazionale di piattaforma di progettazione partecipata. Il flusso informativo prodotto dalla piattaforma è anche una fonte preziosa a cui Iren si ispira per adottare strategie innovative di servizio e per anticipare i bisogni del territorio.

Al 30 giugno 2017 sulla piattaforma risultano 770 profili registrati, 23 progetti in corso, 10 progetti realizzati positivamente e 25 proposte.

CDP (Carbon Disclosure Project)

Il Gruppo Iren ha partecipato per il sesto anno consecutivo al *survey* del Carbon Disclosure Project "CDP Climate Change 2017", per il quale sono attualmente in corso le valutazioni.

Integrated Governance Index

Iren ha partecipato alla survey *Integrated Governance* promossa da TopLegal, ETicaNews, Methodos, Nedcommunity e Morrow Sodali, volta a misurare il grado di integrazione della sostenibilità nelle strategie aziendali nelle prime 100 società quotate italiane. Nella classifica dell'Integrated Governance 2017, Iren si è classificata al quarto posto, prima tra le *multiutilities* italiane.

Sodalitas Social Award

Iren ha partecipato all'edizione 2017 del Sodalitas Social Award, premio sulla Sostenibilità d'impresa in Italia, candidando 10 progetti nelle categorie "Giovani e futuro", "Lavoro, pari opportunità e diritti umani", "Innovazione sostenibile nei processi di produzione", "Consumi e stili di vita sostenibili", "Comunità, territorio e qualità della vita" per i quali sono attualmente in corso le valutazioni.

Fondazione Sviluppo Sostenibile

Iren ha partecipato al "Premio per lo Sviluppo Sostenibile 2017", istituito dalla Fondazione per lo sviluppo sostenibile ed Ecomondo, destinato alle imprese che si siano distinte per innovazione ed efficacia dei risultati ambientali ed economici.

Festival dell'Energia

Iren è stata tra i partner e i protagonisti della decima edizione del Festival dell'energia, la principale manifestazione del settore che affronta il tema dell'energia seguendo tre filoni: geopolitica, sostenibilità e innovazione. Alla tavola rotonda introduttiva ha partecipato l'Amministratore Delegato di Iren che, oltre a presentare le esperienze del Gruppo nella gestione dell'energia nei grandi centri urbani, ha evidenziato la necessità di pensare e gestire i servizi all'interno degli stessi in un'ottica di economia circolare, di veloce evoluzione e sperimentazione di nuove soluzioni.

Salone CSR – Corporate Social Responsibility e innovazione sociale

Anche nel 2017 Iren è partner del Salone della CSR e dell'innovazione sociale che si sviluppa in 8 tappe per approdare all'evento finale di Milano. Le tappe hanno l'obiettivo di valorizzare le esperienze dei territori anche attraverso un format – 10 al cubo – che prevede 10 interventi in 10 minuti con 10 slide. Iren è stata tra i relatori della seconda tappa, svoltasi a Torino, dove ha proposto le proprie attività e progetti di valore sociale e ambientale.

Partecipazione a convegni e iniziative sulla sostenibilità

Iren è stata tra i relatori del convegno "Le buone pratiche per prevenire lo spreco alimentare domestico" organizzato nell'ambito del Gola Gola Festival di Parma e del convegno "Economia circolare, sostenibilità e partecipazione dei cittadini" svoltosi nell'ambito del Suq Festival di Genova. Il Gruppo ha partecipato inoltre a diverse iniziative volte alla sensibilizzazione sulle tematiche CSR: UniToGo, CSR Manager Network, Utilitalia, Climathon, Nuovi Laboratori territoriali CSR Piemonte, ecc..

Partecipazione a tavoli di lavoro:

- gruppo di lavoro "Benchmarking della Sostenibilità" promosso da Utilitatis per la creazione di un sistema di benchmarking della Sostenibilità nelle principali Utilities italiane;
- gruppo di lavoro Utilitalia sui temi della sostenibilità e responsabilità sociale anche in relazione al D. Lgs. 254/2016 in materia di comunicazione delle informazioni non finanziarie;
- gruppo di lavoro Assonime sul D. Lgs. 254/2016;
- gruppo di lavoro Aiaf su "Sostenibilità e informazioni di carattere non finanziario".

Edu.Iren

E' proseguito il progetto "Edu.Iren", un programma di offerte formative messe a disposizione delle scuole gratuitamente, basato sull'esperienza pluriennale delle società del Gruppo Iren a livello locale in progetti di educazione alla sostenibilità nelle scuole.

Incontri per famiglie sostenibili

Grazie alla collaborazione di Iren, di Coop Alleanza 3.0 e del Centro per le famiglie del Distretto di Ponente, è stata realizzata, a Castel San Giovanni, in provincia di Piacenza, la seconda edizione dell'iniziativa "Famiglie sostenibili", una serie di appuntamenti per tutte le età per sensibilizzare sull'educazione ambientale e sull'educazione alimentare, creando una rete tra "saperi" diversi.

Raccolta differenziata e riciclo

Nei vari territori di riferimento del Gruppo si sono svolte numerose iniziative: CAM (Centro Ambientale Mobile per l'informazione e la raccolta differenziata dei rifiuti), eco quiz, la realizzazione di un'oasi ecologica presso il Campus Einaudi di Torino, l'attivazione di 4 nuove ecostation a Parma, la partecipazione al progetto "Ecomelloni", tutte quante volte a promuovere la raccolta differenziata e il recupero dei rifiuti.

Inoltre il Gruppo ha partecipato al tavolo "Composharing" in collaborazione con alcuni Comuni della provincia di Parma per l'analisi e la promozione delle pratiche di compostaggio di prossimità.

Educazione ambientale nell'Istituto Penitenziario di Parma

L'iniziativa, promossa da Iren e dall'Istituto Penitenziario di Parma, è volta a incentivare la raccolta differenziata dei rifiuti all'interno della struttura.



Bilancio Semestrale Abbreviato
Consolidato e Note Illustrative
al 30 giugno **2017**

PROSPETTO DELLA SITUAZIONE PATRIMONIALE - FINANZIARIA

migliaia di euro

	Note	30.06.2017	di cui parti correlate	31.12.2016 Rideterminato (*)	di cui parti correlate
ATTIVITA'					
Attività materiali	(1)	3.398.004		3.465.628	
Investimenti immobiliari	(2)	13.310		13.483	
Attività immateriali a vita definita	(3)	1.496.962		1.466.363	
Avviamento	(4)	146.707		131.779	
Partecipazioni valutate con il metodo del Patrimonio Netto	(5)	164.000		148.473	
Altre partecipazioni	(6)	7.116		7.171	
Crediti commerciali non correnti	(7)	71.130	4.049	76.302	
Attività finanziarie non correnti	(8)	51.113	32.117	49.950	32.940
Altre attività non correnti	(9)	54.513	10.823	54.954	11.434
Attività per imposte anticipate	(10)	267.499		266.497	
Totale attività non correnti		5.670.354	46.989	5.680.600	44.374
Rimanenze	(11)	94.256		94.952	
Crediti commerciali	(12)	794.713	169.832	935.805	147.247
Crediti per imposte correnti	(13)	56.849		21.242	
Crediti vari e altre attività correnti	(14)	289.948	187	215.155	15
Attività finanziarie correnti	(15)	641.802	597.674	606.561	552.530
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	(16)	140.757		253.684	
Totale attività correnti		2.018.325	767.693	2.127.399	699.792
Attività destinate ad essere cedute	(17)	522		2.498	
TOTALE ATTIVITA'		7.689.201	814.682	7.810.497	744.166

(*) Come previsto dall'IFRS 3, con il completamento della Purchase Price Allocation, i saldi patrimoniali al 31 dicembre 2016 sono stati rideterminati per tenere conto, alla data di acquisizione, del fair value definitivo delle attività e passività acquisite di Atena S.p.A. e Atena Trading. Per maggiori dettagli si rinvia al paragrafo "Contenuto e forma del bilancio semestrale abbreviato consolidato" delle Note illustrative.

				migliaia di euro	
	Note	30.06.2017	di cui parti correlate	31.12.2016 Rideterminato (*)	di cui parti correlate
PATRIMONIO NETTO					
Patrimonio netto attribuibile ai soci della Capogruppo					
Capitale sociale		1.276.226		1.276.226	
Riserve e Utili (Perdite) a nuovo		604.558		507.580	
Risultato netto del periodo		145.123		179.345	
Totale patrimonio netto di pertinenza della Capogruppo		2.025.907		1.963.151	
Patrimonio netto di pertinenza dei Terzi		351.729		333.892	
TOTALE PATRIMONIO NETTO	(18)	2.377.636		2.297.043	
PASSIVITA'					
Passività finanziarie non correnti	(19)	2.894.187		2.967.471	
Benefici ai dipendenti	(20)	131.840		132.927	
Fondi per rischi ed oneri	(21)	373.800		313.040	
Passività per imposte differite	(22)	204.044		208.598	
Debiti vari e altre passività non correnti	(23)	213.528		203.467	
Totale passività non correnti		3.817.399	-	3.825.503	-
Passività finanziarie correnti	(24)	342.541	4.252	399.831	881
Debiti commerciali	(25)	690.022	27.375	849.520	37.149
Debiti vari e altre passività correnti	(26)	312.310	674	270.900	955
Debiti per imposte correnti	(27)	87.975		32.695	
Fondi per rischi ed oneri quota corrente	(28)	61.318		135.005	
Totale passività correnti		1.494.166	32.301	1.687.951	38.985
Passività correlate ad attività destinate ad essere cedute	(29)	-		-	
TOTALE PASSIVITA'		5.311.565	32.301	5.513.454	38.985
TOTALE PATRIMONIO NETTO E PASSIVITA'		7.689.201	32.301	7.810.497	38.985

(*) Come previsto dall'IFRS 3, con il completamento della Purchase Price Allocation, i saldi patrimoniali al 31 dicembre 2016 sono stati rideterminati per tenere conto, alla data di acquisizione, del fair value definitivo delle attività e passività acquisite di Atena S.p.A. e Atena Trading. Per maggiori dettagli si rinvia al paragrafo "Contenuto e forma del bilancio semestrale abbreviato consolidato" delle Note illustrative.

PROSPETTO DI CONTO ECONOMICO

migliaia di euro

	Note	Primo semestre 2017	di cui parti correlate	Primo semestre 2016 Rideterminato (*)	di cui parti correlate
Ricavi					
Ricavi per beni e servizi	(30)	1.701.170	168.728	1.439.272	144.356
Variazione dei lavori in corso	(31)	(4.707)		923	923
Altri proventi	(32)	117.069	1.711	115.033	1.597
Totale ricavi		1.813.532	170.439	1.555.228	146.877
Costi operativi					
Costi materie prime sussidiarie di consumo e merci	(33)	(606.837)	(30.382)	(456.748)	(21.450)
Prestazioni di servizi e godimento beni di terzi	(34)	(549.204)	(13.097)	(472.733)	(11.985)
Oneri diversi di gestione	(35)	(40.961)	(3.641)	(34.358)	(2.194)
Costi per lavori interni capitalizzati	(36)	11.637		10.130	
Costo del personale	(37)	(185.900)		(184.444)	
Totale costi operativi		(1.371.265)	(47.120)	(1.138.153)	(35.629)
MARGINE OPERATIVO LORDO		442.267	123.319	417.075	111.248
Ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni					
Ammortamenti	(38)	(154.621)		(146.092)	
Accantonamenti e svalutazioni	(39)	(29.901)		(32.122)	
Totale ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni		(184.522)		(178.214)	
RISULTATO OPERATIVO		257.745	123.319	238.861	111.248
Gestione finanziaria	(40)				
Proventi finanziari		16.154	10.884	13.135	11.234
Oneri finanziari		(56.428)	(17)	(65.983)	(6)
Totale gestione finanziaria		(40.274)	10.867	(52.848)	11.228
Risultato di partecipazioni contabilizzate con il metodo del patrimonio netto	(41)	4.541		705	
Rettifica di valore di partecipazioni	(42)	8.572		16.694	
Risultato prima delle imposte		230.584	134.186	203.412	122.476
Imposte sul reddito	(43)	(72.673)		(70.454)	
Risultato netto delle attività in continuità		157.911		132.958	
Risultato netto da attività operative cessate	(44)	-		-	
Risultato netto del periodo		157.911		132.958	
attribuibile a:					
- Utile (perdita) di pertinenza del Gruppo		145.123		121.436	
- Utile (perdita) di pertinenza di terzi	(45)	12.788		11.522	
Utile per azione ordinarie e di risparmio	(46)				
- base (euro)		0,11		0,10	
- diluito (euro)		0,11		0,10	

(*) Come previsto dall'IFRS 3, con il completamento della Purchase Price Allocation, i saldi economici del primo semestre 2016 sono stati rideterminati per tenere conto, alla data di acquisizione, del fair value definitivo delle attività e passività acquisite di TRM Holding, TRM V, TRM S.p.A., Atena S.p.A. e Atena Trading. Per maggiori dettagli si rinvia al paragrafo "Contenuto e forma del bilancio semestrale abbreviato consolidato" delle Note illustrative.

PROSPETTO DELLE ALTRE COMPONENTI DI CONTO ECONOMICO COMPLESSIVO

	migliaia di euro	
	Primo semestre 2017	Primo semestre 2016 Rideterminato (*)
Utile/(perdita) del periodo - Gruppo e Terzi (A)	157.911	132.958
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	3.502	(1.730)
- 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	725	4.743
Effetto fiscale delle altre componenti di conto economico complessivo	(230)	(459)
Totale altre componenti di conto economico complessivo che saranno successivamente riclassificate a Conto Economico, al netto dell'effetto fiscale (B1)	3.997	2.554
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)	161.908	135.512
attribuibile a:		
- Utile (perdita) di pertinenza del Gruppo	147.575	125.527
- Utile (perdita) di pertinenza di terzi	14.333	9.985

(*) Come previsto dall'IFRS 3, con il completamento della Purchase Price Allocation, i saldi economici del primo semestre 2016 sono stati rideterminati per tenere conto, alla data di acquisizione, del fair value definitivo delle attività e passività acquisite di TRM Holding, TRM V, TRM S.p.A., Atena S.p.A. e Atena Trading. Per maggiori dettagli si rinvia al paragrafo "Contenuto e forma del bilancio semestrale abbreviato consolidato" delle Note illustrative.

PROSPETTO DELLE VARIAZIONI NELLE VOCI DI PATRIMONIO NETTO

	Capitale sociale	Riserva sovrapprezzo Emissione azioni	Riserva legale
31/12/2015	1.276.226	105.102	39.360
Riserva legale			6.225
Dividendi agli azionisti			
Utili portati a nuovo			
Variazione area di consolidamento			
Cambio interessenze			
Altri movimenti			
Utile complessivo rilevato nel periodo			
di cui:			
- Utile netto del periodo			
- Altre componenti di Conto Economico complessivo			
30/06/2016 Rideterminato (*)	1.276.226	105.102	45.585
31/12/2016 Rideterminato (*)	1.276.226	105.102	45.585
Riserva legale			4.413
Dividendi agli azionisti			
Utili portati a nuovo			
Variazione area di consolidamento			
Cambio interessenze			
Altri movimenti			
Utile complessivo rilevato nel periodo			
di cui:			
- Utile netto del periodo			
- Altre componenti di Conto Economico complessivo			
30/06/2017	1.276.226	105.102	49.998

(*) Come previsto dall'IFRS 3, con il completamento della Purchase Price Allocation, i saldi patrimoniali al 31 dicembre 2016 sono stati rideterminati per tenere conto, alla data di acquisizione, del fair value definitivo delle attività e passività acquisite di Atena S.p.A. e Atena Trading. Per maggiori dettagli si rinvia al paragrafo "Contenuto e forma del bilancio semestrale abbreviato consolidato" delle Note illustrative.

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
(36.654)	321.636	429.444	118.193	1.823.863	237.803	2.061.666
		6.225	(6.225)	-		-
		-	(70.192)	(70.192)	(16.506)	(86.698)
	41.776	41.776	(41.776)	-		-
	3.770	3.770		3.770	101.568	105.338
	(1.286)	(1.286)		(1.286)		(1.286)
	(657)	(657)		(657)	11	(646)
4.091		4.091	121.436	125.527	9.985	135.512
			121.436	121.436	11.522	132.958
4.091	-	4.091		4.091	(1.537)	2.554
(32.563)	365.239	483.363	121.436	1.881.025	332.861	2.213.886
(8.421)	365.314	507.580	179.345	1.963.151	333.892	2.297.043
		4.413	(4.413)	-		-
		-	(79.764)	(79.764)	(9.100)	(88.864)
	95.168	95.168	(95.168)	-		-
	4.669	4.669		4.669	4.559	9.228
	(261)	(261)		(261)		(261)
	(9.463)	(9.463)		(9.463)	8.045	(1.418)
2.452		2.452	145.123	147.575	14.333	161.908
			145.123	145.123	12.788	157.911
2.452	-	2.452		2.452	1.545	3.997
(5.969)	455.427	604.558	145.123	2.025.907	351.729	2.377.636

RENDICONTO FINANZIARIO

	migliaia di euro	
	Primo semestre 2017	Primo semestre 2016 Rideterminato (*)
A. Disponibilità liquide iniziali	253.684	139.576
Flusso finanziario generato dall'attività operativa		
Risultato del periodo	157.911	132.958
Rettifiche per:		
Imposte del periodo	72.673	70.455
Quota del risultato di collegate e joint ventures	(13.113)	(17.399)
Oneri (proventi) finanziari netti	40.274	52.848
Ammortamenti attività materiali e immateriali	154.621	146.092
Svalutazioni (Rivalutazioni) nette di attività	140	4.146
Accantonamenti netti a fondi	46.487	36.089
(Plusvalenze) Minusvalenze	199	(1.339)
Erogazioni benefici ai dipendenti	(3.484)	(5.487)
Utilizzo fondo rischi e altri oneri	(15.369)	(10.490)
Variazione altre attività/passività non correnti	8.674	(4.665)
Altre variazioni patrimoniali	(5.255)	(2.553)
Imposte pagate	(57.471)	(3.726)
B. Cash flow operativo prima delle variazioni di CCN	386.287	396.929
Variazione rimanenze	(4.945)	14.246
Variazione crediti commerciali	160.931	104.814
Variazione crediti tributari e altre attività correnti	(74.553)	(32.881)
Variazione debiti commerciali	(195.093)	(229.739)
Variazione debiti tributari e altre passività correnti	31.351	29.171
C. Flusso finanziario derivante da variazioni di CCN	(82.309)	(114.389)
D. Cash flow operativo (B+C)	303.978	282.540
Flusso finanziario da (per) attività di investimento		
Investimenti in attività materiali e immateriali	(103.207)	(97.701)
Investimenti in attività finanziarie	(15.175)	(30)
Realizzo investimenti e variazione attività destinate ad essere cedute	2.794	7.531
Variazione area di consolidamento	(10.127)	(432.778)
Dividendi incassati	1.665	6.979
E. Totale flusso finanziario da attività di investimento	(124.050)	(515.999)
F. Free cash flow (D+E)	179.928	(233.459)
Flusso finanziario da attività di finanziamento		
Erogazione di dividendi	(88.864)	(86.698)
Nuovi finanziamenti a lungo termine	-	20.000
Rimborsi di finanziamenti a lungo termine	(136.223)	(88.235)
Variazione debiti finanziari	2.317	444.790
Variazione crediti finanziari	(38.857)	9.916
Interessi pagati	(38.935)	(42.451)
Interessi incassati	7.707	7.691
G. Totale flusso finanziario da attività di finanziamento	(292.855)	265.013
H. Flusso monetario del periodo (F+G)	(112.927)	31.554
I. Disponibilità liquide finali (A+H)	140.757	171.130

(*) Come previsto dall'IFRS 3, con il completamento della Purchase Price Allocation, la rappresentazione dei flussi finanziari del primo semestre 2016 è stata rideterminata per tenere conto, alla data di acquisizione, del fair value definitivo delle attività e passività acquisite di TRM Holding, TRM V, TRM S.p.A., Atena S.p.A. e Atena Trading. Per maggiori dettagli si rinvia al paragrafo "Contenuto e forma del bilancio semestrale abbreviato consolidato" delle Note illustrative.

NOTE ILLUSTRATIVE

PREMESSA

Iren S.p.A., è una società di diritto italiano, multiutility quotata alla Borsa Italiana, nata il 1° luglio 2010 dall'unione tra IRIDE ed ENIÀ.

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

I settori di attività nei quali il Gruppo opera sono:

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

Nell'apposito paragrafo XI, Informativa per settori di attività, sono presentate le informazioni richieste dall'IFRS 8.

Il bilancio semestrale abbreviato consolidato della società al 30 giugno 2017 comprende i bilanci della Società e delle sue controllate (unitamente, il "Gruppo" e, singolarmente, le "entità del Gruppo") e la quota di partecipazione del Gruppo in società a controllo congiunto e in società collegate.

I. CONTENUTO E FORMA DEL BILANCIO SEMESTRALE ABBREVIATO CONSOLIDATO

La Relazione finanziaria semestrale del Gruppo Iren al 30 giugno 2017 è stata predisposta ai sensi dell'art. 154-ter, comma 2 del Decreto Legislativo 24 febbraio 1998 n. 58 così come modificato dal Decreto Legislativo n. 195 del 6 novembre 2007.

Il bilancio consolidato semestrale abbreviato al 30 giugno 2017 è stato predisposto in accordo con lo IAS 34 - Bilanci intermedi. Tale bilancio semestrale abbreviato non comprende pertanto tutte le informazioni richieste dal bilancio annuale e deve essere letto unitamente al bilancio annuale predisposto per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2016 e disponibile presso la sede sociale, la Borsa Italiana S.p.A. e sul sito Internet www.gruppoiren.it.

Gli schemi di bilancio adottati dal Gruppo Iren per la redazione del presente bilancio sono gli stessi applicati nella predisposizione del bilancio annuale chiuso al 31 dicembre 2016.

Si specifica che per la situazione patrimoniale-finanziaria la classificazione delle attività e passività è effettuata secondo il criterio "corrente/non corrente", con specifica separazione delle attività e passività cessate o destinate ad essere cedute. Le attività correnti, che includono disponibilità liquide e mezzi equivalenti, sono quelle destinate a essere realizzate, cedute o consumate nel normale ciclo operativo del Gruppo o nei dodici mesi successivi alla chiusura del semestre; le passività correnti sono quelle per le quali è prevista l'estinzione nel normale ciclo operativo del Gruppo o nei dodici mesi successivi alla chiusura del semestre.

Il Conto Economico è classificato in base alla natura dei costi. In aggiunta al Risultato Operativo, il prospetto di Conto Economico evidenzia il Margine Operativo Lordo ottenuto sottraendo al totale ricavi il totale dei costi operativi.

Il rendiconto finanziario è presentato utilizzando il metodo indiretto. La configurazione di liquidità analizzata nel rendiconto finanziario include le disponibilità di cassa e di conto corrente bancario.

Il bilancio consolidato semestrale abbreviato è redatto sulla base del principio del costo storico, fatta eccezione per alcuni strumenti finanziari valutati *al fair value*.

Si specifica che i prospetti contabili delle società consolidate sono redatti alla data del semestre di riferimento. Il presente bilancio semestrale abbreviato consolidato è espresso in euro, moneta funzionale della società. Tutti gli importi espressi in euro sono stati arrotondati alle migliaia.

I principi contabili adottati per la redazione del presente bilancio semestrale abbreviato consolidato sono gli stessi rispetto a quelli adottati per la redazione del bilancio consolidato annuale per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2016, cui si rimanda per una loro più ampia trattazione.

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

A partire dal 1° gennaio 2018 risulteranno applicabili i seguenti principi contabili e modifiche di principi contabili che hanno già concluso il processo di *endorsement* comunitario:

IFRS 9 – Strumenti finanziari. Nel mese di luglio 2014 lo IASB ha pubblicato il principio IFRS 9 "Strumenti finanziari", recepito quindi nel regolamento UE 2067/2016 del 22 novembre 2016. Il principio è il risultato di un processo iniziato nel 2008 a seguito della crisi economico-finanziaria, avente come obiettivo quello di riscrivere interamente le regole contabili di rilevazione e valutazione degli strumenti finanziari previste dallo IAS 39. In sintesi le disposizioni dell'IFRS 9 riguardano:

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

value attraverso il conto economico, nel caso in cui queste siano dovute alla variazione del merito creditizio della passività stessa. Secondo il nuovo principio, tali variazioni devono essere rilevate nelle altre componenti di conto economico complessivo;

- 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.

IFRS 15 – Ricavi da contratti con i clienti. Il principio è stato pubblicato dallo IASB in data 28 maggio 2014 e recepito dall'Unione Europea in data 22 settembre 2016 nel regolamento 1905/2016, 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 i 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. In particolare l'IFRS 15 richiede di identificare le performance obligations previste dal contratto e definisce i criteri per l'allocazione alle stesse del corrispettivo contrattuale sulla base dei rispettivi prezzi di mercato. 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 principio in oggetto è stato ulteriormente modificato in data 12 aprile 2016: la modifica, non ancora omologata e applicabile anch'essa a decorrere dal 1° gennaio 2018, ha la finalità di chiarire le linee guida per l'identificazione di una obbligazione a vendere un bene o a prestare uno o più servizi, nonché di fornire indicazioni in merito alla contabilizzazione di licenze relative a proprietà intellettuali.

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.

In particolare con riferimento all'applicazione dell'IFRS 15 sono state concluse le attività di ricognizione delle tipologie contrattuali presenti nelle principali società del Gruppo: tali attività hanno portato a focalizzare l'attenzione sulla BU Mercato. Attualmente sono pertanto in corso le attività di assessment riferite ai contratti con i clienti, sia retail che business, e sono state pianificate le attività di analisi degli eventuali impatti sui processi di business e sui sistemi applicativi coinvolti. Una stima attendibile degli effetti quantitativi dell'applicazione dell'IFRS 15 sarà possibile solo quando saranno completate tali attività.

UTILIZZO DI VALORI STIMATI

Nell'ambito della redazione del bilancio semestrale abbreviato in conformità agli IFRS le stime e le relative assunzioni si basano sulle esperienze pregresse e su altri fattori considerati ragionevoli nella fattispecie e sono state adottate per definire il valore contabile delle attività e delle passività a cui si riferiscono. I risultati a posteriori che derivano dal verificarsi degli eventi potrebbero differire da tali stime. Le stime sono state utilizzate per rilevare la competenza di alcuni ricavi di vendita, accantonamenti per rischi su crediti, per obsolescenza di magazzino, per gli ammortamenti e per le svalutazioni di attività, benefici ai dipendenti, per la determinazione del *fair value* degli strumenti derivati e delle attività finanziarie disponibili per la vendita, imposte e altri accantonamenti ai fondi rischi. Tali stime e ipotesi sono riviste regolarmente. Le eventuali variazioni derivanti dalla revisione delle stime contabili sono rilevate nel periodo in cui la revisione viene effettuata qualora la stessa interessi solo quel periodo. Nel caso in cui la revisione interessi periodi sia correnti sia futuri, la variazione è rilevata nel periodo in cui la revisione viene effettuata e nei relativi periodi futuri.

Si segnala inoltre che taluni processi valutativi complessi quali la determinazione di eventuali perdite di valore di attività non correnti, sono generalmente effettuati in modo completo solo in redazione del bilancio annuale, allorquando sono disponibili tutte le informazioni eventualmente necessarie, salvo i casi in cui vi siano indicatori di *impairment* che richiedano un'immediata valutazione di eventuali perdite di valore.

Conformemente allo IAS 36, nel corso del primo semestre 2017 il Gruppo ha verificato l'inesistenza di *impairment trigger* specifici con particolare riferimento agli avviamenti; inoltre non sono emersi indicatori di *impairment* relativamente a partecipazioni e assets.

Analogamente, le valutazioni attuariali necessarie per la determinazione dei Fondi per i benefici ai dipendenti vengono normalmente elaborate in occasione della predisposizione del bilancio annuale.

STAGIONALITÀ

Si segnala inoltre che i risultati di periodo del Gruppo Iren riflettono la stagionalità caratteristica dei settori in cui opera, influenzati soprattutto dall'andamento climatico, conseguentemente non possono essere estrapolati per l'intero esercizio.

RIDETERMINAZIONE DI VALORI AL 31 DICEMBRE 2016 E 30 GIUGNO 2016

Il Gruppo a gennaio 2016 ha acquisito il controllo di TRM Holding, TRM V e TRM, mentre a maggio 2016 ha acquisito il controllo di ATENA e ATENA Trading.

Per le acquisizioni di TRM Holding, TRM V e TRM il fair value definitivo delle attività identificabili acquisite e delle passività identificabili assunte è stato determinato alla fine dell'esercizio 2016, pertanto nel bilancio semestrale abbreviato consolidato al 30 giugno 2016 erano state iscritte in modo provvisorio, come consentito dall'IFRS 3.

Per le acquisizioni di ATENA e ATENA Trading il fair value definitivo delle attività identificabili acquisite e delle passività identificabili assunte è stato determinato nel corso del primo semestre del 2017, pertanto nel bilancio semestrale abbreviato consolidato al 30 giugno 2016 e nel bilancio consolidato al 31 dicembre 2016 erano state iscritte in modo provvisorio, come consentito dall'IFRS 3.

Con il completamento di tutte le valutazioni a fair value richieste dall'IFRS 3 il valore di talune attività identificabili acquisite e di talune passività identificabili assunte iscritte nel bilancio consolidato al 31 dicembre 2016 e al 30 giugno 2016 è stato aggiornato per riflettere la migliore conoscenza nel frattempo maturata.

In base a quanto disposto dall'IFRS 3, l'aggiornamento dei valori di fair value è avvenuto con effetto a partire dalla data di acquisizione e, pertanto, tutte le variazioni sono state effettuate sulla situazione patrimoniale delle Società acquisite a tale data. I saldi risultanti nel bilancio consolidato al 31 dicembre 2016 e al 30 giugno 2016 sono stati rideterminati per tenere conto dei nuovi valori.

In dettaglio, le variazioni intervenute ai fair value delle attività identificabili acquisite e delle passività identificabili assunte precedentemente iscritte hanno determinato sulla situazione Patrimoniale-finanziaria al 31 dicembre 2016 le seguenti rettifiche:

	31.12.2016 Pubblicato	Contabilizzazione definitiva IFRS3	31.12.2016 Rideterminato
Attività materiali	3.470.706	(5.078)	3.465.628
Attività immateriali a vita definita	1.448.826	17.537	1.466.363
Attività per imposte anticipate	265.065	1.432	266.497
Totale patrimonio netto di pertinenza della Capogruppo	1.957.786	5.365	1.963.151
Patrimonio netto di pertinenza dei Terzi	330.311	3.581	333.892
Passività per imposte differite	203.653	4.945	208.598

migliaia di euro

In dettaglio, le variazioni intervenute ai fair value delle attività identificabili acquisite e delle passività identificabili assunte precedentemente iscritte hanno determinato sulla situazione Economica del primo semestre 2016 le seguenti rettifiche:

	migliaia di euro		
	Primo semestre 2016 Pubblicato	Contabilizzazione definitiva IFRS3	Primo semestre 2016 Rideterminato
Ammortamenti	(142.996)	(3.096)	(146.092)
RISULTATO OPERATIVO	241.957	(3.096)	238.861
Rettifica di valore di partecipazioni	12.599	4.095	16.694
Risultato prima delle imposte	202.413	999	203.412
Imposte sul reddito	(71.328)	874	(70.454)
Risultato netto del periodo	131.085	1.873	132.958
attribuibile a:			
- Utile (perdita) di pertinenza del Gruppo	119.112	2.324	121.436
- Utile (perdita) di pertinenza di terzi	11.973	(451)	11.522

In dettaglio, le variazioni intervenute ai fair value delle attività identificabili acquisite e delle passività identificabili assunte precedentemente iscritte hanno determinato sulla rappresentazione dei flussi finanziari del primo semestre 2016 le seguenti rettifiche:

	migliaia di euro		
	Primo semestre 2016 Pubblicato	Contabilizzazione definitiva IFRS3	Primo semestre 2016 Rideterminato
Risultato del periodo	131.085	1.873	132.958
Rettifiche per:			
Imposte del periodo	71.328	(874)	70.454
Quota del risultato di collegate e joint ventures	(13.304)	(4.095)	(17.399)
Ammortamenti attività materiali e immateriali	142.996	3.096	146.092
Cash flow operativo	282.540	-	282.540
Variazione area di consolidamento	(437.046)	4.268	(432.778)
Free cash flow	(237.727)	4.268	(233.459)
Variazione debiti finanziari	449.058	(4.268)	444.790
Flusso monetario del periodo	31.554	-	31.554

II. PRINCIPI DI CONSOLIDAMENTO

Nell'area di consolidamento rientrano le società controllate, le società a controllo congiunto e le società collegate.

Società controllate

Sono considerate controllate le imprese in cui il Gruppo esercita il controllo, così come definito dall' IFRS 10– *Bilancio consolidato*. Il controllo esiste quando la Capogruppo ha contemporaneamente:

- il potere decisionale sulla partecipata, ossia la capacità di dirigere le attività rilevanti della partecipata, cioè quelle attività che hanno un'influenza significativa sui risultati della partecipata stessa;
- il diritto a risultati (positivi o negativi) variabili rivenienti dalla sua partecipazione nell'entità;
- la capacità di utilizzare il proprio potere decisionale per determinare l'ammontare dei risultati rivenienti dalla sua partecipazione nell'entità.

I bilanci delle imprese controllate sono inclusi nel bilancio consolidato a partire dalla data in cui si assume il controllo fino al momento in cui tale controllo cessa di esistere. Le quote di patrimonio netto e del risultato attribuibili ai soci di minoranza sono indicate separatamente rispettivamente nello stato patrimoniale e nel conto economico consolidati. Le società controllate sono consolidate con il metodo integrale, che prevede l'eliminazione delle operazioni infragruppo e di eventuali utili e perdite non realizzati.

Si evidenzia inoltre che: a) tutte le modifiche nella quota di interessenza che non costituiscono una perdita di controllo sono trattate come *equity transactions* e quindi hanno contropartita a patrimonio netto; b) quando una società controllante cede il controllo in una propria partecipata, ma continua comunque a detenere un'interessenza nella società, valuta la partecipazione mantenuta in bilancio al *fair value* ed imputa eventuali utili o perdite derivanti dalla perdita del controllo a conto economico.

Società a controllo congiunto

Sono società sulla cui attività il Gruppo ha un controllo congiunto, in virtù di accordi contrattuali. Il controllo congiunto, così come definito dall'IFRS 11 – *Accordi a controllo congiunto*, è la “*condivisione su base contrattuale, del controllo di un accordo che esiste unicamente quando per le decisioni riguardanti le attività rilevanti è richiesto il consenso unanime di tutte le parti*”.

In presenza di società miste pubblico-privato, data l'oggettiva possibilità da parte del socio pubblico di esercitare la propria influenza sulla società, oltre che attraverso gli accordi di *governance*, anche in virtù della propria natura di ente pubblico, la sussistenza del controllo congiunto viene valutata, oltre che con riferimento alla lettera degli accordi contrattuali, valutando l'effettiva possibilità da parte del socio privato di controllare congiuntamente le decisioni strategiche relative alla società partecipata.

Gli accordi a controllo congiunto si distinguono in 2 tipologie:

- una Joint venture (JV) è un accordo nel quale le parti vantano diritti sulle attività nette dell'accordo. Le joint ventures sono valutate con il metodo del patrimonio netto;
- una Joint Operation (JO) è un accordo in base al quale i soci non si limitano esclusivamente a partecipare al risultato netto della società, ma esercitano diritti su determinate attività e hanno obbligazioni per le rispettive passività. In questo caso si procede al consolidamento integrale delle attività/ricavi su cui il socio esercita tali diritti e delle passività/costi di cui il socio si assume gli obblighi.

Società collegate (contabilizzate con il metodo del patrimonio netto)

Sono considerate collegate le società nelle quali il Gruppo esercita un'influenza notevole, ma non il controllo o il controllo congiunto, sulle politiche finanziarie ed operative. Il bilancio consolidato include la quota di pertinenza del Gruppo dei risultati delle collegate, contabilizzate con il metodo del patrimonio netto, a partire dalla data in cui inizia l'influenza notevole fino al momento in cui tale influenza notevole cessa di esistere. Qualora l'eventuale quota di pertinenza del Gruppo delle perdite della collegata ecceda il valore contabile della partecipazione in bilancio, si procede ad azzerare il valore della partecipazione e la quota delle ulteriori perdite non è rilevata, ad eccezione e nella misura in cui il Gruppo abbia l'obbligo di risponderne.

Transazioni eliminate nel processo di consolidamento

Nella predisposizione del bilancio consolidato sono eliminati tutti i saldi e le operazioni significative tra le società del Gruppo, così come gli utili e le perdite non realizzate su operazioni infragruppo. Gli utili e le perdite non realizzati generati su operazioni con imprese a controllo congiunto sono eliminati in funzione del valore della quota di partecipazione del Gruppo in tali imprese. Su tutte le rettifiche di consolidamento è valutato il relativo effetto fiscale.

III. AREA DI CONSOLIDAMENTO

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

Il 1° gennaio 2017 hanno avuto efficacia due operazioni di aggregazione fra società del Gruppo, che non hanno comportato variazioni dell'area di consolidamento, ma hanno comunque avuto effetti sulla struttura del Gruppo stesso:

- Fusione per incorporazione in Iren Energia S.p.A. della sua controllata Iren Servizi e Innovazione S.p.A.;
- Fusione per incorporazione in Iren Mercato S.p.A. della sua controllata Iren Gestioni Energetiche S.p.A..

Le operazioni sono avvenute nell'ambito del Progetto di razionalizzazione societaria e organizzativa "complessiva" di Gruppo, 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.

Società Capogruppo:

Iren S.p.A.

Società consolidate con il metodo integrale

Sono consolidate integralmente le quattro società responsabili delle singole linee di business e le loro controllate dirette e indirette

1) Iren Ambiente e le società da questa controllate:

- AMIAT V e la controllata:
 - AMIAT
- Bonifica Autocisterne
- Montequerce
- Ricupero Ecologici Industriali
- TRM Holding
- TRM V
- TRM

2) Iren Energia

3) Iren Mercato e la Società da questa controllata:

- Salerno Energia Vendite

4) IRETI e le Società da questa controllate:

- ATENA e la controllata:
 - ATENA Trading
- Consorzio GPO
- Iren Laboratori
- Iren Acqua (già Mediterranea delle Acque) e le controllate:
 - Iren Acqua Tigullio (già IdroTigullio)
 - Immobiliare delle Fabbriche

Per il dettaglio delle società controllate, delle società a controllo congiunto e delle società collegate si rinvia agli elenchi inclusi tra gli Allegati.

VARIAZIONE AREA DI CONSOLIDAMENTO INTEGRALE

L'area di consolidamento integrale è variata nel corso del primo semestre del 2017 a seguito dell'acquisizione del controllo, avvenuta nel mese di maggio, di Salerno Energia Vendite, già partecipata dal Gruppo al 36,8% tramite GEA Commerciale (100% Iren Mercato), mediante fusione per incorporazione della stessa GEA Commerciale in Salerno Energia Vendite.

A seguito dell'operazione anzi descritta la struttura dell'azionariato di Salerno Energia Vendite risulta la seguente: Iren Mercato al 50%, Salerno Energia Holding al 48,8% e Gestione Servizi Comunali all'1,2%. Gli accordi di governance pattuiti dai soci consentono ad Iren Mercato di esercitare il controllo sull'entità, dirigendone le attività rilevanti, esponendosi ai risultati variabili rivenienti dalla sua partecipazione ed utilizzando il proprio potere decisionale per determinare l'ammontare di tali risultati.

Salerno Energia Vendite, valutata ad equity sino al 30 aprile 2017, entra conseguentemente nel perimetro di consolidamento integrale a partire dal mese di maggio del 2017.

Nelle more della valutazione da svolgersi ai sensi dell'IFRS 3 – Aggregazioni aziendali, il differenziale positivo, determinato in via provvisoria, fra il costo di acquisizione ed il fair value provvisorio, alla data di acquisizione, delle attività identificabili acquisite e delle passività assunte identificabili è stato allocato ad avviamento.

Si evidenzia che, in linea con quanto previsto dall'IFRS 3, l'acquisizione del controllo di Salerno Energia Vendite ha comportato la rivalutazione della partecipazione di minoranza precedentemente detenuta, con la conseguente iscrizione di un provento pari a 8.628 migliaia di euro iscritto alla voce "Rettifiche di valore di partecipazioni" (Nota 42).

Si segnala inoltre che il 1° gennaio 2017 ha avuto efficacia l'acquisizione da parte di IRETI del ramo d'azienda, costituito dal complesso degli elementi patrimoniali attivi e passivi e dei rapporti giuridici afferenti alle concessioni del servizio idrico integrato in 31 Comuni del nord Italia, di proprietà di Acque Potabili S.p.A.. L'operazione completa il percorso di razionalizzazione che ha visto il progressivo passaggio di parte delle concessioni da quest'ultima detenute ai soci SMAT S.p.A. e IRETI S.p.A..

L'acquisizione del ramo ha comportato una variazione nel perimetro di attività e passività del Gruppo. Nelle more della valutazione da svolgersi ai sensi dell'IFRS 3 – Aggregazioni aziendali, non è presente alcun differenziale fra il prezzo di acquisto ed il valore di carico delle attività nette acquisite in continuità di valori.

IV. GESTIONE DEI RISCHI FINANZIARI DEL GRUPPO

La gestione dei rischi aziendali rappresenta una componente essenziale del Sistema di Controllo Interno della corporate governance di una Società quotata e il Codice di Autodisciplina di Borsa Italiana attribuisce su tale aspetto specifiche responsabilità.

Di seguito si riporta una sintesi della modalità di gestione e controllo dei rischi derivanti da strumenti finanziari (rischio di liquidità, rischio di cambio, rischio tassi di interesse, rischio di credito) e del rischio prezzo *commodity*, legato alla volatilità dei prezzi delle *commodity* energetiche.

1. RISCHI FINANZIARI

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

a) *Rischio di liquidità*

Il rischio di liquidità rappresenta il rischio che le risorse finanziarie disponibili all'azienda non siano sufficienti per far fronte alle obbligazioni finanziarie e commerciali nei termini e nelle scadenze prestabilite. L'attività di approvvigionamento delle risorse finanziarie è centralizzata allo scopo di ottimizzarne l'utilizzo. In particolare, la gestione centralizzata dei flussi finanziari in Iren consente di allocare i fondi disponibili a livello di Gruppo secondo le necessità che di volta in volta si manifestano tra le singole Società. I movimenti di liquidità sono registrati su conti 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 e 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 6 milioni di euro.

I flussi di cassa nominali previsti per l'estinzione delle passività finanziarie e le condizioni contrattuali dei finanziamenti in essere risultano sostanzialmente invariati rispetto a quanto riportato nelle Note Illustrative al Bilancio Consolidato al 31 dicembre 2016 nel paragrafo "a) Rischio di liquidità" del capitolo "V. Gestione dei rischi finanziari di Gruppo".

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

Il dettaglio delle attività svolte in tale ambito e delle singole operazioni è riportato al capitolo "Gestione Finanziaria" della Relazione sulla Gestione.

L'indebitamento finanziario al termine del periodo è costituito al 52% da prestiti e al 48% da obbligazioni. Il debito residuo per mutui risulta contrattualizzato per il 69% a tasso fisso e per il 31% a tasso variabile. In merito al rischio di liquidità che potenzialmente deriva dalle clausole contrattuali che legittimano le controparti a ritirare il finanziamento al verificarsi di determinati eventi (rischio *default* e *covenants*), si segnala che le clausole inserite nei contratti di finanziamento che fanno capo a Iren sono rispettate; in particolare per alcuni contratti di finanziamento a medio lungo termine di Iren è previsto l'impegno a rispettare indici finanziari (*covenants* finanziari quali Debito/EBITDA, EBITDA/Oneri finanziari), con verifica annuale. Sono inoltre previsti altri impegni quali la clausola di *Change of Control*, che prevede il mantenimento del controllo del Gruppo Iren da parte degli Enti Locali in modo diretto o indiretto, clausole di *Negative Pledges*, per effetto delle quali la società si impegna a non costituire garanzie reali oltre un limite specificato, e la clausola *Pari Passu* che riserva alle banche finanziatrici un trattamento paritario rispetto a quello spettante agli altri creditori non garantiti. Anche alcuni contratti di finanziamento a medio lungo termine di società che contribuiscono alla Posizione Finanziaria Netta del Gruppo, in particolare il contratto di Project Finance in capo a TRM, consolidata integralmente da gennaio 2016, prevedono il rispetto di indici finanziari che risultano soddisfatti.

b) Rischio di cambio

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

c) Rischio tassi di interesse

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

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

Il *fair value* complessivo, ottenuto nettando le posizioni passive con quelle attive, dei suddetti contratti di copertura su tassi di interesse al 30 giugno 2017 è negativo per 97.567 migliaia di euro.

I contratti di copertura stipulati, congiuntamente con i finanziamenti a tasso fisso, permettono di coprire dal rischio di crescita dei tassi di interesse circa l'89% dell'indebitamento finanziario lordo, in linea con l'obiettivo del Gruppo Iren di mantenere un'adeguata protezione da significativi rialzi del tasso di interesse.

Al fine di consentire una completa comprensione dei rischi di variazione dei tassi di interesse a cui è soggetto il Gruppo annualmente, al 31 dicembre, viene condotta un'analisi di sensitività degli oneri finanziari netti e delle componenti valutative dei contratti finanziari derivati al variare dei tassi di interesse.

2. RISCHIO DI CREDITO

Il rischio di credito del Gruppo è legato essenzialmente all'ammontare dei crediti commerciali derivanti dalla vendita di energia elettrica, teleriscaldamento, gas e all'erogazione dei servizi energetici, idrici ed ambientali. I crediti sono suddivisi su un ampio numero di controparti, appartenenti a categorie di clienti eterogenee (clientela retail, business, enti pubblici); alcune esposizioni risultano di ammontare elevato e sono costantemente monitorate e, se del caso, fatte oggetto di piani di rientro. Le unità di Credit Management del Gruppo Iren dedicate al recupero crediti sono responsabili di questa attività.

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 *aging*. Alcune delle suddette valutazioni sono effettuate a intervalli inferiori al trimestre o su specifica esigenza.

In relazione alla concentrazione del credito si segnalano i rapporti tra le controllate Iren Energia e AMIAT ed il Comune di Torino. Per maggiori dettagli si rimanda in particolare alla nota di commento 15_Actività finanziarie correnti delle Informazioni sulla situazione patrimoniale-finanziaria.

3. RISCHIO ENERGETICO

Il Gruppo Iren è esposto al rischio prezzo, sulle commodity energetiche trattate, ossia energia elettrica, gas naturale, titoli di emissione ambientale, ecc. dal momento che sia gli acquisti sia le vendite risentono delle oscillazioni dei prezzi di dette commodity energetiche direttamente ovvero attraverso formule di indicizzazione. È presente l'esposizione rischio cambio, tipica delle commodity di derivazione petrolifera, ma in modo attenuato grazie allo sviluppo dei mercati organizzati europei che trattano la commodity gas in valuta Euro e non più indicizzata ai prodotti petroliferi.

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 e di gas naturale, sia in relazione ai volumi che alle formule di prezzo.

L'obiettivo è ottenere una sufficiente stabilità dei margini attraverso:

- per la filiera elettrica, l'opportuno bilanciamento dell'autoproduzione e dell'energia dal mercato a termine rispetto alla domanda proveniente dai clienti del Gruppo, con un ricorso al mercato spot adeguato;
- per la filiera del gas naturale la priorità di allineamento delle indicizzazioni della commodity in acquisto e in vendita.

Nell'anno 2016, a copertura del portafoglio energetico del 2017, sono state stipulate operazioni di derivato su commodity (*Commodity swap* su indici TTF e PSV) per un nozionale complessivo di 7 TWh. Nel 2017, sono state stipulate ulteriori operazioni di derivato su commodity (*Commodity swap* su indici TTF e PSV) per 0,5 TWh sempre a copertura del portafoglio energetico del 2017 e 0,2 TWh a copertura del portafoglio 2018. Sempre nel 2017 sono poi stati stipulati ulteriori swap sull'indice PSV per 0,6 TWh abbinati ad operazioni di swap su PUN per pari nozionale equivalente che conseguono l'obiettivo di stabilizzare il margine.

Il Fair Value dei contratti in essere al 30 giugno 2017 è negativo per 1.907 migliaia di euro.

Nell'ambito del Gruppo esiste un'attività di Trading che prevede negoziazioni di contratti fisici e finanziari sul mercato elettrico e gas e di contratti finanziari direttamente sulle *commodities* sottostanti. I contratti possono essere riferiti a diversi indici (PUN, ITEC, indici gas, ecc) e a negoziazioni su Piattaforme. A fine periodo non sono peraltro presenti contratti finanziari che originano da tale attività e classificati nell'apposito Portafoglio di Trading.

CONTABILIZZAZIONE STRUMENTI DERIVATI

Gli strumenti finanziari derivati sono valutati al fair value, determinato sulla base dei valori di mercato o, qualora non disponibili, secondo una tecnica di valutazione interna.

Il Gruppo pone in essere operazioni su strumenti derivati aventi finalità di copertura di specifici rischi di tasso o prezzo.

Ai fini della contabilizzazione degli strumenti derivati, all'interno di tali operazioni è necessario distinguere tra operazioni che rispettano tutti i requisiti richiesti dallo IAS 39 per essere contabilizzate in accordo con le regole dell'hedge accounting e operazioni che non rispettano tutti i suddetti requisiti.

Operazioni contabilizzate in accordo con le regole dell'hedge accounting

Tali operazioni possono includere:

- operazioni di fair value hedge: il derivato e lo strumento coperto sono iscritti nello stato patrimoniale al fair value e la variazione dei rispettivi fair value è contabilizzata direttamente a conto economico;
- operazioni di cash flow hedge: il derivato è iscritto in bilancio al fair value con contropartita una specifica riserva di patrimonio netto per la componente efficace della copertura e il conto economico per la componente inefficace; al momento della manifestazione dello strumento coperto l'importo sospeso a patrimonio netto viene riversato a conto economico.

La classificazione a conto economico del riversamento dell'importo sospeso a patrimonio netto e della componente inefficace avviene in accordo con la natura dello strumento sottostante; nel caso di strumenti derivati su commodity tale importo viene contabilizzato nel margine operativo lordo, mentre nel caso di copertura del rischio di tasso nei proventi ed oneri finanziari.

Operazioni non contabilizzate in accordo con le regole dell'hedge accounting

Il derivato è iscritto nello stato patrimoniale al fair value.

La variazione del fair value del derivato è iscritta a conto economico e la sua classificazione avviene in accordo con la natura dello strumento sottostante:

- nel caso di strumenti derivati su commodity, nel margine operativo lordo; in particolare la componente realizzata è contabilizzata a rettifica della componente di costo o ricavo cui si riferisce e quella derivante dalla valutazione del derivato a fine periodo tra gli altri oneri o tra gli altri proventi;
- nel caso di copertura del rischio di tasso, nei proventi ed oneri finanziari.

In merito alla valutazione del derivato tra le partite patrimoniali finanziarie si segnala che il fair value del derivato è iscritto tra i debiti / crediti finanziari a lungo termine se il relativo sottostante è una posta di medio / lungo termine, viceversa è iscritto tra i debiti / crediti finanziari a breve termine se il sottostante si estingue entro il periodo di riferimento.

FAIR VALUE

Per ogni classe di attività e passività indicate a bilancio occorre riportare, oltre al valore contabile ed il relativo fair value anche i metodi e le principali assunzioni utilizzate per la sua determinazione.

Il fair value viene determinato in misura pari alla sommatoria dei flussi finanziari futuri attesi connessi all'attività o passività comprensivi della relativa componente di onere o provento finanziario attualizzati con riferimento alla data di chiusura del bilancio. Il valore attuale dei flussi futuri è stato determinato applicando la curva dei tassi *forward* alla data di chiusura del periodo.

Al fine di fornire un'informativa quanto più possibile esaustiva è stato esposto anche il valore comparativo relativo al precedente esercizio.

migliaia di euro

	30.06.2017		31.12.2016	
	Valore contabile	Fair Value	Valore contabile	Fair Value
Attività per contratti derivati di copertura	3.398	3.398	1.439	1.439
Obbligazioni esigibili oltre 12 mesi	(1.378.422)	(1.481.106)	(1.377.398)	(1.454.755)
Obbligazioni esigibili entro 12 mesi (*)	(178.394)	(180.770)	(178.554)	(186.021)
Mutui quota non corrente	(1.400.940)	(1.496.281)	(1.458.486)	(1.563.351)
Mutui quota corrente	(120.933)	(150.536)	(198.924)	(231.554)
Passività per contratti derivati di copertura	(100.965)	(100.965)	(117.627)	(117.627)
Totale	(3.176.256)	(3.406.260)	(3.329.550)	(3.551.869)

(*) Il fair value negativo del Put Bond al 30 giugno 2017 è pari a 180.770 migliaia di euro (186.021 migliaia di euro al 31 dicembre 2016)

I valori relativi ad attività e passività per contratti derivati di copertura in tabella si riferiscono esclusivamente a derivati a copertura del rischio tasso

Per le classi di attività e passività finanziarie non riportate nella tabella precedente il valore contabile coincide con il fair value.

SCALA GERARCHICA DEL FAIR VALUE

La tabella seguente illustra gli strumenti finanziari contabilizzati al fair value in base alla tecnica di valutazione utilizzata. I diversi livelli sono stati definiti come illustrato di seguito:

- Livello 1: prezzi quotati (non rettificati) su mercati attivi per attività o passività identiche;
- Livello 2: dati di input diversi dai prezzi quotati di cui al Livello 1 che sono osservabili per l'attività o la passività, sia direttamente (come nel caso dei prezzi), sia indirettamente (ovvero derivati dai prezzi);
- Livello 3: dati di input relativi all'attività o alla passività che non sono basati su dati di mercato osservabili (dati non osservabili).

	migliaia di euro			
30.06.2017	Livello 1	Livello 2	Livello 3	Totale
Attività finanziarie disponibili per la vendita	88			88
Attività finanziarie designate al <i>fair value</i> rilevato a conto economico				-
Investimenti finanziari detenuti per finalità di trading				-
Attività finanziarie derivate		3.751		3.751
Totale attività	88	3.751		3.839
Passività finanziarie derivate		(103.225)		(103.225)
Totale complessivo	88	(99.474)		(99.386)

	migliaia di euro			
31.12.2016	Livello 1	Livello 2	Livello 3	Totale
Attività finanziarie disponibili per la vendita	88			88
Attività finanziarie designate al <i>fair value</i> rilevato a conto economico				-
Investimenti finanziari detenuti per finalità di trading				-
Attività finanziarie derivate		13.374		13.374
Totale attività	88	13.374	-	13.462
Passività finanziarie derivate		(117.627)		(117.627)
Totale complessivo	88	(104.253)	-	(104.165)

Tutti gli strumenti finanziari di copertura del Gruppo hanno fair value classificabile di livello 2, cioè misurato sulla base di tecniche di valutazione che prendono a riferimento parametri osservabili sul mercato (es. tassi di interesse, prezzi commodities), diversi dalle quotazioni dello strumento finanziario, o comunque che non richiedono un significativo aggiustamento basato su dati non osservabili sul mercato. Si segnala inoltre che non ci sono stati trasferimenti tra i diversi Livelli della scala gerarchica del fair value.

GESTIONE DEL CAPITALE

Le politiche di gestione del capitale del Consiglio di Amministrazione prevedono il mantenimento di un livello elevato di capitale proprio al fine di mantenere un rapporto di fiducia con gli investitori, i creditori ed il mercato, consentendo altresì lo sviluppo futuro dell'attività.

Il Consiglio di Amministrazione monitora il rendimento del capitale ed il livello di dividendi da distribuire ai detentori di azioni e ha l'obiettivo di mantenere un equilibrio tra l'ottenimento di maggiori rendimenti tramite il ricorso ad indebitamento e i vantaggi e la sicurezza offerti da una solida situazione patrimoniale.

V. INFORMATIVA SUI RAPPORTI CON PARTI CORRELATE

Come indicato nella Relazione sulla Gestione si forniscono di seguito le informazioni relative ai rapporti patrimoniali ed economici con le parti correlate.

Rapporti con i Comuni soci-parti correlate

Iren S.p.A. fornisce una serie di servizi *corporate* a favore di Finanziaria Sviluppo Utilities S.r.l., veicolo societario attraverso il quale i Comuni di Genova e Torino detengono la partecipazione in Iren S.p.A., sulla base di specifici contratti che prevedono una remunerazione delle prestazioni.

Si evidenziano, inoltre, i principali rapporti direttamente intrattenuti con i Comuni soci capoluogo di provincia parti correlate nel cui territorio Iren opera anche attraverso le Società controllate.

Il Gruppo Iren, attraverso Iren Energia S.p.A. (che ha incorporato IREN Servizi e Innovazione S.p.A. a far data dal 1° gennaio 2017), gestisce servizi affidati dal Comune di Torino quali i servizi di illuminazione pubblica e semaforici, di gestione degli impianti termici ed elettrici degli edifici sedi di uffici amministrativi o adibiti a servizi alla collettività. Le prestazioni svolte da IREN Energia sono regolate da specifici contratti pluriennali.

Nel corso dell'ultimo triennio sono stati realizzati alcuni importanti interventi di riqualificazione impiantistica ed efficientamento energetico che hanno riguardato gli impianti cittadini di pubblica illuminazione e le centrali termiche di numerosi edifici di proprietà comunale.

Si ricorda che è in essere un accordo, siglato nel corso del 2012, con il Comune di Torino che prevede la progressiva riduzione dello *stock* del credito vantato dal Gruppo Iren nei confronti del Comune di Torino e la modifica di alcune clausole delle vigenti convenzioni di servizio tra l'allora Iren Servizi e Innovazione S.p.A. e il Comune di Torino. Con *Addenda* sottoscritti nel 2013, nel 2014 e nel 2015 (l'ultimo dei quali non ha ancora avuto completa esecuzione) sono stati delineati aspetti esecutivi del citato Accordo.

Sino al 31 dicembre 2016 Iren Gestioni Energetiche S.p.A. (incorporata in Iren Mercato S.p.A. dal 1° gennaio 2017), ha assicurato al Comune di Genova, mediante contratti di durata pluriennale, prestazioni relative alla conduzione di impianti di climatizzazione presso edifici pubblici e alla gestione degli impianti tecnologici presso strutture sportive e di servizio pubblico. A far data dal 1° gennaio 2017 (data di efficacia della fusione per incorporazione di Iren Gestioni Energetiche in Iren Mercato), i servizi testé citati sono stati trasferiti in capo a Iren Energia, in forza dell'operazione di acquisizione di ramo d'azienda da Iren Mercato.

Il Gruppo Iren, sempre attraverso Iren Mercato, assicura ai Comuni di Genova, Reggio Emilia, Parma e Piacenza forniture di energia elettrica e di calore al Comune di Torino, a condizioni normalmente praticate alla generalità della clientela restante.

Iren Acqua S.p.A. e IRETI assicurano i servizi idrici rispettivamente al Comune di Genova e ai comuni di Reggio Emilia, Parma e Piacenza, mediante contratti di somministrazione analoghi a quelli in essere con la generalità della clientela.

Il Gruppo, per il tramite di AMIAT, assicura al Comune di Torino i servizi di igiene ambientale, di sgombero neve e di gestione post operativa della discarica di "Basse di Stura" in accordo al Contratto di servizio in essere dal 1° gennaio 2013, affidato con gara ad evidenza pubblica. Al riguardo si evidenzia che, con decorrenza dal 1° gennaio 2015, trova applicazione un contratto di conto corrente tra la Città di Torino e AMIAT S.p.A. per la gestione dei crediti scaduti relativi alle attività di cui sopra.

Iren Ambiente assicura al Comune di Reggio Emilia, al Comune di Parma ed al Comune di Piacenza la fornitura del servizio di raccolta e smaltimento rifiuti urbani alle condizioni normalmente praticate alla generalità della clientela restante.

Si ricorda infine che fra il Gruppo Iren e il Comune di Parma è vigente un accordo transattivo per la definizione della situazione debitoria/creditoria con alcune società del Gruppo.

Rapporti con società *joint ventures* e collegate

Fra i principali rapporti intrattenuti dal Gruppo Iren con le *joint ventures* e con le società ad esso collegate, si segnalano:

- la fornitura ad Asti Energia e Calore di beni e servizi per la realizzazione di un intervento di riqualificazione ed efficientamento degli impianti di illuminazione pubblica nella Città di Asti;
- il finanziamento concesso ad OLT Offshore LNG Toscana relativo all'impianto di rigassificazione di Livorno;
- i rapporti finanziari verso il Gruppo Iren Rinnovabili, attinenti in gran parte a finanziamenti a Iren Rinnovabili ed Enìa Solaris a sostegno degli investimenti relativi alla realizzazione di impianti di energia rinnovabile e delle iniziative di sviluppo in ambito energetico delle due società;
- le forniture commerciali di energia elettrica, gas metano e teleriscaldamento alla società Global Service Parma;
- la vendita acqua e le prestazioni inerenti al servizio idrico integrato a favore di AMTER;
- il servizio di smaltimento di frazioni residue prodotte dagli impianti di Re.Cos;
- l'approvvigionamento di gas metano da Sinergie Italiane;
- i servizi tra i quali back office, call center, lettura, stampa, postalizzazione e spedizione forniti da So.Sel a favore del Gruppo;

Rapporti con altre parti correlate

In base al Regolamento Interno in materia di operazioni con parti correlate, sono state qualificate come parti correlate le società controllate, direttamente o indirettamente, da uno dei seguenti Comuni Capoluogo di Provincia: Comuni di Parma, Piacenza e Reggio Emilia, in quanto Comuni sottoscrittori del vigente Contratto di Sindacato di voto e di Blocco stipulato tra FSU (partecipata in via paritaria dal Comune di Torino e dal Comune di Genova) e le c.d. "Parti Emiliane", nonché Comuni di Torino e Genova. I rapporti con tali parti sono prevalentemente di natura commerciale ed attinenti a servizi forniti alla generalità della clientela.

In particolare si segnala che al fine di erogare il servizio idrico integrato nelle province di Parma, Piacenza e Reggio Emilia la società IRETI, a fronte della corresponsione di un canone annuo, utilizza gli *asset* di proprietà delle società Parma Infrastrutture, Piacenza Infrastrutture e AGAC Infrastrutture controllate dai Comuni di riferimento.

Le informazioni quantitative relative ai rapporti patrimoniali ed economici con le parti correlate sono riportate nel paragrafo "XI. Allegati al bilancio semestrale abbreviato consolidato" che si considera parte integrante delle presenti note.

Da ultimo e per ciò che concerne gli amministratori si segnala che non risultano rapporti, oltre alle cariche ricoperte nelle società del Gruppo.

Qualora sussistano le relative condizioni, sono soggette alle previsioni di cui al Regolamento Interno in materia di operazioni con parti correlate anche le operazioni che si sostanziano nell'assegnazione di remunerazioni e benefici economici, sotto qualsiasi forma, ai componenti degli organi di amministrazione e controllo e ai dirigenti con responsabilità strategiche.

Informativa ex art. 5.8 lett. a) e 5.9 Regolamento Consob

Con riferimento all'operazione, qualificata quale "di maggior rilevanza" in relazione al relativo indice di rilevanza, avente ad oggetto la fornitura dei mezzi finanziari, da parte di IREN a TRM, finalizzata al rimborso anticipato del *Project Financing* in essere fra quest'ultima società e un *pool* di banche originariamente di massimi euro 413 milioni e con debito residuo al 31 dicembre 2016 pari a euro 309,5 milioni, nonché la partecipazione, da parte di TRM, al sistema di tesoreria accentrata della Capogruppo ("Operazione 2016"), si richiama quanto riportato nella Relazione sulla Gestione afferente al Bilancio 2016, nel Documento informativo predisposto e messo a disposizione del pubblico ai sensi e per gli effetti del Regolamento Consob (disponibile sul sito www.gruppoiren.it, sezione "Corporate Governance -

Operazioni con Parti Correlate”), nonché nei Comunicati Stampa parimenti messi a disposizione del pubblico sul sito della Società.

In particolare, si ricorda che: (i) il rimborso anticipato volontario del suddetto *Project Financing* era sottoposto alla condizione sospensiva legata alla ricezione, entro il 15 dicembre 2016, di una dichiarazione da parte della banca controparte nello strumento derivato in essere, di rinunciare ad esercitare qualsiasi diritto e/o facoltà di recesso o di risoluzione del medesimo derivato o a domandare, sul presupposto del rimborso anticipato volontario del finanziamento, il pagamento di qualsiasi somma; (ii) la stipula del contratto definitivo del finanziamento infragruppo tra IREN e TRM era condizionata alla medesima circostanza; (iii) come da comunicato stampa messo a disposizione del pubblico del sito della Società, non essendosi verificato tale evento nel termine previsto nella condizione stessa, la domanda di rimborso anticipato del *project financing* sopra menzionato alle banche concedenti non ha mai acquisito efficacia alcuna né avrebbe potuto acquisirla, essendo decorso il termine nel quale la predetta condizione avrebbe dovuto verificarsi; (iv) pertanto, la summenzionata richiesta di rimborso anticipato del *project financing* è stata intesa quale mai presentata.

Le competenti strutture del Gruppo hanno avviato valutazioni che hanno condotto a verificare la permanenza delle motivazioni di convenienza economica che avevano portato all’Operazione 2016 e, pertanto, hanno ritenuto: (i) di presentare nuovamente, previa istruttoria da parte degli competenti organi di IREN e TRM, domanda di rimborso anticipato volontario dell’intera esposizione in essere al 30 giugno 2017 nei confronti delle banche finanziatrici; (ii) di procedere con la stipula, tra IREN e TRM, di un finanziamento infragruppo da destinarsi al rimborso di cui *sub* (i) nonché di un contratto di tesoreria accentrata.

L’operazione sopra delineata, in merito alla quale il Comitato per le Operazioni con Parti Correlate di IREN S.p.A. ha espresso parere favorevole in data 10 maggio 2017, è stata qualificata quale “di maggiore rilevanza” ai sensi e per gli effetti dell’articolo 5 Regolamento Consob, non rientrando nell’esenzione prevista dall’articolo 6 Regolamento Interno OPC, interessando TRM, società nella quale il Comune di Torino (parte correlata di IREN S.p.A.) ha un interesse significativo così come definito dalla Comunicazione Consob n. DEM/10078683 del 24 settembre 2010 (in seguito “Comunicazione Consob”).

Ai sensi dell’art. 5, commi 8 e 9, Regolamento Consob, si rinvia alle informazioni contenute nel Documento informativo pubblicato sul sito internet della Società in data 19 maggio 2017 e redatto in aggiornamento rispetto al Documento Informativo messo a disposizione del pubblico in data 21 novembre 2016 con riferimento all’Operazione 2016.

L’efficacia della richiesta di rimborso anticipato volontario è stata sospensivamente condizionata alla ricezione, entro il 20 giugno 2017, di una dichiarazione da parte della banca controparte di TRM nel contratto derivato in essere di rinunciare sia ad esercitare qualsiasi diritto e/o facoltà di recesso o di risoluzione del predetto contratto derivato che a domandare, sul presupposto del rimborso anticipato volontario del finanziamento, il pagamento di qualsiasi somma. La stipula del contratto definitivo del finanziamento infragruppo tra IREN e TRM è stata condizionata al fatto che la richiesta di rimborso anticipato divenisse efficace.

Come da comunicato stampa messo a disposizione del pubblico del sito della Società in data 21 giugno 2017, si precisa che, non essendosi verificato l’evento nel termine previsto nella condizione stessa, la domanda di rimborso anticipato del *project financing* alle banche concedenti non ha mai acquisito efficacia alcuna né mai la potrà acquisire essendo decorso il termine nel quale la predetta condizione avrebbe dovuto verificarsi. Pertanto, la summenzionata richiesta di rimborso anticipato del *project financing* è da intendersi, in altre parole, come se non fosse mai stata presentata.

In data 30 marzo 2017, previo parere favorevole del Comitato per le Operazioni con Parti Correlate di IREN S.p.A., il Consiglio di Amministrazione della Società ha approvato l’operazione, qualificata quale “di maggiore rilevanza” per gli aspetti quali-quantitativi che la connotavano, avente ad oggetto l’integrazione tra il Gruppo IREN (e, in specie, IREN Ambiente S.p.A.) e AMIU S.p.A., in via subordinata rispetto all’approvazione della stessa da parte del Consiglio Comunale della Città di Genova.

Dal momento che, in data 31 marzo 2017, la Giunta Comunale della Città di Genova ha ritirato la proposta di deliberazione inerente la suddetta operazione, è rimasta sospesa l'efficacia della delibera di pari oggetto assunta da parte del Consiglio di Amministrazione di IREN S.p.A., nell'attesa di conoscere l'orientamento della Giunta Comunale di Genova rispetto all'eventuale possibilità di presentare nuovamente al Consiglio Comunale la proposta di deliberazione.

Nel corso della seduta del 4 maggio 2017, il cui ordine del giorno recava nuovamente l'approvazione dell'operazione di aggregazione anzidetta, il Consiglio Comunale di Genova ha deliberato di rinviare la trattazione alla successiva consiliatura, insediatasi in esito alle elezioni amministrative.

Visto quanto sopra, in data 11 maggio 2017, il Consiglio di Amministrazione di IREN S.p.A. ha dato atto che la delibera di approvazione dell'operazione di aggregazione di cui *supra*, assunta dal Consiglio di Amministrazione il 30 marzo 2017, deve ritenersi priva di effetti nella sua integralità.

Si rinvia, per completezza, ai comunicati stampa messi a disposizione del pubblico sul sito della Società.

VI. ALTRE INFORMAZIONI

COMUNICAZIONE CONSOB N. DEM/6064293 del 28 luglio 2006

Eventi e operazioni significative non ricorrenti

Nel corso del primo semestre 2017 il Gruppo non ha posto in essere eventi e/o operazioni significative non ricorrenti, così come definite dalla Comunicazione, vale a dire eventi od operazioni il cui accadimento risulta non ricorrente oppure operazioni o fatti che non si ripetono frequentemente nel normale svolgimento dell'attività.

Posizioni o transazioni derivanti da operazioni atipiche e/o inusuali

Si precisa che nel corso del primo semestre 2017 il Gruppo non ha posto in essere operazioni atipiche e/o inusuali, così come definite dalla Comunicazione. Le operazioni atipiche e/o inusuali sono quelle operazioni che per significatività/rilevanza, natura delle controparti, oggetto della transazione, modalità di determinazione del prezzo di trasferimento e tempistica dell'accadimento (prossimità alla chiusura dell'esercizio) possono dare luogo a dubbi in ordine alla correttezza/completezza delle informazioni in bilancio, al conflitto di interessi e alla salvaguardia del patrimonio aziendale o alla tutela degli azionisti di minoranza.

Pubblicazione del Bilancio

La Relazione Semestrale è stata autorizzata alla pubblicazione dal Consiglio di Amministrazione di Iren S.p.A. nella riunione del 3 agosto 2017.

VII. INFORMAZIONI SULLA SITUAZIONE PATRIMONIALE - FINANZIARIA

Le tabelle che seguono, ove non diversamente indicato, riportano i dati in migliaia di euro.

ATTIVO

ATTIVITA' NON CORRENTI

NOTA 1_ATTIVITA' MATERIALI

La composizione della voce attività materiali, distinta tra costo storico, fondo ammortamento e valore netto, viene riportata nella tabella seguente:

	migliaia di euro					
	Costo al 30/06/2017	F.do amm.to al 30/06/2017	Valore netto al 30/06/2017	Costo al 31/12/2016	F.do amm.to al 31/12/2016	Valore netto al 31/12/2016
Terreni	103.993	(1.664)	102.329	101.298	(1.551)	99.747
Fabbricati	531.003	(175.286)	355.717	526.138	(165.780)	360.358
Impianti e macchinari	4.934.599	(2.111.353)	2.823.246	4.916.963	(2.020.723)	2.896.240
Attrezzature ind.li e comm.li	107.635	(83.190)	24.445	106.188	(81.455)	24.733
Altri beni	151.567	(117.410)	34.157	152.836	(116.492)	36.344
Attività materiali in corso ed acconti	58.110	-	58.110	48.206	-	48.206
Totale	5.886.907	(2.488.903)	3.398.004	5.851.629	(2.386.001)	3.465.628

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

	migliaia di euro					
	Saldo iniziale	Incrementi	Decrementi	Variazione area di consolida- mento	Riclassifiche	Saldo finale
Terreni	101.298	5	(53)	-	2.743	103.993
Fabbricati	526.138	544	(199)	227	4.293	531.003
Impianti e macchinari	4.916.963	17.694	(334)	-	276	4.934.599
Attrezzature industriali e commerciali	106.188	2.394	(1.626)	425	254	107.635
Altri beni	152.836	2.144	(4.035)	440	182	151.567
Attività materiali in corso ed acconti	48.206	17.048	(496)	1.100	(7.748)	58.110
Totale	5.851.629	39.829	(6.743)	2.192	-	5.886.907

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

	migliaia di euro					
	Saldo iniziale	Ammortamento del periodo	Decrementi	Variazione area di consolidamento	Riclassifiche	Saldo finale
F.do amm.to terreni	(1.551)	(114)	1	-	-	(1.664)
F.do amm.to fabbricati	(165.780)	(9.608)	113	(3)	(8)	(175.286)
F.do amm.to impianti e macchinari	(2.020.723)	(90.834)	190	-	14	(2.111.353)
F.do amm.to attrezz. ind.li e comm.li	(81.455)	(3.074)	1.563	(226)	2	(83.190)
F.do amm.to altri beni	(116.492)	(4.496)	3.978	(392)	(8)	(117.410)
Totale	(2.386.001)	(108.126)	5.845	(621)	-	(2.488.903)

La colonna variazione area di consolidamento si riferisce ai saldi acquisti nel corso del semestre relativi alla società Salerno Energia Vendite e al ramo d'azienda afferente le concessioni del servizio idrico integrato in 31 Comuni del nord Italia acquisito da Acque Potabili S.p.A..

Terreni e fabbricati

Tale voce include principalmente i fabbricati industriali connessi agli impianti del gruppo e i connessi terreni.

Impianti e macchinari

Sono inclusi in questa voce i costi relativi agli impianti di produzione di energia elettrica, agli impianti di produzione calore, alle reti di distribuzione dell'energia elettrica, alle reti di distribuzione gas, alle reti di distribuzione calore e agli impianti riferibili ai servizi ambientali non in regime di concessione secondo quanto previsto dall'IFRIC 12. Tra i beni relativi agli impianti di produzione di energia elettrica sono comprese le opere gratuitamente devolvibili.

Attrezzature industriali e commerciali

Sono inclusi in questa voce i costi relativi all'acquisto di beni complementari o ausiliari agli impianti e macchinari, di cassoni, cassonetti, attrezzature di laboratorio e attrezzatura varia.

Altri beni

Sono inclusi in questa voce i costi relativi all'acquisto di mobili e macchine d'ufficio, di automezzi e di autovetture.

Immobilizzazioni in corso e acconti

La voce immobilizzazioni in corso comprende il complesso degli oneri sostenuti per gli investimenti in fase di realizzazione e non ancora in funzione.

Incrementi

Gli incrementi del periodo, pari a 39.829 migliaia di euro, si riferiscono principalmente a:

- sviluppo della rete di teleriscaldamento e nuovi allacciamenti alla rete, comprensiva delle sottostazioni di scambio termico, dei misuratori e delle apparecchiature di telelettura, per 8.353 migliaia di euro;
- investimenti sulle reti di distribuzione energia elettrica per 9.899 migliaia di euro;
- investimenti sulle reti gas non in regime di concessione secondo quanto previsto dall'IFRIC 12 per 6.048 migliaia di euro;
- investimenti sulle centrali termoelettriche e idroelettriche per 3.175 migliaia di euro;
- investimenti per la raccolta e lo smaltimento nel settore ambiente per 4.907 migliaia di euro.

Gli ammortamenti ordinari del primo semestre 2017, pari a complessivi 108.126 migliaia di euro sono stati calcolati sulla base delle aliquote indicate nel bilancio annuale 2016 e ritenute rappresentative della residua possibilità di utilizzo delle immobilizzazioni.

Si segnala che in base alla normativa vigente, in merito alle concessioni di grandi derivazioni d'acqua per uso idroelettrico ("concessioni idroelettriche"), al concessionario uscente spetta un corrispettivo così determinato:

- per le "opere bagnate" (opere di raccolta, di regolazione, di condotte forzate, e canali di scarico compresi nel ramo d'azienda del concessionario uscente, le cosiddette "opere devolvibili"), sulla base del costo storico rivalutato, calcolato al netto dei contributi pubblici in conto capitale, anch'essi rivalutati, ricevuti dal concessionario per la realizzazione di tali opere, diminuito nella misura dell'ordinario degrado;
- per le "opere asciutte" (beni materiali compresi nel ramo d'azienda del concessionario uscente e non ricadenti nella categoria delle "opere bagnate", le cosiddette opere non devolvibili), sulla base del valore di ricostruzione a nuovo diminuito nella misura dell'ordinario degrado.

In seguito a tale normativa, a partire dall'esercizio 2012, per i beni devolvibili relativi alle concessioni idroelettriche scadute il cui valore contabile residuo è inferiore al presumibile valore spettante al concessionario uscente (determinato in base alle disposizioni di cui sopra) è stato sospeso il relativo ammortamento.

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

NOTA 2_INVESTIMENTI IMMOBILIARI

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

	migliaia di euro					
	Costo al 30/06/2017	F.do amm.to al 30/06/2017	Valore netto al 30/06/2017	Costo al 31/12/2016	F.do amm.to al 31/12/2016	Valore netto al 31/12/2016
Terreni	2.859	-	2.859	2.859	-	2.859
Fabbricati	13.103	(2.652)	10.451	13.103	(2.479)	10.624
Totale	15.962	(2.652)	13.310	15.962	(2.479)	13.483

La voce è costituita principalmente da immobili acquisiti dalla società Sportingenova a fronte dell'estinzione di parte del credito vantato nei confronti della stessa.

Il fair value degli investimenti immobiliari non è inferiore al valore contabile.

NOTA 3_ATTIVITA' IMMATERIALI A VITA DEFINITA

La composizione della voce attività immateriali, distinta tra costo storico, fondo ammortamento, viene riportata nella tabella seguente:

	migliaia di euro					
	Costo al 30/06/2017	F.do amm.to al 30/06/2017	Valore netto al 30/06/2017	Costo al 31/12/2016	F.do amm.to al 31/12/2016	Valore netto al 31/12/2016
Costi di sviluppo	677	(671)	6	677	(671)	6
Diritti brevetto industriale e utilizzo opere dell'ingegno	68.798	(29.491)	39.307	61.636	(19.520)	42.116
Concessioni, licenze, marchi e diritti simili	2.082.539	(848.075)	1.234.464	1.987.843	(770.518)	1.217.325
Altre immobilizzazioni immateriali	132.683	(73.686)	58.997	133.768	(64.466)	69.302
Immobilizzazioni in corso e acconti	164.188	-	164.188	137.614	-	137.614
Totale	2.448.885	(951.923)	1.496.962	2.321.538	(855.175)	1.466.363

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

	Saldo iniziale	Incrementi	Decrementi	Variazione area di consolidamento	Riclassifiche	Svalutazione del periodo	Altri movimenti	Saldo finale
Costi di sviluppo	677	-	-	-	-	-	-	677
Diritti brevetto industriale e utilizzo opere dell'ingegno	61.636	3.013	-	81	24	-	4.044	68.798
Concessioni, licenze, marchi e diritti simili	1.987.843	17.647	(27)	67.444	9.632	-	-	2.082.539
Altre immobilizzazioni immateriali	133.768	11.570	(15.359)	227	(341)	(140)	2.958	132.683
Immobilizzazioni in corso e acconti	137.614	35.990	(6)	227	(9.637)	-	-	164.188
Totale	2.321.538	68.220	(15.392)	67.979	(322)	(140)	7.002	2.448.885

migliaia di euro

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

	Saldo iniziale	Ammortamento del periodo	Decrementi	Variazione area di consolidamento	Riclassifiche	Altri movimenti	Saldo finale
F.amm.to costi di sviluppo	(671)	-	-	-	-	-	(671)
F.amm.to dir. brevetto ind.le e utilizzo opere dell'ingegno	(19.520)	(5.846)	-	(81)	-	(4.044)	(29.491)
F.amm.to concessioni, licenze, marchi e diritti simili	(770.518)	(34.374)	3	(43.276)	90	-	(848.075)
F. amm.to altre immobilizzazioni immateriali	(64.466)	(6.103)	3	(170)	8	(2.958)	(73.686)
Totale	(855.175)	(46.323)	6	(43.527)	98	(7.002)	(951.923)

migliaia di euro

La colonna variazione area di consolidamento si riferisce ai saldi acquisti nel corso del semestre relativi alla società Salerno Energia Vendite e al ramo d'azienda afferente le concessioni del servizio idrico integrato in 31 Comuni del nord Italia acquisito da Acque Potabili S.p.A..

Il saldo netto della colonna riclassifiche si riferisce alla concessione del servizio idrico integrato del Comune di Saint Vincent (AO), classificata nelle attività destinate ad essere cedute.

La composizione delle voci costituenti le immobilizzazioni immateriali è di seguito esposta.

Diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzazione delle opere dell'ingegno

La voce si riferisce principalmente al complesso dei costi sostenuti per l'acquisto e la produzione interna di software aziendali e per l'acquisizione di diritti per l'utilizzo in esclusiva di studi tecnici relativi all'andamento statistico delle perdite di rete, ammortizzati tra i tre e i cinque anni.

Concessioni, licenze, marchi e diritti simili

La voce è costituita principalmente:

- dalle attività rilevate a fronte dell'applicazione dell'IFRIC 12 relative al settore di attività di distribuzione del gas naturale, del Servizio Idrico Integrato e, marginalmente, del teleriscaldamento;
- dal diritto d'uso delle reti acquedottistiche in forza delle concessioni assentite dal Comune di Genova e da altri Comuni limitrofi;

- dalle concessioni per l'utilizzo della rete telematica di operatori terzi;

Altre immobilizzazioni immateriali

La voce è costituita principalmente:

- da diritti di utilizzo di infrastrutture di telecomunicazione di proprietà di terzi;
- le quote di emissione (emission trading) detenute a fronte del proprio fabbisogno;
- costi per lo sviluppo commerciale della clientela.

Immobilizzazioni in corso ed acconti

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

NOTA 4_AVVIAMENTO

L'avviamento, pari a 146.707 migliaia di euro (131.779 migliaia di euro al 31 dicembre 2016), nel corso del primo semestre del 2017 presenta le seguenti variazioni:

- incremento di 15.194 migliaia di euro a seguito dell'acquisizione del controllo di Salerno Energia Vendite, di cui 11.724 migliaia di euro per il differenziale positivo, determinato in via provvisoria, fra il fair value del costo di acquisizione e le attività identificabili acquisite e le passività assunte identificabili alla data di acquisizione;
- riduzione di 266 migliaia di euro a seguito dell'aggiustamento del prezzo di acquisto del controllo di Ricupero Ecologici Industriali (REI).

L'avviamento viene considerato un'attività immateriale a vita utile indefinita e pertanto non risulta ammortizzato, ma sottoposto almeno annualmente ad impairment test al fine di verificare la recuperabilità del valore iscritto a bilancio. Dal momento che l'avviamento non genera flussi di cassa indipendenti e non può essere ceduto autonomamente, l'impairment test sugli avviamenti iscritti in bilancio è svolto facendo riferimento all'unità generatrice di flussi di cassa (Cash Generating Unit) cui gli stessi sono allocabili. Le Unità generatrici di flussi di cassa sono identificate con le singole Business Unit e corrispondono ai settori di attività rappresentati nella premessa delle presenti note e si basano sulla struttura direzionale e sul sistema di reporting interno del Gruppo.

Tale metodologia consente la verifica più efficace degli avviamenti e dei piani di investimento futuri e fornisce un'analisi omogenea alle informazioni comunicate al mercato.

La tabella che segue evidenzia l'allocazione della voce avviamento alle unità generatrici di flussi di cassa (Cash Generating Unit).

	migliaia di euro
	30/06/2017
Ambiente	5.205
Energia	106
Mercato	48.339
Reti	93.057
Totale	146.707

Cash Generating Unit Ambiente

Il valore dell'avviamento, pari a 5.205 migliaia di euro, si riferisce sostanzialmente all'acquisizione di controllo di Ricupero Ecologici Industriali (REI), in cui, nelle more della valutazione da svolgersi ai sensi dell'IFRS 3 – Aggregazioni aziendali, il differenziale positivo fra il prezzo di acquisto ed il valore di carico delle attività nette acquisite in continuità di valori è stato provvisoriamente allocato ad avviamento.

Cash Generating Unit Energia

Il valore dell'avviamento, pari a 106 migliaia di euro, si riferisce al ramo d'azienda Gestione Servizi Calore trasferito dalla BU Mercato alla BU Energia.

Cash Generating Unit Mercato

Il valore dell'avviamento, pari a 48.339 migliaia di euro, deriva principalmente:

- dalle quote azionarie di Enia Energia (ora fusa in Iren Mercato) acquisite da Sat Finanziaria S.p.A. e da Edison per un importo di 16.761 migliaia di euro;
- dall'acquisizione di controllo di Salerno Energia Vendite in cui, nelle more della valutazione da svolgersi ai sensi dell'IFRS 3 – Aggregazioni aziendali, il differenziale positivo fra il fair value del costo di acquisto ed il valore di carico delle attività nette acquisite in continuità di valori è stato provvisoriamente allocato ad avviamento per un importo di 11.724 migliaia di euro;
- dal ramo d'azienda acquisito da ENEL alla fine del 2000 e riferito alle utenze elettriche della città di Parma per un importo di 7.421 migliaia di euro;
- dall'acquisizione del ramo d'azienda da ERG Power & Gas relativo alla commercializzazione e vendita di energia elettrica per un importo di 3.401 migliaia di euro.

Cash Generating Unit Reti

Il valore dell'avviamento, pari a 93.057 migliaia di euro, deriva principalmente:

- dall'acquisizione da ENEL del ramo d'azienda relativo alla rete di energia elettrica nel Comune di Torino, in cui la differenza positiva tra il costo di acquisto e il fair value delle attività e delle passività acquisite e identificabili è stata iscritta come avviamento per 64.608 migliaia di euro;
- dall'acquisizione del controllo di Acqua Italia S.p.A. (ora Iren Acqua S.p.A.), in cui la differenza positiva tra il costo di acquisto e il fair value delle attività e delle passività acquisite e identificabili è stata iscritta come avviamento per 23.202 migliaia di euro;
- dal ramo d'azienda acquisito da ENEL alla fine del 2000 e riferito alle utenze elettriche della città di Parma per un importo di 3.023 migliaia di euro;

Come anticipato al paragrafo I “Contenuto e forma del bilancio semestrale abbreviato consolidato” della presente relazione, nel corso del primo semestre 2017, conformemente allo IAS 36, il Gruppo ha verificato l'inesistenza di *impairment* trigger specifici con particolare riferimento agli avviamenti.

NOTA 5_PARTECIPAZIONI VALUTATE CON IL METODO DEL PATRIMONIO NETTO

Le partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto sono partecipazioni in imprese in cui il Gruppo ha il controllo congiunto o esercita un'influenza notevole.

L'elenco delle società valutate con il metodo del patrimonio netto appartenenti al Gruppo al 30 giugno 2017 è riportato in allegato.

Le variazioni intervenute nel semestre sono presentate nelle tabelle esposte nel seguito.

Partecipazioni in società a controllo congiunto (joint venture)

	31/12/2016	Rivalutazioni- svalutazioni per equity	Valutazioni con effetto diretto a PN	Altri movimenti	migliaia di euro 30/06/2017
Acque Potabili	20.592	(2.903)	170	-	17.859
Iren Rinnovabili	13.351	(8)	-	(262)	13.081
OLT Offshore LNG	16.600	(3.394)	-	-	13.206
TOTALE	50.543	(6.305)	170	(262)	44.146

Partecipazioni in società collegate

migliaia di euro

	31/12/2016	Incrementi	Variazione area di consolidamento e Riclassifiche	Rivalutazioni (svalutazioni) per equity	Distribuzione dividendi	Valutazioni con effetto diretto a PN	Rivalutazioni (svalutazioni)	30/06/2017
A2A Alfa	-	-	-	-	-	-	-	-
Acos	9.181	-	-	-	-	-	-	9.181
Acos Energia	872	-	-	442	-	-	-	1.314
Acquaenna	-	-	-	-	-	-	-	-
Aguas de San Pedro	9.796	-	-	1.399	-	(1.024)	-	10.171
Aiga	-	-	-	-	-	-	-	-
Amat	2.296	-	-	(35)	-	-	-	2.261
Amter	761	-	-	387	(73)	-	-	1.075
Asa	30.345	-	-	2.573	-	676	-	33.594
Astea	20.991	-	-	4.465	(319)	(105)	-	25.032
Asti Energia Calore	24	-	-	15	-	-	-	39
CSP Innovazione nelle ICT	-	-	150	(1)	-	-	-	149
Domus Acqua	83	-	-	-	-	-	-	83
Fingas	5.702	-	-	-	-	-	-	5.702
G.A.I.A.	-	15.024	-	58	-	-	-	15.082
Global Service	6	-	-	-	-	-	-	6
Iniziative Ambientali	456	-	-	(3)	-	-	-	453
Mestni Plinovodi	4.859	-	-	-	-	-	-	4.859
Mondo Acqua	690	-	-	-	-	-	-	690
Nord Ovest Servizi	4.375	-	-	-	-	-	-	4.375
Recos S.p.A.	3.579	-	-	(34)	-	-	-	3.545
Rio Riazzone	224	-	-	-	-	-	-	224
Salerno Energia Vendite	2.170	-	(11.243)	1.059	(614)	-	8.628	-
Sinergie Italiane	-	-	-	-	-	-	-	-
Sosel	964	-	-	58	(22)	-	-	1.000
Tirana Acque	-	-	-	-	-	-	-	-
Valle Dora Energia	556	-	-	463	-	-	-	1.019
TOTALE	97.930	15.024	(11.093)	10.846	(1.028)	(453)	8.628	119.854

Nel corso del primo semestre del 2017 è stato acquisito il 45% della società Gestione Ambientale Integrata dell'Astigiano S.p.A. (GAIA) attraverso la sottoscrizione di 2.492.865 azioni.

Relativamente alla partecipazione nella società CSP Innovazione nelle ICT si segnala che nel corso del primo semestre del 2017 la quota di possesso è stata incrementata dal 6,10% al 25% tramite sottoscrizione di aumento di capitale sociale.

La variazione area di consolidamento si riferisce all'acquisizione del controllo e al conseguente consolidamento integrale della società Salerno Energia Vendite. La rivalutazione della partecipazione si riferisce alla rideterminazione al fair value, alla data di acquisizione delle quote di controllo, dell'interessenza di minoranza detenuta al 30 aprile 2017.

Relativamente alla partecipazione in Sinergie Italiane, il cui valore contabile è nullo, si segnala il fondo rischi per 10.000 migliaia di euro dovuto al rischio di copertura di perdite della partecipata.

NOTA 6 _ALTRE PARTECIPAZIONI

Tale voce si riferisce a partecipazioni in società sulle quali il Gruppo non esercita né controllo, né controllo congiunto, né influenza notevole. Tali partecipazioni sono state mantenute al costo sostenuto rettificato da eventuali perdite durevoli di valore in quanto non è stato possibile determinare in modo attendibile il loro fair value.

L'elenco delle partecipazioni in altre imprese appartenenti al Gruppo al 30 giugno 2017 è riportato in allegato.

Le variazioni intervenute nel semestre sono presentate nella tabella esposta nel seguito:

	31/12/2016	Incrementi	Svalutazione del periodo	Riclassifiche	30/06/2017
A2A Scarl	7	-	-	-	7
Acque Potabili Siciliane	-	-	-	-	-
Astea Energia	7	-	-	-	7
Autostrade Centro Padane	1.248	-	-	-	1.248
BT Enia	2.110	-	-	-	2.110
C.R.P.A.	52	-	-	-	52
CIDIU	2.294	-	-	-	2.294
Consorzio Italiano Compostatori	3	-	-	-	3
Consorzio Leap	10	-	-	-	10
Consorzio Topix	5	-	-	-	5
CSP Innovazione nelle ICT	28	151	(29)	(150)	-
Environment Park	1.243	-	-	-	1.243
Fondo Core Multiutilities	100	-	-	-	100
Italeko AD.	11	-	-	-	11
RE Innovazione	12	-	-	-	12
SDB Società di biotecnologie	10	-	-	-	10
Stadio di Albaro	27	-	(27)	-	-
T.I.C.A.S.S.	4	-	-	-	4
TOTALE	7.171	151	(56)	(150)	7.116

NOTA 7 _CREDITI COMMERCIALI NON CORRENTI

La voce ammonta a 71.130 migliaia di euro (76.302 migliaia di euro al 31 dicembre 2016) e si riferisce principalmente:

- ai crediti del servizio idrico integrato per minori volumi erogati rispetto al vincolo di ricavi spettante al gestore; il vigente metodo tariffario ne prevede generalmente (fatto salvo eventuale raggiungimento del limite di crescita tariffario) il recupero in tariffa dopo due esercizi (52.588 migliaia di euro);
- ai crediti dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica derivanti dalle disposizioni emanate dalla delibera AEEGSI n. 654/2015 in tema di regolazione tariffaria per il periodo 2016-2023 che ha comportato la rilevazione di ricavi da trasporto di energia elettrica e dei relativi crediti (13.244 migliaia di euro);
- ai crediti per fatture da emettere verso il Comune di Torino per il rinnovamento tecnologico e per l'efficientamento degli impianti termici presso alcuni stabili comunali (4.049 migliaia di euro).

NOTA 8_ATTIVITA' FINANZIARIE NON CORRENTI

La voce pari a 51.113 migliaia di euro (49.950 migliaia di euro al 31 dicembre 2016) è composta da titoli diversi dalle partecipazioni, da crediti finanziari e da *fair value* degli strumenti derivati.

Titoli diversi dalle partecipazioni

Nella voce in analisi sono inseriti titoli valutati, in base alle previsioni dello IAS 39 – *Strumenti finanziari: rilevazioni e valutazione*, come detenuti per la vendita o come investimenti posseduti fino alla scadenza.

In particolare ammontano a 36 migliaia di euro (invariato rispetto al 31 dicembre 2016) e si riferiscono a titoli a cauzione, classificati come investimenti posseduti fino alla scadenza e valutati al costo ammortizzato.

Crediti finanziari non correnti e fair value strumenti derivati

	migliaia di euro	
	30/06/2017	31/12/2016
Crediti finanziari non correnti vs joint venture	28.226	29.030
Crediti finanziari non correnti vs Collegate	3.668	3.687
Crediti finanziari non correnti vs soci parti correlate	223	223
Crediti finanziari non correnti vs altri	14.921	14.925
Ratei e risconti attivi finanziari non correnti	641	610
Fair value contratti derivati quota non corrente	3.398	1.439
Totale	51.077	49.914

I Crediti finanziari non correnti vs joint venture riguardano crediti verso Iren Rinnovabili (5.087 migliaia di euro) e verso le sue controllate Enia Solaris (18.315 migliaia di euro), Greensource (2.838 migliaia di euro) e Varsi Fotovoltaico (1.986 migliaia di euro).

I crediti finanziari verso collegate si riferiscono a crediti verso le società ReCos (2.083 migliaia di euro), Asti Energia Calore (880 migliaia di euro), AIGA (429 migliaia di euro) e Acquaenna (276 migliaia di euro).

I crediti verso soci parti correlate riguardano crediti verso il Comune di Torino per 223 migliaia di euro e sono relativi alla quota a medio lungo termine dei crediti sul conto corrente che regola i rapporti tra la controllata Iren Energia S.p.A. ed il Comune di Torino. Per il dettaglio della posizione creditoria complessiva del Gruppo Iren nei confronti del Comune di Torino si rimanda alla Nota 15 "Attività finanziarie correnti".

I crediti finanziari non correnti verso altri si riferiscono principalmente alla quota a lungo termine del credito derivante dalla cessione del ramo di azienda costituito dalla rete di telecomunicazioni (TLC) presente in Emilia-Romagna avvenuta nel corso del 2016.

Il fair value dei contratti derivati si riferisce agli strumenti in portafoglio per la copertura dal rischio di variazione dei tassi di interesse.

NOTA 9 _ALTRE ATTIVITA' NON CORRENTI

Il dettaglio è evidenziato nella tabella seguente:

	migliaia di euro	
	30/06/2017	31/12/2016
Depositi cauzionali	9.566	9.985
Crediti di natura tributaria oltre 12 mesi	35.210	35.211
Altre attività non correnti	1.220	1.238
Ratei e risconti attivi non correnti	8.517	8.520
Totale	54.513	54.954

I crediti per depositi cauzionali si riferiscono principalmente a somme versate da Iren Mercato alla partecipata Sinergie Italiane in relazione al contratto di fornitura di gas metano stipulato tra le parti.

I crediti di natura tributaria oltre i 12 mesi comprendono principalmente:

- i crediti relativi al rimborso riconosciuto nel 2016 delle somme versate alla Agenzia delle Entrate a titolo di interessi all'atto del recupero degli aiuti di Stato. La Suprema Corte, in materia di interessi sugli aiuti di Stato ha rigettato il motivo di ricorso dell'Agenzia delle Entrate, che sosteneva che il conteggio degli interessi dovesse essere fatto con ricalcolo del tasso su base quinquennale anziché annuale. La Corte ha dunque statuito che il tasso di interesse andava ricalcolato a intervalli annuali, in base al Regolamento comunitario 794/2004, come modificato dal Regolamento 271/2008.
- crediti relativi al versamento delle cartelle notificate a seguito dell'iscrizione a ruolo inerente ai 2/3 dell'imposta accertata relativa al contenzioso sul conferimento di due rami di azienda, effettuato a fine 1999 a favore della Società Genova Acque S.p.A. (oggi incorporata in Iren Acqua S.p.A.), da parte dell'allora controllante AMGA S.p.A.. I pagamenti effettuati sono stati contabilizzati tra le altre attività non correnti, sulla base di considerazioni di recuperabilità degli stessi a fronte di possibili esiti favorevoli alla società nella controversia in atto.
- i crediti maturati a seguito dell'istanza di deduzione IRAP dalla base imponibile IRES art. 2 comma 1 quater DL 6 dicembre 2011 n. 201;
- i crediti per l'acconto IRPEF sul TFR versato in ottemperanza alla legge 140/1997. Ai sensi di legge quest'ultimo credito viene recuperato a decorrere dal 1° gennaio 2000 ed è soggetto a rivalutazione annua calcolata con gli stessi criteri adottati per la rivalutazione del TFR.

I risconti attivi riguardano principalmente i costi prepagati, per la quota a lungo termine, relativi ai Contratti servizio Energia in capo alla controllata Iren Mercato S.p.A..

NOTA 10 _ATTIVITÀ PER IMPOSTE ANTICIPATE

Ammontano a 267.499 migliaia di euro (266.497 migliaia di euro al 31 dicembre 2016) e si riferiscono alla fiscalità anticipata derivante da componenti di reddito fiscalmente deducibili nei futuri esercizi. Esse includono, inoltre, l'effetto fiscale anticipato sulle rettifiche effettuate in sede di conversione ai principi contabili internazionali.

ATTIVITÀ CORRENTI

NOTA 11_RIMANENZE

Le rimanenze, valorizzate al costo medio ponderato, sono costituite principalmente da gas metano, da materiali di consumo destinati alla manutenzione e costruzione del patrimonio impiantistico del Gruppo. I lavori in corso su ordinazione si riferiscono principalmente al progetto di illuminazione pubblica di Torino LED.

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

	migliaia di euro	
	30/06/2017	31/12/2016
Materie prime	118.667	114.274
Fondo svalutazione magazzino	(43.506)	(43.124)
Valore netto	75.161	71.150
Lavori in corso su ordinazione	19.095	23.802
Totale	94.256	94.952

La riduzione dei lavori in corso su ordinazione è principalmente dovuta alla conclusione della commessa di rinnovamento tecnologico ed efficientamento degli impianti termici presso alcuni stabili appartenenti alla Città di Torino. A commessa ultimata sono stati contabilizzati crediti commerciali non correnti per fatture da emettere (4.049 migliaia di euro) e crediti commerciali correnti per fatture da emettere (1.596 migliaia di euro).

Il fondo svalutazione magazzino è stato costituito e si movimenta per tenere conto dell'obsolescenza tecnica e della scarsa movimentazione di alcune giacenze di materiali.

Al 30 giugno 2017 non esistono rimanenze di magazzino impegnate a garanzia di passività

NOTA 12_CREDITI COMMERCIALI

Il dettaglio è evidenziato nella tabella seguente:

	migliaia di euro	
	30/06/2017	31/12/2016
Crediti verso clienti	796.235	936.402
Fondo svalutazione crediti	(171.353)	(147.844)
Crediti verso clienti netti	624.882	788.558
Crediti commerciali verso joint ventures	3.041	7.636
Crediti commerciali verso collegate	25.141	23.606
Crediti commerciali verso soci parti correlate	127.491	98.569
Crediti commerciali verso altre parti correlate	20.687	23.601
Fondo svalutazione crediti verso soci parti correlate	(6.529)	(6.165)
Totale	794.713	935.805

Si segnala che al 30 giugno 2017 sono state effettuate operazioni di factoring con *derecognition* del credito per complessive 15.642 migliaia di euro (67.675 migliaia di euro al 31 dicembre 2016).

I crediti commerciali, al lordo del fondo svalutazione crediti, sono dettagliati per scadenza come segue:

	migliaia di euro	
	30/06/2017	31/12/2016
Non scaduti	542.222	752.730
Scaduti da 0 a 3 mesi	155.079	84.159
Scaduti da 3 a 12 mesi	71.169	75.834
Scaduti oltre 12 mesi	204.125	177.091
Totale	972.595	1.089.814

Crediti verso clienti

Sono relativi principalmente a crediti per fornitura di energia elettrica, gas, acqua, calore, di servizi ambientali e servizi diversi. Il saldo netto tiene conto del fondo svalutazione crediti, presentato nel seguito, pari a 171.353 migliaia di euro (147.844 migliaia di euro al 31 dicembre 2016).

Crediti verso Joint venture

Si tratta di crediti che il Gruppo vanta verso le proprie joint ventures, consolidate con il metodo del patrimonio netto. Si riferiscono a normali operazioni commerciali, intrattenute a condizioni di mercato. Per maggiori dettagli si rimanda alla tabella dei rapporti con parti correlate riportata in allegato.

Crediti verso imprese collegate

Si riferiscono a normali operazioni commerciali, intrattenute a condizioni di mercato. Per maggiori dettagli si rimanda alla tabella dei rapporti con parti correlate riportata in allegato.

Crediti verso soci parti correlate

I crediti verso soci parti correlate si riferiscono a rapporti di natura commerciale condotti a normali condizioni di mercato con gli enti territoriali proprietari (Comuni di Genova, Parma, Piacenza, Reggio Emilia e Torino) e, in via marginale, verso la società FSU. Il saldo tiene conto del fondo svalutazione crediti pari a 6.529 migliaia di euro (6.165 migliaia di euro al 31 dicembre 2016). Per maggiori dettagli si rimanda alla tabella dei rapporti con parti correlate riportata in allegato.

Crediti verso altre parti correlate

Riguardano crediti verso le imprese controllate dagli enti territoriali proprietari (Comuni di Genova, Parma, Piacenza, Reggio Emilia e Torino) e si riferiscono a normali operazioni commerciali, intrattenute a condizioni di mercato.

Fondo svalutazione crediti

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

	migliaia di euro						
	31/12/2016	Rilascio	Altri movimenti	Variazione area di consolidamento	Accantonamenti del periodo	Utilizzi	30/06/2017
Fondo svalutazione crediti	147.844	(33)	14	8.069	22.138	(6.679)	171.353
Fondo svalutazione crediti vs soci parti correlate	6.165	-	-	-	364	-	6.529
Totale	154.009	(33)	14	8.069	22.502	(6.679)	177.882

L'accantonamento del periodo è stato effettuato sulla base della miglior stima di probabili rischi derivanti da mancati incassi su crediti. Il fondo è stato utilizzato per fare fronte a perdite su crediti.

NOTA 13_CREDITI PER IMPOSTE CORRENTI

Ammontano a 56.849 migliaia di euro (21.242 migliaia di euro al 31 dicembre 2016) e comprendono i crediti verso l'erario per IRES e IRAP.

NOTA 14_CREDITI VARI E ALTRE ATTIVITA' CORRENTI

Il dettaglio è evidenziato nella tabella seguente:

	migliaia di euro	
	30/06/2017	31/12/2016
Crediti per imposta governativa erariale/UTIF	90	547
Credito verso Erario per IVA	12.400	14.968
Altri crediti di natura tributaria	11.563	8.388
Crediti tributari entro 12 mesi	24.053	23.903
Crediti verso Cassa Servizi Energetici e Ambientali (CSEA)	147.905	119.569
Crediti per certificati verdi	49.382	36.957
Crediti per anticipi a fornitori	17.281	9.219
Altre attività correnti	26.715	17.101
Altre attività correnti	241.283	182.846
Ratei e risconti	24.612	8.406
Totale	289.948	215.155

Si segnala che al 30 giugno 2017 sono state effettuate operazioni di factoring con *derecognition* del credito per certificati verdi e per *Emission Trading* per complessivi 16.686 migliaia di euro (15.898 migliaia di euro al 31 dicembre 2016).

Da un punto di vista procedurale la liquidazione dell'IVA di Gruppo comporta il trasferimento in capo alla controllante Iren S.p.A. di tutti gli obblighi relativi alle liquidazioni ed ai versamenti periodici IVA. Le società che partecipano alla procedura di liquidazione di gruppo, per il 2017, sono, oltre alla capogruppo Iren S.p.A., le seguenti: Iren Energia, IRETI, Iren Mercato, Iren Ambiente, AMIAT, Iren Acqua Tigullio, Iren Acqua, Immobiliare delle fabbriche, Iren Laboratori, Bonifica Autocisterne, Iren Rinnovabili e le sue controllate Enia Solaris, Greensource, Varsi Fotovoltaico.

In relazione ai crediti verso la Cassa Servizi Energetici e Ambientali (CSEA) si segnala che una quota degli importi esposti potrebbe non essere esigibile entro i 12 mesi successivi. L'incremento rispetto al 31 dicembre 2016 è riconducibile principalmente alle attività inerenti i titoli di efficienza energetica.

NOTA 15_ATTIVITA' FINANZIARIE CORRENTI

Il dettaglio è evidenziato nella tabella seguente:

	migliaia di euro	
	30/06/2017	31/12/2016
Crediti finanziari verso joint venture	443.831	444.234
Crediti finanziari verso collegate	2.471	1.913
Crediti finanziari verso Comuni soci parti correlate	151.372	106.383
Crediti finanziari verso altri	43.775	42.097
Attività per strumenti derivati correnti	353	11.934
Totale	641.802	606.561

La scadenza di tutti i crediti finanziari iscritti in questa voce non supera i 12 mesi. Il valore contabile di tali crediti approssima il loro fair value in quanto l'impatto dell'attualizzazione risulta trascurabile.

Crediti finanziari verso joint venture

Riguardano principalmente i crediti verso la joint venture OLT Offshore relativi al rinnovo del finanziamento concesso dal Gruppo per 439.000 migliaia di euro (invariato rispetto al 31 dicembre 2016), i crediti verso la joint venture Acque Potabili S.p.A. per 2.036 migliaia di euro (2.621 migliaia al 31 dicembre 2016) e i crediti verso il Gruppo Iren Rinnovabili per 2.795 migliaia di euro (2.613 migliaia di euro al 31 dicembre 2016).

Crediti finanziari verso collegate

La voce si riferisce a crediti verso società collegate per singoli importi non rilevanti. Si riferiscono principalmente a crediti per dividendi da incassare. Per maggiori dettagli si rimanda al prospetto dei rapporti con parti correlate riportato in allegato.

Crediti finanziari verso soci parti correlate

Riguardano crediti verso il Comune di Torino, sui quali maturano interessi a favore del Gruppo, e ammontano a 151.372 migliaia di euro (106.383 migliaia di euro al 31 dicembre 2016). Sono relativi al saldo a breve termine del conto corrente che regola i rapporti tra le controllate Iren Energia S.p.A. e AMIAT S.p.A. ed il Comune di Torino. Il trattamento contabile dell'accordo di conto corrente sopra richiamato, determina una riduzione dei crediti commerciali rappresentata come una generazione di flussi finanziari operativi, ed un corrispondente incremento dei crediti finanziari, rappresentato come un assorbimento di cassa nei flussi da attività di finanziamento.

Tali crediti fanno parte di una posizione complessiva di 240.226 migliaia di euro (ridottasi di circa 20,6 milioni di euro a inizio luglio), ripartita fra diverse voci di bilancio in relazione alla classificazione secondo natura e scadenza: Crediti commerciali non correnti (Nota 7), Attività finanziarie non correnti (Nota 8), Crediti commerciali (Nota 12) ed Attività finanziarie correnti (Nota 15) come evidenziato dalla tabella esposta nel seguito.

	migliaia di euro	
	30/06/2017	31/12/2016
Crediti commerciali non correnti	4.049	-
Crediti commerciali per servizi per fatture emesse	45.428	62.312
Crediti commerciali per servizi per fatture da emettere	27.026	7.222
Crediti commerciali per forniture di energia elettrica e altro	15.129	8.555
Fondo svalutazione crediti commerciali	(3.001)	(2.637)
Totale crediti commerciali correnti	84.582	75.452
Crediti finanziari in conto corrente quota non corrente	2.167	2.167
Crediti finanziari per interessi quota non corrente	1.223	1.223
Fondo svalutazione crediti finanziari	(3.167)	(3.167)
Totale crediti finanziari non correnti	223	223
Crediti finanziari in conto corrente quota corrente	142.831	99.859
Crediti finanziari per interessi quota corrente	8.541	6.524
Totale crediti finanziari correnti	151.372	106.383
Totale	240.226	182.058

Crediti finanziari verso altri

Si riferiscono per 39.863 migliaia di euro a depositi bancari vincolati della controllata TRM S.p.A. derivanti dal contratto di finanziamento che prevede di vincolare gli importi a servizio della rata in scadenza, degli oneri inerenti le compensazioni ambientali e delle manutenzioni straordinarie dell'impianto di termovalorizzazione. La restante parte si riferisce a crediti per dividendi da incassare, ratei e risconti attivi aventi natura finanziaria, crediti finanziari diversi e titoli di stato classificati come disponibili per la vendita.

Attività per strumenti derivati correnti

Si riferiscono al *fair value* positivo dei contratti derivati sulle commodities stipulati da Iren Mercato.

NOTA 16_DISPONIBILITÀ LIQUIDE E MEZZI EQUIVALENTI

La voce disponibilità liquide e mezzi equivalenti risulta essere così costituita:

	migliaia di euro	
	30/06/2017	31/12/2016
Depositi bancari e postali	140.498	253.105
Denaro e valori in cassa	259	579
Totale	140.757	253.684

Le disponibilità liquide sono rappresentate dalle disponibilità in essere su depositi bancari e postali. Il Gruppo non dispone di mezzi equivalenti a disponibilità liquide, intesi come impieghi finanziari a breve termine e ad alta liquidità che sono prontamente convertibili in valori di cassa noti e soggetti ad un irrilevante rischio di variazione.

NOTA 17_ATTIVITÀ DESTINATE AD ESSERE CEDUTE

Le attività destinate ad essere cedute sono valutate al minore tra il loro valore netto contabile e il *fair value* al netto dei costi di vendita e ammontano a 522 migliaia di euro (2.498 migliaia di euro al 31 dicembre 2016). La variazione rispetto al 31 dicembre 2016 è riconducibile principalmente alla cessione avvenuta nel corso del primo semestre del 2017 della partecipazione in Ecoprogetto Tortona S.r.l..

La voce si riferisce in particolare:

- per 224 migliaia di euro (non presenti al 31 dicembre 2016) alle attività nette inerenti la concessione, scaduta il 30 aprile 2017, del servizio idrico integrato del Comune di Saint Vincent (AO) per la quale è in corso di definizione il subentro del nuovo gestore;
- per 140 migliaia di euro (invariato rispetto al 31 dicembre 2016) alla partecipazione in Plurigas in liquidazione. La partecipazione è stata classificata tra le attività destinate ad essere cedute in quanto nel corso del 2014 si è conclusa l'operatività della società;
- per 158 migliaia di euro (invariato rispetto al 31 dicembre 2016) alla società collegata Piana Ambiente.

Inoltre, tra le attività destinate ad essere cedute è presente la partecipazione in Fata Morgana già completamente svalutata in periodi precedenti.

PASSIVO

NOTA 18_PATRIMONIO NETTO

Il patrimonio netto risulta essere così composto:

	migliaia di euro	
	30/06/2017	31/12/2016
Capitale sociale	1.276.226	1.276.226
Riserve e Utili (Perdite) a nuovo	604.558	507.580
Risultato netto del periodo	145.123	179.345
Totale patrimonio netto di pertinenza della Capogruppo	2.025.907	1.963.151
Capitale e riserve di pertinenza di Terzi	338.941	322.667
Utile (perdita) di pertinenza di Terzi	12.788	11.225
Totale patrimonio netto consolidato	2.377.636	2.297.043

Capitale sociale

Il capitale sociale ammonta a 1.276.225.677 euro (invariato rispetto al 31 dicembre 2016), interamente versati e si compone di 1.195.727.663 azioni ordinarie del valore nominale di 1 euro ciascuna e di 80.498.014 azioni di risparmio senza diritto di voto del valore nominale di 1 euro ciascuna.

Le 80.498.014 azioni di Risparmio Iren, in possesso della Finanziaria Città di Torino, non sono quotate, sono prive di diritto di voto e, salvo il diverso ordine di priorità nella ripartizione dell'attivo netto residuo in caso di scioglimento della società, hanno la stessa disciplina delle azioni ordinarie.

In caso di cessione le azioni di risparmio vengono convertite automaticamente, alla pari, in azioni ordinarie.

Riserve

Il dettaglio della voce è riportato nella tabella seguente:

	migliaia di euro	
	30/06/2017	31/12/2016
Riserva sovrapprezzo azioni	105.102	105.102
Riserva legale	49.998	45.585
Riserva copertura flussi finanziari	(5.969)	(8.421)
Altre riserve e Utile (perdite) accumulate	455.427	365.314
Totale riserve	604.558	507.580

Riserva coperture di flussi finanziari

Con l'adozione dello IAS 39 la variazione del fair value dei contratti derivati designati come strumenti di copertura efficaci viene contabilizzata in bilancio con contropartita direttamente a patrimonio netto nella riserva di copertura di flussi finanziari. Tali contratti sono stati stipulati per coprire l'esposizione al rischio di oscillazione dei tassi di interesse dei mutui a tasso variabile e al rischio della variazione dei prezzi nei contratti di acquisto di energia elettrica e gas.

Altre riserve e Utile (perdite) accumulate

Sono composte principalmente dall'avanzo generato dalla fusione per incorporazione di AMGA in AEM Torino e successivamente di Enia in Iride, da utili e perdite portati a nuovo e dalla riserva che accoglie gli utili e le perdite attuariali derivanti dalla valutazione dei benefici ai dipendenti successivi al rapporto di lavoro.

Nel corso del primo semestre 2017 si sono incrementate principalmente per gli utili portati a nuovo dell'esercizio 2016.

Per maggiori dettagli si rimanda al prospetto delle variazioni delle voci di patrimonio netto.

PASSIVITA' NON CORRENTI

NOTA 19_PASSIVITA' FINANZIARIE NON CORRENTI

Ammontano complessivamente a 2.894.187 migliaia di euro (2.967.471 migliaia di euro al 31 dicembre 2016):

Obbligazioni

Ammontano a 1.378.422 migliaia di euro (1.377.398 migliaia di euro al 31 dicembre 2016). La voce è interamente costituita da posizioni della Capogruppo riferite ad emissioni di Private Placement e Public Bond, per un complessivo importo nominale attualmente in circolazione per 1.390.619 migliaia di euro (invariato rispetto al 31 dicembre 2016).

Private Placement: a) Notes scadenza 2020, cedola 4,37%, importo di emissione 260 milioni di euro, attualmente in circolazione per 185,120 milioni di euro a seguito di riacquisti (tender offer) eseguiti a dicembre 2015 e 2016; b) Notes scadenza 2019, cedola 3%, importo di emissione 100 milioni di euro, attualmente in circolazione per 89,1 milioni di euro a seguito di tender offer come sopra.

Public Bond: a) Notes scadenza 2021, cedola 3%, importo di emissione 300 milioni di euro, attualmente in circolazione per 186,273 milioni di euro a seguito di riacquisti come sopra; b) Notes scadenza 2022, cedola 2,75%, importo di emissione 500 milioni di euro, attualmente in circolazione per 430,126 milioni di euro a seguito di tender offer del 2016; c) Notes scadenza 2024, cedola 0,875%, importo 500 milioni di euro, seconda emissione di novembre 2016, a fronte del programma EMTN di complessivi 1,5 miliardi di euro.

I prestiti obbligazionari sono stati sottoscritti da investitori istituzionali italiani ed esteri e sono quotati alla Borsa Irlandese; ai Public Bond è attribuito rating Fitch.

La variazione del valore contabile del semestre è dovuta all'imputazione degli oneri finanziari di competenza calcolati sulla base del metodo del costo ammortizzato.

Debiti finanziari non correnti verso istituti di credito

I finanziamenti a medio lungo termine riguardano esclusivamente la quota a lungo dei mutui/linee di finanziamento a scadenza oltre 12 mesi, concessi dagli istituti finanziari ed ammontano a 1.400.940 migliaia di euro (1.458.486 migliaia di euro al 31 dicembre 2016).

I finanziamenti a medio lungo termine possono essere analizzati per regime di tasso (con le rispettive indicazioni di tasso minimo e tasso massimo applicati) e per scadenza, come illustrato nella tabella che segue:

	migliaia di euro		
	a tasso fisso	a tasso variabile	TOTALE
tasso min/max	2,79% - 5,122%	0,00% - 2,529%	
periodo di scadenza	2018-2027	2018-2030	
1.7.2018 – 30.6.2019	60.500	345.406	405.906
1.7.2019 – 30.6.2020	59.954	92.944	152.898
1.7.2020 – 30.6.2021	62.237	48.167	110.404
1.7.2021 – 30.6.2022	64.609	53.892	118.501
successivi	273.019	340.212	613.232
Totale debiti 30/6/2017	520.320	880.620	1.400.940
Totale debiti 31/12/2016	551.379	907.107	1.458.486

I finanziamenti sono tutti denominati in euro.

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

	31/12/2016					30/6/2017
	Totale debiti	Incrementi	Variazione area consolidamento	Riduzioni	Variazione costo ammortizzato	Totale debiti
- a tasso fisso	551.379	-	-	(31.146)	88	520.320
- a tasso variabile	907.107	-	-	(27.011)	524	880.620
TOTALE	1.458.486	-	-	(58.157)	612	1.400.940

Il totale dei debiti a medio lungo termine al 30 giugno 2017 risulta in riduzione rispetto al 31 dicembre 2016, per effetto delle seguenti variazioni:

- riduzione per complessivi 58.157 migliaia di euro, per la classificazione a breve termine delle quote dei finanziamenti in scadenza entro i prossimi 12 mesi;
- incremento per complessivi 612 migliaia di euro per la contabilizzazione al costo ammortizzato dei finanziamenti.

Altre passività finanziarie

Ammontano a 114.825 migliaia di euro (131.587 migliaia di euro al 31 dicembre 2016) e si riferiscono:

- per 101.015 migliaia di euro (117.627 migliaia di euro al 31 dicembre 2016) al *fair value* dei contratti derivati stipulati per coprire l'esposizione al rischio di oscillazione dei tassi di interesse dei mutui a tasso variabile (per il commento si rinvia al paragrafo "Gestione dei rischi finanziari del Gruppo");
- per 11.159 migliaia di euro (11.315 migliaia di euro al 31 dicembre 2016) alla quota a lungo termine del debito conseguente all'operazione di acquisizione del diritto d'uso del 25% della capacità complessiva della rete TLC ceduta a BT Enia;
- per 2.651 migliaia di euro (2.645 migliaia di euro al 31 dicembre 2016) a debiti finanziari diversi.

NOTA 20_BENEFICI AI DIPENDENTI

Nel corso del primo semestre 2017 hanno avuto la seguente movimentazione:

	migliaia di euro
Valore al 31/12/2016	132.927
Obbligazioni maturate per l'attività prestata nel periodo	833
Oneri finanziari	614
Erogazioni dell'esercizio	(3.484)
Variazione area di consolidamento	950
Valore al 30/06/2017	131.840

La "variazione area di consolidamento" si riferisce ai saldi acquisti nel corso del semestre relativi alla società Salerno Energia Vendite e al ramo d'azienda afferente le concessioni del servizio idrico integrato in 31 Comuni del nord Italia acquisito da Acque Potabili S.p.A..

Le passività per benefici a dipendenti sono costituite da:

Trattamento di fine rapporto (TFR)

Nel corso del primo semestre 2017 il TFR ha avuto la seguente movimentazione:

	migliaia di euro
Valore al 31/12/2016	96.177
Obbligazioni maturate per l'attività prestata nel periodo	520
Oneri finanziari	445
Erogazioni dell'esercizio	(2.703)
Variazione area di consolidamento	950
Valore al 30/06/2017	95.390

Altri benefici

Nel seguito viene presentata la composizione e la movimentazione del semestre per i piani a benefici definiti diversi dal TFR analizzato in precedenza.

Mensilità aggiuntive (premio anzianità)

	migliaia di euro
Valore al 31/12/2016	3.492
Obbligazioni maturate per l'attività prestata nel periodo	133
Oneri finanziari	12
Valore al 30/06/2017	3.637

Premio fedeltà

	migliaia di euro
Valore al 31/12/2016	3.107
Obbligazioni maturate per l'attività prestata nel periodo	68
Oneri finanziari	11
Erogazioni dell'esercizio	(54)
Valore al 30/06/2017	3.132

Agevolazioni tariffarie

	migliaia di euro
Valore al 31/12/2016	25.873
Obbligazioni maturate per l'attività prestata nel periodo	104
Oneri finanziari	141
Erogazioni dell'esercizio	(526)
Valore al 30/06/2017	25.592

Fondo Premungas

	migliaia di euro
Valore al 31/12/2016	4.278
Obbligazioni maturate per l'attività prestata nel periodo	8
Oneri finanziari	5
Erogazioni dell'esercizio	(201)
Valore al 30/06/2017	4.090

Ipotesi attuariali

La valutazione delle passività esposte in precedenza è effettuata da attuari indipendenti in occasione della predisposizione del bilancio consolidato di fine anno.

Si sottolinea che la passività relativa ai programmi a benefici definiti, è determinata sulla base di ipotesi attuariali ed è rilevata per competenza coerentemente alle prestazioni di lavoro necessarie per l'ottenimento dei benefici.

Allo scopo di definire l'ammontare del valore attuale delle obbligazioni si è proceduto alla stima delle future prestazioni che, sulla base di ipotesi evolutive connesse sia allo sviluppo numerico della collettività, sia allo sviluppo retributivo, saranno erogate a favore di ciascun dipendente nel caso di prosecuzione dell'attività lavorativa, pensionamento, decesso, dimissioni o richiesta di anticipazione.

Per la determinazione dell'ammontare dello sconto energia sono state considerate proiezioni attuariali dei probabili sconti sui consumi di energia elettrica che saranno erogati a favore degli attuali pensionati e dei loro coniugi superstiti, nonché degli attuali dipendenti (ed eventuali coniugi superstiti) dopo la cessazione del rapporto di lavoro.

Ai fini della scelta del tasso di sconto adottato nelle valutazioni previste dallo IAS 19, sono stati considerati i seguenti elementi:

- mercato dei titoli di riferimento;
- data di riferimento delle valutazioni;
- durata media prevista delle passività in esame.

La durata media residua delle passività è stata ottenuta come media ponderata delle durate medie residue delle passività relative a tutti i benefici e a tutte le Società del Gruppo.

Le ipotesi di natura economico-finanziaria adottate per le elaborazioni sono le seguenti:

Tasso annuo di attualizzazione	0,39% - 1,31%
Tasso annuo di inflazione	1,50%
Tasso annuo di incremento del costo dell'energia elettrica	2,00%
Tasso annuo incremento TFR	2,63%

NOTA 21_FONDI PER RISCHI ED ONERI

Il dettaglio è esposto nella seguente tabella e si riferisce sia alla quota corrente che alla quota non corrente:

	Saldo iniziale	Incrementi	Decrementi	(Proventi) oneri da attualizzazione	Variazione area di consolidamento	Saldo finale	Quota corrente
Fondo ripristino beni di terzi e opere devolvibili	146.169	5.977	(747)	(161)	-	151.238	1.901
Fondi post mortem	26.777	-	(878)	(183)	-	25.715	4.075
Fondo smantellamento e bonifica area	38.842	-	(1.516)	(457)	-	36.869	1.705
Fondo CIG/CIGS	11.886	344	(12.230)	-	-	-	-
Fondo oneri esodo personale	26.310	5.658	(7.210)	-	-	24.758	6.047
Fondo rischi su partecipazioni	10.065	-	-	-	-	10.065	10.065
Altri fondi per rischi ed oneri	187.996	20.433	(22.094)	-	138	186.473	37.525
Totale	448.045	32.412	(44.675)	(801)	138	435.118	61.318

migliaia di euro

Nel caso in cui l'effetto dell'attualizzazione del valore del denaro sia significativo, i fondi vengono attualizzati utilizzando un tasso di sconto ante imposte che, in base al periodo temporale previsto per i flussi finanziari futuri, non supera il 3,12%.

La colonna "variazione area di consolidamento" si riferisce ai saldi acquisti nel corso del semestre relativi alla società Salerno Energia Vendite e al ramo d'azienda afferente le concessioni del servizio idrico integrato in 31 Comuni del nord Italia acquisito da Acque Potabili S.p.A..

Fondo ripristino beni di terzi e opere devolvibili

Il fondo ripristino beni di terzi si riferisce alla passività che, in caso di riassegnazione a terzi delle concessioni del servizio idrico relativo agli ATO di Parma, Piacenza e Reggio Emilia, verrà dedotta dal corrispettivo che dovrà essere versato al Gruppo dal nuovo gestore entrante. Tale passività viene stimata in funzione dell'ammortamento del complesso dei beni e delle dotazioni afferenti il suddetto ciclo idrico integrato, che per effetto delle operazioni di scissione effettuate nel 2005 dalle tre società AGAC, Tesa e AMPS (poi confluite nella ex Enia) sono stati conferiti nei bilanci di tre società patrimoniali di proprietà interamente pubblica, come previsto dall'art. 113, comma 13 del T.U.E.L. Tale complesso di beni viene utilizzato per svolgere il servizio idrico a fronte della corresponsione di un canone e con l'impegno contrattuale a costituire il suddetto fondo.

Il fondo ripristino opere devolvibili rappresenta una stima dell'onere necessario per la restituzione dei beni in concessione del settore idroelettrico in perfette condizioni di funzionamento.

Fondi post mortem

Si tratta principalmente di fondi costituiti per oneri futuri di recupero ambientale degli impianti ad interrimento controllato e che comprendono anche i costi della gestione post-operativa fino alla completa riconversione a verde delle aree interessate. Tali fondi sono supportati da apposite perizie periodicamente aggiornate al fine di adeguare i fondi esistenti alla stima dei costi futuri da sostenere. I decrementi si riferiscono in particolare agli utilizzi a fronte di costi sostenuti nella fase di post-esercizio fino alla completa mineralizzazione del rifiuto, nonché alla riconversione a "verde" delle aree dei bacini interessati a discarica.

Fondo smantellamento e bonifica area

Il "Fondo smantellamento e bonifica area" rappresenta la stima degli oneri legati al futuro smantellamento degli impianti di termovalorizzazione del Gruppo nonché la stima degli oneri da sostenere in relazione alla futura bonifica dei terreni relativi all'area ex-AMNU, su cui era presente un forno inceneritore.

Fondo CIG/CIGS

L'ammontare del fondo rischi si riferiva ai rischi probabili di esborsi relativi a maggiori contributi da corrispondere all'INPS per cassa integrazione, ordinaria e straordinaria, e mobilità.

Nel mese di settembre 2013 sono state depositate alcune sentenze rese nei confronti di Iren e di società controllate che hanno contenuto negativo e respingono i ricorsi della società, statuendo l'obbligo di versamento dei contributi a titolo di CIG, CIGS, Mobilità e Disoccupazione. Gli Amministratori sono pertanto addivenuti alla decisione di provvedere al regolare pagamento della contribuzione relativa alla cassa integrazione guadagni (oltre a CIGS e mobilità) a partire dal 2014. Nel corso del semestre sono stati quantificati in maniera certa gli oneri complessivi comprensivi dei diritti di riscossione, pertanto tali somme sono state riclassificate tra i debiti e la parte di fondo in esubero è stata rilasciata.

Fondo oneri esodo personale

Il fondo si riferisce agli oneri legati all'esodo di una parte del personale dipendente e trae origine dalle risultanze di accordi fra il Gruppo Iren e le Organizzazioni Sindacali che prevede l'accompagnamento incentivato alla pensione di una parte dei dipendenti occupati, mediante adesioni su base volontaria tra i lavoratori del Gruppo potenzialmente interessati. L'operazione si iscrive in un più ampio quadro di riequilibrio professionale e demografico del personale del Gruppo Iren, a fronte di un piano di inserimento di giovani.

L'incentivazione, a totale carico del Gruppo Iren (in applicazione dell'art. 4 della legge 92/2012), consentirà al personale in possesso dei requisiti di legge di andare in pensione in via anticipata rispetto alla data di maturazione, colmando in parte il ritardo nella cessazione del rapporto di lavoro venutosi a determinare dopo la riforma del sistema previdenziale.

Lo stanziamento rappresenta la stima della corresponsione a favore dei dipendenti interessati al Piano, tramite Istituto Previdenziale, di una prestazione di importo pari al trattamento di pensione che spetterebbe in base alle regole vigenti (c.d. isopensione) con versamento all'Istituto Previdenziale della contribuzione fino al raggiungimento dei requisiti minimi per il pensionamento (in conformità alla citata legge 92/2012), ed una somma, per ognuno degli interessati, a titolo di una tantum come incentivazione.

Fondi rischi su partecipazioni

La voce si riferisce principalmente ai rischi relativi alla copertura di future perdite della partecipata Sinergie Italiane.

Altri fondi per rischi e oneri

L'ammontare del fondo si riferisce principalmente ai rischi probabili di maggiori oneri inerenti la realizzazione di impianti attualmente già completati o ancora da ultimare, alla stima dell'IMU/ICI da versare sul valore degli impianti delle centrali calcolata come previsto dall'articolo 1-quinquies del Decreto legge n. 44 del 31 marzo 2005, alla stima degli oneri relativi alla restituzione delle quote di emissione, agli oneri per compensazioni ambientali, a passività per contenziosi fiscali, tra le quali quello della controllata Iren Acqua (già Mediterranea delle Acque), e a probabili oneri inerenti contenziosi vari.

La parte corrente riferita ai fondi sopra descritti è esposta nella voce "fondi quota corrente" (nota 28).

NOTA 22_PASSIVITA' PER IMPOSTE DIFFERITE

Le passività per imposte differite, pari a 204.044 migliaia di euro (203.653 migliaia di euro al 31 dicembre 2016), sono dovute alle differenze temporanee tra il valore contabile e quello fiscale di attività e passività iscritte in bilancio.

Si segnala inoltre che le imposte differite sono state calcolate applicando le aliquote previste nel momento in cui le differenze temporanee si riverseranno.

NOTA 23_DEBITI VARI E ALTRE PASSIVITA' NON CORRENTI

Sono composti come riportato nella tabella seguente:

	migliaia di euro	
	30/06/2017	31/12/2016
Debiti oltre 12 mesi	36.730	33.719
Risconti passivi per contributi c/impianto - non correnti	173.256	166.882
Ratei e risconti passivi non correnti	3.542	2.866
Totale	213.528	203.467

La voce "Debiti oltre 12 mesi" si riferisce ad anticipi versati da utenti a garanzia sulla fornitura di acqua, alle somme relative ad esercizi precedenti da versare per la cassa integrazione guadagni (CIG), per la cassa integrazione guadagni straordinaria (CIGS) e per la mobilità e a debiti di natura tributaria per imposte sostitutive da versare oltre i 12 mesi dalla data del bilancio.

PASSIVITA' CORRENTI

NOTA 24_PASSIVITA' FINANZIARIE CORRENTI

La scadenza di tutti i debiti finanziari iscritti in questa voce non supera i 12 mesi. Il valore contabile di tali debiti approssima il loro fair value in quanto l'impatto dell'attualizzazione risulta trascurabile.

Le passività finanziarie a breve termine sono così suddivise:

	migliaia di euro	
	30/06/2017	31/12/2016
Debiti verso istituti di credito	329.499	388.892
Debiti finanziari verso joint venture	379	-
Debiti finanziari verso società collegate	730	155
Debiti finanziari verso soci parti correlate	148	726
Debiti finanziari verso altre parti correlate	2.995	-
Debiti finanziari verso altri	6.580	10.058
Passività per strumenti derivati correnti	2.210	-
Totale	342.541	399.831

Debiti finanziari verso istituti di credito

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

	migliaia di euro	
	30/06/2017	31/12/2016
Obbligazioni	178.394	178.554
Mutui – quota a breve	120.933	198.924
Altri debiti verso banche a breve	5.763	76
Ratei e risconti passivi finanziari	24.409	11.338
Totale	329.499	388.892

Debiti finanziari verso joint venture

Si riferiscono a debiti verso la joint venture Acque Potabili.

Debiti finanziari verso collegate

Si riferiscono a debiti verso la società Valle Dora Energia per il rapporto di tesoreria accentrata in capo ad Iren S.p.A. (684 migliaia di euro) e a debiti verso CSP Innovazione nelle ICT per le quote di capitale sociale sottoscritto e non ancora versato (46 migliaia di euro).

Debiti finanziari verso soci parti correlate

Si riferiscono a dividendi della società TRM S.p.A. ancora da liquidare al socio Comune di Torino.

Debiti finanziari verso altre parti correlate

Si riferiscono a dividendi della società AMIAT S.p.A. ancora da liquidare al socio FCT Holding, controllata dal Comune di Torino.

Debiti finanziari verso altri

Riguardano principalmente debiti verso società di factoring per le quote incassate dai clienti e da versare al factor e debiti per dividendi da liquidare.

Passività per strumenti derivati correnti

Si riferiscono al *fair value* negativo dei contratti derivati sulle commodities stipulati da Iren Mercato. Non erano presenti al 31 dicembre 2016 in quanto il relativo *fair value* assumeva segno positivo.

NOTA 25_DEBITI COMMERCIALI

La scadenza di tutti i debiti commerciali non supera i 12 mesi. Il valore contabile di tali debiti approssima il loro fair value in quanto l'impatto dell'attualizzazione risulta trascurabile.

	migliaia di euro	
	30/06/2017	31/12/2016
Debiti verso fornitori	630.951	784.332
Debiti commerciali verso joint venture	1.549	629
Debiti commerciali verso collegate	6.726	15.194
Debiti commerciali verso soci parti correlate	14.134	18.390
Debiti commerciali verso altre parti correlate	4.941	2.936
Acconti esigibili entro 12 mesi	9.121	12.391
Depositi cauzionali entro 12 mesi	21.208	14.256
Vincoli da rimborsare entro 12 mesi	1.392	1.392
Totale	690.022	849.520

La significativa diminuzione dei debiti commerciali rispetto al 31 dicembre 2016 è dovuta alla riduzione dei debiti verso fornitori conseguente all'andamento della stagionalità termica.

NOTA 26_DEBITI VARI E ALTRE PASSIVITA' CORRENTI

La scadenza di tutti i debiti iscritti in questa voce non supera i 12 mesi. Il valore contabile di tali debiti approssima il loro fair value in quanto l'impatto dell'attualizzazione risulta trascurabile.

	migliaia di euro	
	30/06/2017	31/12/2016
Debito per IVA	18.693	2.624
Debito per imposta governativa erariale/UTIF	24.120	8.572
Debiti per IRPEF	586	586
Altri debiti tributari	19.518	22.098
Debiti tributari entro 12 mesi	62.917	33.880
Debiti verso dipendenti	39.007	39.170
Debiti verso Cassa Servizi Energetici e Ambientali (CSEA)	77.098	64.822
Debiti verso istituti previdenziali entro 12 mesi	18.437	23.030
Altre passività correnti	103.501	94.581
Altri debiti entro 12 mesi	238.043	221.603
Ratei e Risconti passivi	11.350	15.417
Totale	312.310	270.900

L'incremento dei debiti per imposta governativa erariale è dovuto alle dinamiche dei versamenti in acconto e in saldo che sono influenzate dai volumi di fatturazione dell'esercizio di competenza e dell'esercizio precedente.

L'incremento dei debiti verso la Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali del periodo è legato alle stime di perequazione passiva di energia elettrica e gas.

Le altre passività correnti includono, fra l'altro, le stime di costo per gli obblighi relativi ai titoli di efficienza energetica, i debiti per canoni di depurazione e i debiti per canone RAI riscosso in bolletta.

NOTA 27_DEBITI PER IMPOSTE CORRENTI

La posta "Debiti per imposte correnti", che risulta pari a 87.975 migliaia di euro (32.695 migliaia di euro al 31 dicembre 2016), è comprensiva di debiti IRES e IRAP. Inoltre, la voce include la stima delle imposte del semestre corrente.

NOTA 28_FONDI PER RISCHI ED ONERI QUOTA CORRENTE

La voce ammonta a 61.318 migliaia di euro (135.005 migliaia di euro al 31 dicembre 2016) e si riferisce alla quota a breve dei fondi, così suddivisa:

- fondo rischi per 11.646 migliaia di euro;
- fondo oneri per compensazioni ambientali per 17.281 migliaia di euro;
- fondo oneri relativi all'obbligo di restituzione delle quote di emissione per 8.663 migliaia di euro;
- fondo rischi partecipazioni per 10.000 migliaia di euro, riferito principalmente alla collegata Sinergie Italiane;
- fondo oneri legati all'esodo del personale per 6.047 migliaia di euro;
- fondo ripristino opere devolvibili per 1.901 migliaia di euro;
- fondo smantellamento e bonifica aree e fondi post-mortem per 5.780 migliaia di euro, che si prevedono di utilizzare entro i 12 mesi successivi.

Per maggiori dettagli sulla composizione e movimentazione dei fondi per rischi ed oneri si rimanda alla nota 21.

NOTA 29_PASSIVITA' CORRELATE AD ATTIVITA' DESTINATE AD ESSERE CEDUTE

Non sono presenti passività correlate ad attività destinate ad essere cedute al 30 giugno 2017.

POSIZIONE FINANZIARIA

L'indebitamento finanziario netto, calcolato come differenza tra i debiti finanziari a breve, medio e lungo termine e le attività finanziarie a breve, medio e lungo termine, è composto come riportato nella tabella seguente:

	migliaia di euro	
	30/06/2017	31/12/2016
Attività finanziarie a medio e lungo termine	(51.113)	(49.950)
Indebitamento finanziario a medio e lungo termine	2.894.187	2.967.471
Indebitamento finanziario netto a medio e lungo termine	2.843.074	2.917.521
Attività finanziarie a breve termine	(782.559)	(860.245)
Indebitamento finanziario a breve termine	342.541	399.831
Indebitamento finanziario netto a breve termine	(440.018)	(460.414)
Indebitamento finanziario netto	2.403.056	2.457.107

Dettaglio Posizione Finanziaria Netta verso parti correlate

Le attività finanziarie a lungo termine sono relative per 223 migliaia di euro a crediti verso il Comune di Torino, per 28.226 migliaia di euro a crediti verso le joint ventures del Gruppo Iren Rinnovabili e per 3.668 migliaia di euro a crediti verso società collegate.

Le attività finanziarie a breve termine sono relative per 151.372 migliaia di euro al saldo a breve termine del conto corrente e dei relativi interessi tra le controllate Iren Energia e AMIAT ed il Comune di Torino, per 439.000 migliaia di euro a crediti verso la joint venture OLT Offshore, per 2.036 migliaia di euro a crediti verso la joint venture Acque Potabili, per 2.795 migliaia di euro a crediti verso la joint venture Iren Rinnovabili e sue controllate e per 2.471 migliaia di euro a crediti verso società collegate.

Le passività finanziarie a breve termine sono relative per 148 migliaia di euro a debiti verso il Comune di Torino, per 2.995 migliaia di euro a debiti verso FCT Holding, per 684 migliaia di euro a debiti verso la società collegata Valle Dora Energia e per 46 migliaia di euro a debiti verso la società collegata CSP Innovazione nelle ICT.

Si riporta di seguito la posizione finanziaria netta secondo la struttura proposta dalla raccomandazione ESMA del 10 febbraio 2005 recepita con comunicazione Consob del 28 luglio 2006 che non include le attività finanziarie a lungo termine.

	migliaia di euro	
	30/06/2017	31/12/2016
A. Cassa	(140.757)	(253.684)
B. Altre disponibilità liquide (dettagli)	-	-
C. Titoli detenuti per la negoziazione	-	-
D. Liquidità (A) + (B) + (C)	(140.757)	(253.684)
E. Crediti finanziari correnti	(641.802)	(606.561)
F. Debiti bancari correnti	208.566	189.968
G. Parte corrente dell'indebitamento non corrente	120.933	198.924
H. Altri debiti finanziari correnti	13.042	10.939
I. Indebitamento finanziario corrente (F)+(G)+(H)	342.541	399.831
J. Indebitamento finanziario corrente netto (I) – (E) – (D)	(440.018)	(460.414)
K. Debiti bancari non correnti	1.400.940	1.458.486
L. Obbligazioni emesse	1.378.422	1.377.398
M. Altri debiti non correnti	114.825	131.587
N. Indebitamento finanziario non corrente (K) + (L) + (M)	2.894.187	2.967.471
O. Indebitamento finanziario netto (J) + (N)	2.454.169	2.507.057

VIII. INFORMAZIONI SUL CONTO ECONOMICO

Le tabelle che seguono, ove non diversamente indicato, riportano i dati in migliaia di euro.

Il conto economico consolidato del Gruppo accoglie le grandezze economiche della controllata REI e del ramo d'azienda afferente le concessioni del servizio idrico integrato in 31 Comuni del nord Italia acquisito da Acque Potabili S.p.A. dal 1° gennaio 2017 e della controllata Salerno Energia Vendite a partire dal 1° maggio 2017; i risultati economici del primo semestre 2017 sono quindi influenzati dall'inclusione di tali grandezze nel perimetro di consolidamento.

Si segnala inoltre che le voci di conto economico comprendono, lungo l'intero arco temporale in oggetto, i risultati delle controllate Atena S.p.A. e Atena Trading S.r.l., mentre nel primo semestre 2016 erano inclusi a partire dal 1° maggio.

RICAVI

NOTA 30_RICAVI PER BENI E SERVIZI

La voce in questione risulta pari a 1.701.170 migliaia di euro (1.439.272 migliaia di euro nel primo semestre 2016). Per maggiori dettagli sull'andamento dei ricavi per settori di attività si rimanda alle tabelle del paragrafo XI "Informativa per settori di attività".

NOTA 31_VARIAZIONE DEI LAVORI IN CORSO

La voce, negativa, ammonta a 4.707 migliaia di euro (+923 migliaia di euro nel primo semestre 2016) e si riferisce prevalentemente alla contabilizzazione della conclusione lavori sul progetto di efficientamento energetico di impianti termici comunali della Città di Torino.

NOTA 32_ALTRI PROVENTI

Gli altri proventi ammontano complessivamente a 117.069 migliaia di euro (115.033 migliaia di euro nel primo semestre 2016) e riguardano contributi, ricavi per titoli energetici e proventi diversi. Nelle tabelle seguenti viene riportato dettaglio delle singole voci.

Contributi

	migliaia di euro	
	I semestre 2017	I semestre 2016
Contributi c/impianto	4.220	4.177
Contributi allacciamento	4.211	2.267
Altri contributi	414	152
Totale	8.845	6.596

La voce "contributi in conto impianti" rappresenta la quota di competenza dei contributi ricevuti calcolata in proporzione alle quote di ammortamento degli impianti a cui si riferiscono.

Ricavi titoli energetici

	migliaia di euro	
	I semestre 2017	I semestre 2016
Ricavi Emission Trading	653	665
Ricavi incentivo ex-Certificati Verdi	45.916	44.342
Ricavi Certificati Bianchi	29.721	23.905
Totale	76.290	68.912

Proventi diversi

	migliaia di euro	
	I semestre 2017	I semestre 2016
Ricavi da contratti di servizio	1.476	2.167
Ricavi da affitti attivi e noleggi	1.338	771
Plusvalenze da alienazione di beni	(150)	1.568
Recuperi assicurativi	1.976	7.761
Rimborsi diversi	2.466	3.065
Proventi per Fair Value derivati sulle commodity	201	-
Altri ricavi e proventi	24.627	24.193
Totale	31.934	39.525

COSTI

NOTA 33_COSTI MATERIE PRIME, SUSSIDIARIE, DI CONSUMO E MERCI

La voce in oggetto si compone delle seguenti voci:

	migliaia di euro	
	I semestre 2017	I semestre 2016
Acquisto energia elettrica	173.826	123.382
Acquisto gas	374.730	257.177
Acquisto calore	147	24
Acquisto altri combustibili	42	125
Acquisto Acqua	1.417	791
Altre materie prime e materiali magazzino	26.487	31.372
Emission trading	8.423	11.516
Certificati verdi	-	57
Certificati bianchi	24.966	17.165
Variazione delle rimanenze	(3.201)	15.139
Totale	606.837	456.748

I costi per materie prime, sussidiarie, di consumo e merci si incrementano di circa 150 milioni di euro. L'aumento consegue essenzialmente alle dinamiche di prezzo e volume degli acquisti di energia elettrica e

gas registratesi nell'arco del semestre, parzialmente controbilanciate dalla variazione delle rimanenze (principalmente legata all'andamento degli stoccaggi gas).

NOTA 34_PRESTAZIONI DI SERVIZI E GODIMENTO BENI DI TERZI

I costi per prestazioni di servizi ammontano a 529.453 migliaia di euro e (451.546 migliaia di euro nel primo semestre 2016) e sono dettagliati nella tabella seguente:

	migliaia di euro	
	I semestre 2017	I semestre 2016
Trasporto energia elettrica e oneri sistema elettrico	292.781	220.548
Vettoriamiento gas	25.815	28.768
Lavori di terzi, manutenzioni e prestazioni industriali	66.407	67.206
Raccolta e smaltimento, spazzamento neve, verde pubblico	73.580	65.978
Costi relativi al personale (mensa, formazione, trasferte)	4.188	4.348
Consulenze tecniche, amministrative commerciali e spese pubblicitarie	18.214	17.225
Spese legali e notarili	2.091	2.603
Assicurazioni	7.978	8.700
Spese bancarie	3.545	4.994
Spese telefoniche	2.901	2.094
Spese per informatica	9.992	6.987
Servizi di lettura e bollettazione	6.155	5.463
Compensi Collegio Sindacale	383	446
Altri costi per servizi	15.423	16.186
Totale costi per servizi	529.453	451.546

L'incremento dei "Costi per servizi" si riferisce essenzialmente ai costi di trasporto energia elettrica e agli oneri del sistema elettrico.

I costi per lavori di terzi riguardano principalmente costi per esercizio e manutenzione di impianti e reti.

Gli "altri costi per servizi" accolgono in via residuale costi per consumi interni, back office, trasporti ed altre prestazioni.

I costi per godimento beni di terzi ammontano a 19.751 migliaia di euro (21.187 migliaia di euro nel primo semestre 2016). Comprendono canoni corrisposti al gestore unico dell'Ambito Genovese, canoni corrisposti alle società proprietarie degli assets del servizio idrico integrato dei comuni di Parma Piacenza e Reggio Emilia, servitù di attraversamento terreni, canoni per leasing operativo (comprensivi dell'affitto dei fabbricati del fondo Core Multiutilities), noleggi, canoni informatici e affitti vari.

NOTA 35_ONERI DIVERSI DI GESTIONE

Gli oneri diversi di gestione ammontano a 40.961 migliaia di euro (si attestavano a 34.358 migliaia di euro nel primo semestre 2016); sono dettagliati nella tabella seguente:

	migliaia di euro	
	I semestre 2017	I semestre 2016
Spese generali	4.791	4.608
Canoni e sovraccanoni di derivazione	7.756	7.876
Imposte e tasse	9.301	8.941
Sopravvenienze passive	14.828	8.605
Minusvalenze da alienazione di beni	49	229
Oneri da Fair Value derivati commodities	34	-
Altri oneri diversi di gestione	4.202	4.099
Totale	40.961	34.358

NOTA 36_COSTI PER LAVORI INTERNI CAPITALIZZATI

I costi per lavori interni capitalizzati ammontano a 11.637 migliaia di euro (10.130 migliaia di euro nel primo semestre 2016) e riguardano gli incrementi dell'attivo patrimoniale realizzati con risorse e fattori produttivi interni.

	migliaia di euro	
	I semestre 2017	I semestre 2016
Manodopera capitalizzata	(9.862)	(7.280)
Materiali di magazzino capitalizzati	(1.775)	(2.850)
Totale	(11.637)	(10.130)

NOTA 37_COSTO DEL PERSONALE

I costi per il personale si attestano a 185.900 migliaia di euro (184.444 migliaia di euro nel primo semestre 2016) e sono così dettagliati:

	migliaia di euro	
	I semestre 2017	I semestre 2016
Retribuzioni lorde	126.683	129.528
Oneri sociali	41.727	42.697
TFR	520	517
Altri benefici a lungo termine dipendenti	313	256
Altri costi per il personale	16.059	10.768
Compensi amministratori	598	678
Totale	185.900	184.444

Si segnala che, come riportato in nota 36, sono stati capitalizzati 9.862 migliaia di euro di costi relativi al personale dipendente.

Gli altri costi del personale comprendono i contributi ai fini assistenziali e ricreativi, il contributo al Fondo Assistenza Sanitaria Integrativa, l'assicurazione infortuni extra-lavoro, la quota TFR ed i contributi a carico del datore di lavoro destinati ai fondi pensione integrativi. Negli altri costi del personale è compreso inoltre l'adeguamento del fondo per gli oneri legati all'incentivo all'esodo.

La composizione del personale è evidenziata nella tabella seguente.

	30/06/2017	31/12/2016	Media del periodo
Dirigenti	92	95	93
Quadri	265	251	260
Impiegati	2.896	2.877	2.883
Operai	3.005	3.003	3.020
Totale	6.258	6.226	6.256

NOTA 38_ AMMORTAMENTI

Gli ammortamenti del periodo ammontano a 154.621 migliaia di euro (146.092 migliaia di euro nel primo semestre 2016).

	migliaia di euro	
	I semestre 2017	I semestre 2016
Attività materiali e investimenti immobiliari	108.298	105.962
Attività immateriali	46.323	40.130
Totale	154.621	146.092

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

NOTA 39_ ACCANTONAMENTI E SVALUTAZIONI

La voce si attesta a 29.901 migliaia di euro (32.122 migliaia di euro nel primo semestre 2016).

	migliaia di euro	
	I semestre 2017	I semestre 2016
Accantonamenti a fondo svalutazione crediti	22.501	21.439
Accantonamenti a fondi rischi e ripristino beni di terzi	16.792	15.431
Rilascio fondi	(9.532)	(8.894)
Svalutazioni	140	4.146
Totale	29.901	32.122

L'andamento degli accantonamenti a fondi rischi è riferibile principalmente a possibili oneri inerenti il sistema elettrico, mentre i rilasci fondi del periodo si riferiscono alla revisione di stime di oneri accantonati in precedenti esercizi.

Le svalutazioni del periodo originano dalla rettifica in diminuzione del prezzo di mercato di parte dello stock dei diritti di emissione in portafoglio.

Il dettaglio della consistenza e della movimentazione dei fondi è riportato nel commento della voce "Fondi per rischi e oneri" dello Stato Patrimoniale.

NOTA 40_GESTIONE FINANZIARIA

Proventi finanziari

I proventi finanziari ammontano a 16.154 migliaia di euro (13.135 migliaia di euro nel primo semestre 2016). Il dettaglio è riportato nella tabella seguente:

	migliaia di euro	
	I semestre 2017	I semestre 2016
Dividendi	635	1.052
Interessi attivi verso banche	217	130
Interessi attivi su crediti/finanziamenti	10.425	10.259
Interessi attivi da clienti	1.221	1.490
Proventi fair value contratti derivati	2.551	21
Plusvalenza da cessione di attività finanziarie	-	56
Utili su cambi	-	2
Altri proventi finanziari	1.105	125
Totale	16.154	13.135

Gli interessi attivi su crediti/finanziamenti si riferiscono principalmente a interessi attivi verso la joint venture OLT Offshore (7.659 migliaia di euro) e ad interessi su crediti maturati sui rapporti di conto corrente tra il Gruppo e il Comune di Torino (2.017 migliaia di euro).

Gli altri proventi finanziari sono costituiti principalmente da proventi finanziari per l'attualizzazione dei fondi.

Oneri finanziari

La voce ammonta a 56.428 migliaia di euro (65.983 migliaia di euro nel primo semestre 2016). Il dettaglio degli oneri finanziari è riportato nella tabella seguente:

	migliaia di euro	
	I semestre 2017	I semestre 2016
Interessi passivi su mutui	18.094	21.726
Interessi passivi su prestiti obbligazionari	21.955	21.577
Interessi passivi su c/c bancari	3	22
Interessi passivi verso altri	539	1.047
Oneri finanziari capitalizzati	-	-
Oneri da fair value contratti derivati	1.728	2.032
Oneri realizzati su contratti derivati	12.786	13.153
Minusvalenza da cessione di attività finanziarie	-	10
Interest cost - Benefici ai dipendenti	614	1.030
Perdite su cambi	3	1
Altri oneri finanziari	706	5.385
Totale	56.428	65.983

Gli interessi su mutui e prestiti obbligazionari comprendono gli oneri relativi alla valutazione al costo ammortizzato.

Gli oneri da fair value su contratti derivati accolgono il riversamento a conto economico di una quota di riserva di cash flow hedge relativa ad alcune posizioni di copertura che non soddisfano i requisiti formali per l'applicazione dell'hedge accounting.

Il dettaglio degli oneri finanziari per benefici ai dipendenti è riportato nella nota di commento “Benefici ai dipendenti” dello Stato Patrimoniale.

Gli altri oneri finanziari nel primo semestre 2016 erano costituiti principalmente da oneri finanziari per l’attualizzazione dei fondi.

NOTA 41_RISULTATO DI COLLEGATE CONTABILIZZATE CON IL METODO DEL PATRIMONIO NETTO

Il risultato di società collegate contabilizzate con il metodo del patrimonio netto è positivo ed ammonta a 4.541 migliaia di euro (positivo per 705 migliaia di euro nel primo semestre 2016). La variazione (+3.836 migliaia di euro) è principalmente imputabile al miglior risultato del periodo delle partecipate OLT Offshore LNG Toscana, ASA Livorno e ASTEA, parzialmente compensato dalla variazione dei risultati di altre società collegate e joint venture.

Per maggiori dettagli si rimanda alla nota 5 “Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto”.

NOTA 42_RETTFICA DI VALORE DI PARTECIPAZIONI

La voce è positiva per 8.572 migliaia di euro e si riferisce per 8.628 migliaia di euro alla rideterminazione al fair value, alla data di acquisizione delle quote di controllo, dell’interessenza di minoranza detenuta al 30 aprile 2017 in Salerno Energia Vendite. La parte residuale negativa per 56 migliaia di euro si riferisce a rettifiche di valore delle partecipazioni in Stadio Albaro e CSP Innovazione nelle ICT.

Nel primo semestre del 2016 ammontava a 16.694 migliaia di euro e si riferiva per 10.499 migliaia di euro alla rideterminazione al fair value, alla data di acquisizione delle quote di controllo, dell’interessenza di minoranza detenuta al 31 dicembre 2015 in TRM V. e per 6.195 migliaia di euro alla differenza fra il fair value delle attività nette acquisite del gruppo ATENA e il costo di acquisizione.

NOTA 43_IMPOSTE SUL REDDITO

Le imposte sul reddito del primo semestre 2017 sono stimate pari a 72.673 migliaia di euro (70.454 migliaia di euro nel primo semestre 2016) e sono il risultato della migliore stima dell’aliquota media attesa per l’intero esercizio.

Si segnala che, a partire dall’esercizio 2010, la società Iren S.p.A. ha optato per il regime fiscale del Consolidato domestico di cui agli artt. 117 e seguenti del nuovo TUIR. Detto regime consiste nella determinazione dell’IRES sulla base imponibile di Gruppo corrispondente alla somma algebrica degli imponibili positivi e negativi delle singole società che partecipano al consolidato, opportunamente rettificato per le variazioni di consolidamento.

Il perimetro di consolidamento fiscale, per il 2017, oltre alla consolidante Iren S.p.A., include le seguenti società: IRETI, Iren Mercato (incorporante di Iren Gestione Energetica Spa), Iren Energia (incorporante di Iren Servizi e Innovazione Spa), Iren Acqua (già Mediterranea delle Acque Spa), Immobiliare delle Fabbriche, Iren Ambiente, AMIAT, AMIAT V., TRM V. e TRM Holding, Iren Rinnovabili e le sue controllate Green Source, Enia Solaris, Varsi Fotovoltaico.

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

NOTA 44_RISULTATO NETTO DA ATTIVITA’ OPERATIVE CESSATE

Non è presente sia nel primo semestre 2017 che nel periodo comparativo.

NOTA 45_UTILE (PERDITA) DI PERTINENZA DI TERZI

L’utile di terzi, pari a 12.788 migliaia di euro (11.522 migliaia di euro nel primo semestre 2016), si riferisce alla quota di pertinenza degli azionisti di minoranza delle società consolidate integralmente, ma non possedute al 100% dal Gruppo.

NOTA 46_UTILE (PERDITA) PER AZIONE

Ai fini del calcolo dell'utile base e diluito per azione si segnala che il numero delle azioni ordinarie del primo semestre 2017 rappresenta la media ponderata, invariata rispetto al periodo precedente, in circolazione nel periodo di riferimento sulla base di quanto previsto dallo IAS 33 § 20.

	I semestre 2017	I semestre 2016
Utile (perdita) netto (migliaia di euro)	145.123	121.436
Numero medio ponderato di azioni (migliaia)	1.276.226	1.276.226
Numero medio ponderato di azioni ai fini del calcolo dell'utile per azione diluito (migliaia)	1.276.226	1.276.226
Utile (perdita) per azione diluito (euro)	0,11	0,10

L'utile per azione diluito è calcolato dividendo l'utile netto per il numero di azioni rettificato. Quest'ultimo viene calcolato ipotizzando la conversione di tutti gli strumenti finanziari che hanno una potenzialità di diluizione delle azioni ordinarie.

	I semestre 2017	I semestre 2016
Utile (perdita) netto (migliaia di euro)	145.123	121.436
Numero medio ponderato di azioni in circolazione durante l'esercizio (migliaia)	1.276.226	1.276.226
Utile (perdita) per azione base (euro)	0,11	0,10

NOTA 47_ALTRE COMPONENTI DI CONTO ECONOMICO COMPLESSIVO

Le altre componenti di conto economico complessivo ammontano a +3.997 migliaia di euro (si attestavano a +2.554 migliaia di euro nel primo semestre 2016) e comprendono i seguenti elementi:

- la quota efficace delle variazioni di *fair value* di strumenti di copertura di flussi finanziari, positiva per 3.502 migliaia di euro, che si riferisce ai derivati stipulati come copertura della variazione dei tassi di interesse e ai derivati stipulati come copertura della variazione dei prezzi delle commodities (per il Gruppo si tratta di gas);
- la quota degli altri utili/(perdite) delle imprese valutate con il metodo del patrimonio netto, positiva per 725 migliaia di euro, che si riferisce alle variazioni di *fair value* di strumenti di copertura di flussi finanziari di società collegate;
- l'effetto fiscale delle altre componenti di conto economico complessivo, negativo per 230 migliaia di euro.

IX. GARANZIE E PASSIVITÀ POTENZIALI

Le garanzie prestate riguardano:

a) Fideiussioni per impegni propri per 379.717 migliaia di euro (373.113 migliaia di euro al 31 dicembre 2016); le voci più significative si riferiscono a fideiussioni emesse a favore di:

- Provincia Torino/Città Metropolitana per 72.054 migliaia di euro a fronte del conferimento rifiuti e gestione post-mortem impianti soggetti ad A.I.A.;
- Provincia di Reggio Emilia per 61.756 migliaia di euro a fronte del conferimento rifiuti e gestioni operative e post-mortem di impianti soggetti ad A.I.A.;
- ATO-R per 41.000 migliaia di euro come garanzie definitive procedura AMIAT/TRM;
- Comune Città di Torino per 27.476 migliaia di euro come garanzie definitive procedura AMIAT/TRM;
- INPS per 25.447 migliaia di euro per l'esodo programmato di una parte dei dipendenti del gruppo;
- GME per 26.800 migliaia di euro a garanzia del contratto di adesione al mercato;
- SNAM Rete Gas per 21.242 migliaia di euro, di cui 942 migliaia di euro nell'interesse di OLT Offshore LNG Toscana in relazione alla realizzazione di un punto di consegna;
- Agenzie Dogane per euro 17.332 migliaia di euro a garanzia del regolare versamento dell'imposte erariali e addizionali comunali e provinciali sui consumi di energia elettrica ed accise gas;
- Provincia di Parma per 11.227 migliaia di euro a fronte del conferimento rifiuti e gestione operative e post-mortem di impianti soggetti ad A.I.A.;
- CONSIP per 16.101 migliaia di euro per contratti fornitura energia elettrica;
- Ministero dell'Ambiente per 13.260 migliaia di euro;
- Terna per 5.165 migliaia di euro a garanzia di contratti di dispacciamento in immissione ed in prelievo ed a garanzia della convenzione per il servizio di trasporto energia elettrica;
- Provincia di Piacenza per 4.695 migliaia di euro a fronte del conferimento rifiuti e gestione operative e post-mortem di impianti soggetti ad A.I.A.;
- Comune di Parma per 3.290 migliaia di euro a garanzia impianto di Cornocchio e per contratti manutenzione;
- ATERSIR per 3.060 per convenzioni aree emiliane S.I.I. e S.G.R.U.;
- di REAM Sgr SpA per 2.359 migliaia di euro a garanzia dei canoni di locazione degli immobili conferiti al fondo immobiliare denominato Fondo Core Multiutilities;
- di Italgas per 2.264 migliaia di euro a garanzia contratto distribuzione gas naturale;
- di FCT Holding per 2.000 migliaia di euro come garanzia definitiva procedura AMIAT/TRM;

b) Garanzie prestate per conto di società controllate e collegate per 318.568 migliaia di euro, principalmente a garanzia affidamenti bancari e contratti commerciali/Parent Company Guarantee per conto Iren Mercato Spa;

Si segnala che gli importi più rilevanti, relativi alle garanzie prestate per conto di società collegate, attengono alla società collegata Sinergie Italiane in liquidazione (in particolare riguardano garanzie per affidamenti bancari e patronage per 26.666 migliaia di euro, invariate rispetto al 31 dicembre 2016). I liquidatori hanno condotto a termine i principali contratti di approvvigionamento e dal 1° ottobre 2012 l'attività operativa della società è quindi unicamente costituita dall'acquisto di gas dal fornitore russo Gazprom e dalla vendita dello stesso ai soci o loro controllate, tra i quali Iren Mercato. Di conseguenza si è realizzato il progressivo rientro dell'esposizione finanziaria della società con la conseguente riduzione degli obblighi di garanzia dei soci.

Si segnala inoltre la fideiussione emessa a favore di Banca Intesa per 3.334 migliaia di euro a garanzia del mutuo della società collegata Mestni Plinovodi.

IMPEGNI

Relativamente alla controllata Mediterranea delle Acque, si segnala l'esistenza di un impegno all'interno dell'Accordo quadro con il Socio F2i rete idrica S.p.A. che prevede al paragrafo 15 un obbligo di indennizzo da parte di Ireti in caso di passività, perdite o danni subiti da F2i o da Mediterranea delle Acque stessa o dalle sue partecipate, derivanti da non veridicità o non correttezza delle dichiarazioni espresse nell'accordo stesso.

Si segnala inoltre l'impegno nei confronti di Cariparma da parte di Iren S.p.A. a mantenere il controllo della società Iren Ambiente e da parte di Iren Ambiente a detenere, direttamente o indirettamente, la titolarità di un pacchetto di quote pari ad almeno il 70% del capitale sociale di Varsi Fotovoltaico (controllata da Iren Rinnovabili), che ha in essere un contratto di finanziamento con Cariparma stessa.

X. INFORMATIVA PER SETTORI DI ATTIVITÀ

In ottemperanza a quanto previsto dall'IFRS 8, si forniscono di seguito le informazioni per aree di business, che si basano sulla struttura direzionale e sul sistema di reporting interno del Gruppo.

Per la natura dell'attività svolta dalle società del Gruppo la ripartizione per area geografica non è rilevante.

SETTORI DI ATTIVITÀ

Il Gruppo Iren opera nei seguenti settori di attività:

- 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 (Illuminazione Pubblica, Servizi global service ed altri minori).

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

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

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

Nei prospetti seguenti vengono esposti il capitale investito netto per settore di attività comparato ai valori al 31 dicembre 2016 e il conto economico (fino al risultato operativo) per settore di attività, raffrontato ai dati del primo semestre 2016.

Situazione patrimoniale riclassificata per settori di attività al 30 giugno 2017

milioni di euro

Capitale immobilizzato	1.833	75	2.179	944	24	171	5.226
Capitale circolante netto	20	(37)	144	41	31	-	199
Altre attività e passività non correnti	(102)	0	(400)	(147)	4	-	(645)
Capitale investito netto (CIN)	1.751	38	1.924	838	59	171	4.781
Patrimonio netto							2.378
Posizione Finanziaria netta							2.403
Mezzi propri ed indebitamento finanziario netto							4.781

Situazione patrimoniale riclassificata per settori di attività al 31 dicembre 2016

milioni di euro

	Energia	Mercato	Reti	Ambiente	Altri servizi	Non allocabili	Totale
Capitale immobilizzato	1.876	77	2.144	959	21	156	5.233
Capitale circolante netto	25	(8)	114	8	31	-	171
Altre attività e passività non correnti	(90)	(5)	(388)	(151)	(16)	-	(650)
Capitale investito netto (CIN)	1.811	64	1.871	816	36	156	4.754
Patrimonio netto							2.297
Posizione Finanziaria netta							2.457
Mezzi propri ed indebitamento finanziario netto							4.754

Conto Economico per settori di attività del primo semestre 2017

	Energia	Mercato	Reti	Ambiente	Altri servizi	Elisioni e rettifiche	Totale
Totali ricavi e proventi	555	1.248	421	270	50	(731)	1.814
Totale costi operativi	(408)	(1.178)	(268)	(199)	(49)	731	(1.371)
Margine Operativo Lordo (EBITDA)	147	70	153	71	1	-	442
Amm.ti, acc.ti netti e svalutazioni	(63)	(21)	(67)	(33)	(1)	-	(185)
Risultato operativo (EBIT)	84	49	86	38	1	-	258

Conto Economico per settori di attività del primo semestre 2016

milioni di euro

	Energia	Mercato	Reti	Ambiente	Altri servizi	Elisioni e rettifiche	Totale
Totali ricavi e proventi	403	1.084	400	254	32	(617)	1.555
Totale costi operativi	(284)	(1.001)	(251)	(191)	(27)	617	(1.138)
Margine Operativo Lordo (EBITDA)	118	83	148	63	4	-	417
Amm.ti, acc.ti netti e svalutazioni	(59)	(24)	(61)	(34)	(1)	-	(178)
Risultato operativo (EBIT)	60	59	87	29	3	-	239

XI. ALLEGATI AL BILANCIO CONSOLIDATO

ELENCO DELLE IMPRESE CONSOLIDATE INTEGRALMENTE

ELENCO DELLE IMPRESE VALUTATE CON IL METODO DEL PATRIMONIO NETTO

ELENCO DELLE PARTECIPAZIONI IN ALTRE IMPRESE

RICONCILIAZIONE PROSPETTI DI BILANCIO IAS/IFRS CON I PROSPETTI DI BILANCIO
RICLASSIFICATI (Comunicazione Consob n. 6064293 del 26 luglio 2006)

DETTAGLIO RAPPORTI CON PARTI CORRELATE

ELENCO DELLE IMPRESE CONSOLIDATE INTEGRALMENTE

Società	Sede	Valuta	Capitale sociale	% possesso	Società partecipante
Iren Ambiente S.p.A.	Piacenza	Euro	63.622.002	100,00	Iren
Iren Energia S.p.A.	Torino	Euro	918.767.148	100,00	Iren
Iren Mercato S.p.A.	Genova	Euro	61.356.220	100,00	Iren
Ireti S.p.A.	Tortona (AL)	Euro	196.832.103	100,00	Iren
AMIAT S.p.A.	Torino	Euro	46.326.462	80,00	AMIAT V
AMIAT V S.p.A.	Torino	Euro	1.000.000	93,06	Iren Ambiente
Atena S.p.A.	Vercelli	Euro	120.812.720	59,96	Ireti
Atena Trading s.r.l.	Vercelli	Euro	556.000	100,00	Atena
Bonifica Autocisterne S.r.l.	Piacenza	Euro	595.000	51,00	Iren Ambiente
Consorzio GPO	Reggio Emilia	Euro	20.197.260	62,35	Ireti
Iren Acqua Tigullio S.p.A.	Chiavari (GE)	Euro	979.000	66,55	Iren Acqua S.p.A.
Immobiliare delle Fabbriche S.r.l.	Genova	Euro	90.000	100,00	Iren Acqua S.p.A.
Iren Laboratori S.p.A.	Genova	Euro	2.000.000	90,89	Ireti
Iren Acqua S.p.A.	Genova	Euro	19.203.420	60,00	Ireti
Monte Querce S.c.a.r.l.	Reggio Emilia	Euro	100.000	60,00	Iren Ambiente
R.E.I. S.r.l.	Pianezza (TO)	Euro	50.000	100,00	Iren Ambiente
Salerno Energia Vendite	Salerno	Euro	3.312.060	50,00	Iren Mercato
TRM Holding S.p.A.	Torino	Euro	120.000	100,00	Iren Ambiente
TRM V. S.p.A.	Torino	Euro	1.000.000	49,00	Iren Ambiente
				51,00	TRM Holding
TRM S.p.A.	Torino	Euro	86.794.220	80,00	TRM V

ELENCO DELLE IMPRESE VALUTATE CON IL METODO DEL PATRIMONIO NETTO

Società a controllo congiunto (joint venture)

Società	Sede	Valuta	Capitale sociale	% possesso	Società partecipante
Acque Potabili S.p.A.	Torino	Euro	7.633.096	44,92	Ireti
IREN Rinnovabili	Reggio Emilia	Euro	285.721	70,00	Iren Ambiente
Olt Offshore Toscana LNG S.p.A.	Milano	Euro	40.489.544	46,79	Iren Mercato

Società collegate

Società	Sede	Valuta	Capitale sociale	% possesso	Società partecipante
A2A Alfa S.r.l.	Milano	Euro	100.000	30,00	Iren Mercato
Acos Energia S.p.A.	Novi Ligure	Euro	150.000	25,00	Iren Mercato
Acos S.p.A.	Novi Ligure	Euro	17.075.864	25,00	Ireti
Acquaenna S.c.p.a.	Enna	Euro	3.000.000	46,00	Ireti
Aguas de San Pedro	S.Pedro Sula (Honduras)	Lempiras	159.900	39,34	Ireti
Aiga S.p.A.	Ventimiglia	Euro	104.000	49,00	Ireti
Amat S.p.A.	Imperia	Euro	5.435.372	48,00	Ireti
Amter S.p.A.	Cogoleto (GE)	Euro	404.263	49,00	Iren Acqua S.p.A.
ASA S.p.A.	Livorno	Euro	28.613.406	40,00	Ireti
ASTEA S.p.A.	Recanati	Euro	76.115.676	21,32	Consorzio GPO
Asti Energia e Calore S.p.A.	Asti	Euro	120.000	34,00	Iren Energia
CSP Innovazione nelle ICT S.c.r.l.	Torino	Euro	600.000 (*)	25,00	Iren Energia
Domus Acqua S.r.l.	Domusnovas	Euro	96.000	29,00	Ireti
Fata Morgana S.p.A. (2)	Reggio Calabria	Euro	2.225.694	25,00	Ireti
Fin Gas srl	Milano	Euro	10.000	50,00	Iren Mercato
G.A.I.A. S.p.A.	Asti	Euro	5.539.700	45,00	Iren Ambiente
Global Service Parma	Parma	Euro	20.000	30,00	Ireti
Iniziative Ambientali S.r.l.	Novellara (RE)	Euro	100.000	40,00	Iren Ambiente
Mestni Plinovodi	Koper (Slovenia)	Euro	15.952.479	49,88	Ireti
Mondo Acqua	Mondovì (CN)	Euro	1.100.000	38,50	Ireti
Nord Ovest Servizi	Torino	Euro	7.800.000	10,00	Ireti
				15,00	AMIAT
Piana Ambiente S.p.A. (2)	Gioia Tauro	Euro	1.719.322	25,00	Ireti
Plurigas S.p.A. (2)	Milano	Euro	800.000	30,00	Iren
Recos S.p.A.	La Spezia	Euro	3.516.000	25,50	Iren Ambiente
Rio Riazzone S.p.A.	Castellarano (RE)	Euro	103.292	44,00	Iren Ambiente
Sinergie Italiane S.r.l. (1)	Milano	Euro	1.000.000	30,94	Iren Mercato
So. Sel. S.p.A.	Modena	Euro	240.240	24,00	Ireti
Tirana Acque (1)	Genova	Euro	95.000	50,00	Ireti
Valle Dora Energia S.r.l.	Torino	Euro	537.582	49,00	Iren Energia

(*) di cui versati € 418.137

(1) Società in liquidazione

(2) Società in liquidazione classificata nelle attività destinate a cessare

ELENCO DELLE PARTECIPAZIONI IN ALTRE IMPRESE

Società	Sede	Valuta	Capitale sociale	% possesso	Società partecipante
Acque Potabili Siciliane (*)	Palermo	Euro	5.000.000	9,83	Iren Acqua S.p.A.
Astea Energia	Osimo (AN)	Euro	120.000	5,95	Iren Mercato
ATO2ACQUE S.c.a.r.l.	Biella (BI)	Euro	48.000	16,67	Atena
Autostrade Centro Padane	Cremona	Euro	30.000.000	1,46	Ireti
BT ENIA Telecomunicazioni	Parma	Euro	4.226.000	12,01	Ireti
C.R.P.A.	Reggio Emilia	Euro	2.201.350	2,27	Ireti
CIDIU SPA	Collegno (TO)	Euro	4.335.314	4,82	AMIAT
CONSORZIO ITALIANO COMPOSTATORI CIC	Bologna	Euro	294.716	0,13	AMIAT
Consorzio L.E.A.P.	Piacenza	Euro	150.000	8,76	Iren Ambiente
Consorzio Topix	Torino	Euro	1.600.000 (**)	0,30	Iren Energia
Environment Park S.p.A.	Torino	Euro	11.406.780	3,39	Iren Energia
				7,41	AMIAT
Italeko AD (1)	Sofia (Bulgaria)	Lev	50.000	10,00	AMIAT
Reggio Emilia Innovazione	Reggio Emilia	Euro	871.956	0,99	Iren Ambiente
Società di Biotecnologie S.p.A.	Torino	Euro	536.000	1,00	Iren Energia
Stadio Albaro (1)	Genova	Euro	1.230.000	2,00	Iren Mercato
T.I.C.A.S.S.	Genova	Euro	116.000	3,45	Ireti

(*) società in fallimento dal 29.10.2013

(**) di cui versati € 1.585.000

(1) società in liquidazione

RICONCILIAZIONE PROSPETTI DI BILANCIO IAS/IFRS CON I PROSPETTI DI BILANCIO RICLASSIFICATI (Comunicazione Consob n. 6064293 del 26 luglio 2006)

migliaia di euro

SP IAS/IFRS		SP RICLASSIFICATO	
Attività materiali	3.398.004	Attività materiali	3.398.004
Investimenti immobiliari	13.310	Investimenti immobiliari	13.310
Attività immateriali	1.496.962	Attività immateriali	1.496.962
Avviamento	146.707	Avviamento	146.707
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	164.000	Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	164.000
Altre partecipazioni	7.116	Altre partecipazioni	7.116
Totale (A)	5.226.099	Attivo Immobilizzato (A)	5.226.099
Altre attività non correnti	54.513	Altre attività non correnti	54.513
Debiti vari e altre passività non correnti	(213.528)	Debiti vari e altre passività non correnti	(213.528)
Totale (B)	(159.015)	Altre attività (Passività) non correnti (B)	(159.015)
Rimanenze	94.256	Rimanenze	94.256
Crediti commerciali non correnti	71.130	Crediti commerciali non correnti	71.130
Crediti commerciali	794.713	Crediti commerciali	794.713
Crediti per imposte correnti	56.849	Crediti per imposte correnti	56.849
Crediti vari e altre attività correnti	289.948	Crediti vari e altre attività correnti	289.948
Debiti commerciali	(690.022)	Debiti commerciali	(690.022)
Debiti vari e altre passività correnti	(312.310)	Debiti vari e altre passività correnti	(329.591)
Debiti per imposte correnti	(87.975)	Debiti per imposte correnti	(87.975)
Totale (C)	216.589	Capitale circolante netto (C)	199.308
Attività per imposte anticipate	267.499	Attività per imposte anticipate	267.499
Passività per imposte differite	(204.044)	Passività per imposte differite	(204.044)
Totale (D)	63.455	Attività (Passività) per imposte differite (D)	63.455
Benefici ai dipendenti	(131.840)	Benefici ai dipendenti	(131.840)
Fondi per rischi ed oneri	(373.800)	Fondi per rischi ed oneri	(373.800)
Fondi per rischi ed oneri quota corrente	(61.318)	Fondi per rischi ed oneri quota corrente	(44.037)
Totale (E)	(566.958)	Fondi e Benefici ai dipendenti (E)	(549.677)
Attività destinate ad essere cedute	522	Attività destinate ad essere cedute	522
Passività correlate ad attività destinate ad essere cedute	-	Passività correlate ad attività destinate ad essere cedute	-
Totale (F)	522	Attività (Passività) destinate a essere cedute (F)	522
		Capitale investito netto (G=A+B+C+D+E+F)	4.780.692
Patrimonio Netto (H)	2.377.636	Patrimonio Netto (H)	2.377.636
Attività finanziarie non correnti	(51.113)	Attività finanziarie non correnti	(51.113)
Passività finanziarie non correnti	2.894.187	Passività finanziarie non correnti	2.894.187
Totale (I)	2.843.074	Indeb. finanziario a medio e lungo termine (I)	2.843.074
Attività finanziarie correnti	(641.802)	Attività finanziarie correnti	(641.802)
Cassa e altre disponibilità liquide equivalenti	(140.757)	Cassa e altre disponibilità liquide equivalenti	(140.757)
Passività finanziarie correnti	342.541	Passività finanziarie correnti	342.541
Totale (L)	(440.018)	Indeb. finanziario a breve termine (L)	(440.018)
		Indebitamento finanziario netto (M=I+L)	2.403.056
		Mezzi propri e indeb. finanziario netto (H+M)	4.780.692

DETTAGLIO RAPPORTI CON PARTI CORRELATE

migliaia di euro

	Crediti Commerciali	Crediti Finanziari	Crediti di altra natura	Debiti Commerciali	Debiti Finanziari
SOCI PARTI CORRELATE					
Comune Genova	2.296	-	-	5.601	-
Comune Parma	26.217	-	412	796	-
Comune Piacenza	2.401	-	-	1.739	-
Comune Reggio Emilia	5.431	-	540	1.289	-
Comune Torino	88.631	151.595	81	4.615	148
Finanziaria Sviluppo Utilities	34	-	2.970	-	-
JOINT VENTURES					
OLT Offshore LNG	224	439.000	-	-	-
Acque Potabili	451	2.036	-	309	379
Iren Rinnovabili (Gruppo)	2.366	31.022	79	1.240	-
SOCIETA' COLLEGATE					
A2A Alfa	4	-	-	-	-
ACOS	10	328	-	-	-
ACOS Energia	-	-	-	6	-
Acquaenna	3.670	328	-	384	-
Aguas de San Pedro	-	253	-	-	-
AIGA	265	488	-	38	-
AMAT	55	-	-	87	-
AMTER	5.452	74	-	160	-
ASA	3.307	-	-	210	-
ASTEA	4	869	-	-	-
Asti Energia e Calore	2.016	913	-	-	-
CSP - Innovazione nelle ICT	-	-	-	-	45
Domus Acqua	114	-	-	-	-
GAIA	72	-	-	-	-
Global Service Parma	4.702	-	-	3.619	-
Iniziative Ambientali	3	-	-	-	-
Mestni Plinovodi	-	596	-	-	-
Mondo Acqua	235	-	-	-	-
Nord Ovest Servizi	-	37	-	-	-
Piana Ambiente in liquidazione	70	-	-	-	-
Plurigas in liquidazione	6	-	-	(259)	-
ReCos	4.811	2.150	-	-	-
Sinergie Italiane in liquidazione	26	-	6.903	71	-
So. Sel.	4	100	-	1.763	-
Valle Dora Energia	334	2	-	902	685
ALTRE PARTI CORRELATE					
Controllate Comune di Torino	7.993	-	-	1.350	2.995
Controllate Comune di Genova	4.236	-	19	55	-
Controllate Comune di Parma	8.258	-	6	2.059	-
Controllate Comune di Piacenza	20	-	-	571	-
Controllate Comune di Reggio Emilia	163	-	-	770	-
Altre	-	-	-	-	-
TOTALE	173.881	629.791	11.010	27.375	4.252

migliaia di euro

	Debiti di altra natura	Ricavi e proventi	Costi e altri oneri	Proventi finanziari	Oneri finanziari
SOCI PARTI CORRELATE					
Comune Genova	-	5.472	2.354	-	-
Comune Parma	-	17.545	607	-	-
Comune Piacenza	-	8.593	1.087	-	-
Comune Reggio Emilia	-	16.573	220	-	-
Comune Torino	9	108.535	1.292	2.017	-
Finanziaria Sviluppo Utilities	-	14	-	-	-
JOINT VENTURES					
OLT Offshore LNG	-	3	-	7.659	-
Acque Potabili	-	14	-	-	-
Iren Rinnovabili (Gruppo)	663	456	1.065	532	-
SOCIETA' COLLEGATE					
A2A Alfa	-	1	-	-	-
ACOS	-	(82)	-	-	-
ACOS Energia	-	1	4	-	-
Acquaenna	-	-	-	6	-
Aguas de San Pedro	-	-	-	-	-
AIGA	-	48	-	8	-
AMAT	-	14	-	-	-
AMTER	-	1.703	130	-	-
ASA	-	110	76	-	-
ASTEA	-	4	-	-	-
Asti Energia e Calore	-	313	-	15	-
CSP - Innovazione nelle ICT	-	-	-	-	-
Domus Acqua	-	3	-	-	-
GAIA	-	71	-	-	-
Global Service Parma	2	1.624	996	(58)	-
Iniziative Ambientali	-	2	-	-	-
Mestni Plinovodi	-	-	-	599	-
Mondo Acqua	-	169	-	-	-
Nord Ovest Servizi	-	-	-	37	-
Piana Ambiente in liquidazione	-	-	-	-	-
Plurigas in liquidazione	-	-	-	-	-
ReCos	-	3.444	-	67	-
Sinergie Italiane in liquidazione	-	43	28.400	-	-
So. Sel.	-	9	2.313	-	-
Valle Dora Energia	-	311	1.801	2	-
ALTRE PARTI CORRELATE					
Controllate Comune di Torino	-	1.130	1.142	-	17
Controllate Comune di Genova	-	1.924	64	-	-
Controllate Comune di Parma	-	1.579	1.600	-	-
Controllate Comune di Piacenza	-	104	571	-	-
Controllate Comune di Reggio Emilia	-	706	3.398	-	-
Altre	-	3	-	-	-
TOTALE	674	170.439	47.120	10.884	17

Attestazione del bilancio semestrale abbreviato ai sensi dell'art. 154-bis del D.Lgs. 58/1998

1. I sottoscritti Massimiliano Bianco, Amministratore Delegato, e Massimo Levrino, Direttore Amministrazione, Finanza e Controllo e Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari di IREN S.p.A., attestano, tenuto anche conto di quanto previsto dall'art. 154-bis, commi 3 e 4, del decreto legislativo 24 febbraio 1998, n. 58:
 - l'adeguatezza in relazione alle caratteristiche dell'impresa e
 - l'effettiva applicazione delle procedure amministrative e contabili per la formazione del bilancio semestrale abbreviato nel corso del primo semestre 2017.
2. Si attesta, inoltre, che:
 - 2.1 il bilancio semestrale abbreviato:
 - a) è redatto in conformità ai principi contabili internazionali applicabili riconosciuti nella Comunità europea ai sensi del regolamento (CE) n. 1606/2002 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 19 luglio 2002;
 - b) corrisponde alle risultanze dei libri e delle scritture contabili;
 - c) è idoneo a fornire una rappresentazione veritiera e corretta della situazione patrimoniale, economica e finanziaria dell'emittente e dell'insieme delle imprese incluse nel consolidamento.
 - 2.2 la relazione intermedia sulla gestione comprende un'analisi attendibile dei riferimenti agli eventi importanti che si sono verificati nei primi sei mesi dell'esercizio e alla loro incidenza sul bilancio consolidato semestrale abbreviato, unitamente ad una descrizione dei principali rischi e incertezze per i sei mesi restanti dell'esercizio. La relazione intermedia sulla gestione comprende, altresì, un'analisi attendibile delle informazioni sulle operazioni rilevanti con parti correlate.

3 agosto 2017

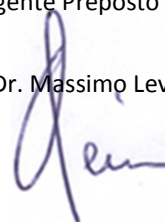
L'Amministratore Delegato

Dr. Massimiliano Bianco



Il Direttore Amministrazione e Finanza
e Dirigente Preposto L. 262/05

Dr. Massimo Levrino





RELAZIONE DI REVISIONE CONTABILE LIMITATA SUL BILANCIO SEMESTRALE ABBREVIATO CONSOLIDATO

Agli Azionisti della
Iren SpA

Introduzione

Abbiamo svolto la revisione contabile limitata dell'allegato bilancio semestrale abbreviato consolidato, costituito dal prospetto della situazione patrimoniale-finanziaria, dal prospetto di conto economico, dal prospetto delle altre componenti di conto economico complessivo, dal prospetto delle variazioni delle voci di patrimonio netto, dal rendiconto finanziario e dalle relative note illustrative della Iren SpA e sue controllate ("Gruppo Iren") al 30 giugno 2017. Gli amministratori sono responsabili per la redazione del bilancio semestrale abbreviato consolidato in conformità al principio contabile internazionale applicabile per l'informativa finanziaria infrannuale (IAS 34) adottato dall'Unione Europea. È nostra la responsabilità di esprimere una conclusione sul bilancio semestrale abbreviato consolidato sulla base della revisione contabile limitata svolta.

Portata della revisione contabile limitata

Il nostro lavoro è stato svolto secondo i criteri per la revisione contabile limitata raccomandati dalla Consob con Delibera n° 10867 del 31 luglio 1997. La revisione contabile limitata del bilancio semestrale abbreviato consolidato consiste nell'effettuare colloqui, prevalentemente con il personale della società responsabile degli aspetti finanziari contabili, analisi di bilancio ed altre procedure di revisione contabile limitata. La portata di una revisione contabile limitata è sostanzialmente inferiore rispetto a quella di una revisione contabile completa svolta in conformità ai principi di revisione internazionali (ISA Italia) e, conseguentemente, non ci consente di avere la sicurezza di essere venuti a conoscenza di tutti i fatti significativi che potrebbero essere identificati con lo svolgimento di una revisione contabile completa. Pertanto, non esprimiamo un giudizio sul bilancio semestrale abbreviato consolidato.

Conclusioni

Sulla base della revisione contabile limitata svolta, non sono pervenuti alla nostra attenzione elementi che ci facciano ritenere che il bilancio semestrale abbreviato consolidato del Gruppo Iren al 30 giugno 2017 non sia stato redatto, in tutti gli aspetti significativi, in conformità al principio contabile internazionale applicabile per l'informativa finanziaria infrannuale (IAS 34) adottato dall'Unione Europea.

PricewaterhouseCoopers SpA

Sede legale e amministrativa: Milano 20149 Via Monte Rosa 91 Tel. 0277851 Fax 027785240 Cap. Soc. Euro 6.890.000,00 i.v., C.F. e P.IVA e Reg. Imp. Milano 12979880155 Iscritta al n° 119644 del Registro dei Revisori Legali - Altri Uffici: **Ancona** 60131 Via Sandro Totti 1 Tel. 0712132311 - **Bari** 70122 Via Abate Gimma 72 Tel. 0805640211 - **Bologna** 40126 Via Angelo Finelli 8 Tel. 0516186211 - **Brescia** 25123 Via Borgo Pietro Wuhler 23 Tel. 0303697501 - **Catania** 95129 Corso Italia 302 Tel. 0957532311 - **Firenze** 50121 Viale Gramsci 15 Tel. 0552482811 - **Genova** 16121 Piazza Piccapietra 9 Tel. 01029041 - **Napoli** 80121 Via dei Mille 16 Tel. 08136181 - **Padova** 35138 Via Vicenza 4 Tel. 049873481 - **Palermo** 90141 Via Marchese Ugo 60 Tel. 091349737 - **Parma** 43121 Viale Tanara 20/A Tel. 0521275911 - **Pescara** 65127 Piazza Ettore Troilo 8 Tel. 0854545711 - **Roma** 00154 Largo Fochetti 29 Tel. 06570251 - **Torino** 10122 Corso Palestro 10 Tel. 011556771 - **Trento** 38122 Viale della Costituzione 33 Tel. 0461237004 - **Treviso** 31100 Viale Felissent 90 Tel. 0422696911 - **Trieste** 34125 Via Cesare Battisti 18 Tel. 0403480781 - **Udine** 33100 Via Poscolle 43 Tel. 043225789 - **Varese** 21100 Via Albuzzi 43 Tel. 0332285039 - **Verona** 37135 Via Francia 21/C Tel. 0458263001 - **Vicenza** 36100 Piazza Pontelandolfo 9 Tel. 0444393311



Richiamo di informativa

Senza modificare il nostro giudizio, richiamiamo l'attenzione su quanto riportato dagli amministratori nella nota I. "Contenuto e forma del bilancio semestrale abbreviato consolidato - Rideterminazione di valori al 31 dicembre 2016 e 30 giugno 2016" del bilancio semestrale abbreviato consolidato, in merito alla riesposizione di alcuni dati comparativi relativi all'esercizio precedente ed allo stesso periodo dell'anno precedente, rispetto ai dati precedentemente presentati, in conseguenza di quanto richiesto dall'IFRS 3 ("Aggregazioni aziendali") a seguito dell'allocatione in via definitiva del fair value delle attività identificabili acquisite e delle passività identificabili assunte riferite all'acquisizione del controllo di TRM Holding SpA, TRM V. SpA, TRM SpA, Atena SpA e Atena Trading Srl.

Torino, 4 agosto 2017

PricewaterhouseCoopers SpA

A handwritten signature in purple ink, which appears to read "Piero De Lorenzi", is written over the printed name. The signature is fluid and cursive, with a large initial 'P'.

Piero De Lorenzi
(Revisore legale)



Iren S.p.A.

Via Nubi di Magellano, 30
42123 Reggio Emilia - Italy
www.gruppoiren.it