



Bilancio di ACEA S.p.A.

**Bilancio Consolidato
Gruppo ACEA**

**Esercizio 2014
Prima Parte**

INDICE

Relazione sulla Gestione

Modello Organizzativo di ACEA	pag. 4
Organi sociali	pag. 6
Lettera agli azionisti	pag. 7
Effetti derivanti dall'applicazione dell'IFRS10 (Bilancio Consolidato) e dell'IFRS11 (Accordi a controllo congiunto)	pag. 8
Sintesi dei risultati	pag. 13
Sintesi della gestione e andamento economico e finanziario del Gruppo	pag. 15
Contesto di riferimento	pag. 38
Andamento delle Aree di attività	
Risultati economici per area di attività	pag. 68
Area Industriale Ambiente	pag. 69
Area Industriale Energia	pag. 76
Area Industriale Idrico	pag. 82
Area Industriale Reti	pag. 93
Corporate	pag. 100
Fatti di rilievo intervenuti nell'esercizio	pag. 102
Fatti di rilievo intervenuti successivamente alla chiusura dell'esercizio	pag. 104
Principali rischi ed incertezze	pag. 105
Evoluzione prevedibile della gestione	pag. 112
Deliberazioni in merito al risultato di esercizio e alla distribuzione ai Soci	pag. 114

Bilancio di ACEA S.p.A.

Forma e struttura	pag. 116
Criteri di valutazione e principi contabili	pag. 118
Principi contabili, emendamenti, interpretazioni e <i>improvements</i> applicati dal 1° gennaio 2014	pag. 126
Principi contabili, emendamenti ed interpretazioni applicabili successivamente alla fine dell'esercizio e non adottati in via anticipata	pag. 129
Prospetto di Conto Economico	pag. 136
Prospetto di Conto Economico Complessivo	pag. 137
Prospetto di Stato Patrimoniale	pag. 138
Prospetto delle variazioni del patrimonio netto al 31 dicembre 2013	pag. 139
Prospetto delle variazioni del patrimonio netto al 31 dicembre 2014	pag. 140
Rendiconto Finanziario	pag. 141
Note al Conto Economico	pag. 142
Note allo Stato Patrimoniale - Attivo	pag. 149
Note allo Stato Patrimoniale - Passivo	pag. 161
Informativa sulle parti correlate	pag. 171
Elenco delle operazioni con parti correlate	pag. 175
Aggiornamento delle principali vertenze giudiziali	pag. 176
Informazioni integrative sugli strumenti finanziari e politiche di gestione dei rischi	pag. 180
Impegni e rischi potenziali	pag. 184
Allegati	pag. 185

Bilancio Consolidato

Forma e struttura	pag. 195
Criteri, procedure e area di consolidamento	pag. 197



Area di consolidamento	pag. 200
Criteri di valutazione e principi contabili	pag. 201
Principi contabili, emendamenti, interpretazioni e <i>improvements</i> applicati dal 1° gennaio 2014	pag. 211
Principi contabili, emendamenti ed interpretazioni applicabili successivamente alla fine dell'esercizio e non adottati in via anticipata dal Gruppo	pag. 214
Prospetto di Conto Economico Consolidato	pag. 221
Prospetto di Conto Economico Complessivo Consolidato	pag. 222
Prospetto della Situazione Patrimoniale e Finanziaria Consolidata	pag. 223
Prospetto del Rendiconto Finanziario Consolidato	pag. 224
Prospetto delle variazioni del patrimonio netto consolidato	pag. 225
Note al Conto Economico Consolidato	pag. 226
Note alla Situazione Patrimoniale e Finanziaria Consolidata	pag. 241
Acquisizioni dell'esercizio	pag. 271
Impegni e rischi potenziali	pag. 272
Informativa sui servizi in concessione	pag. 274
Informativa sulle parti correlate	pag. 287
Elenco delle operazioni con parti correlate di importo significativo	pag. 291
Aggiornamento delle principali vertenze giudiziali	pag. 292
Informazioni integrative sugli strumenti finanziari e politiche di gestione dei rischi	pag. 305
Allegati	pag. 314

Modello Organizzativo di ACEA

ACEA è una delle principali *multiutility* italiane ed è quotata in Borsa dal 1999.

ACEA ha adottato un modello operativo basato su un assetto organizzativo che trova fondamento nel Piano Strategico Industriale basato sul rafforzamento del ruolo di governo, indirizzo e controllo della Holding che si realizza oltre che sull'attuale portafoglio di business, con una focalizzazione sulle aree di maggior creazione di valore, sullo sviluppo strategico del Gruppo in nuovi business e territori. La macrostruttura di ACEA è articolata in funzioni corporate e in quattro aree industriali – Ambiente, Energia, Idrico e Reti.

Con riguardo alle aree di business, di seguito si riportano le attività di ciascuna di esse.

Area Ambiente

Il Gruppo ACEA è uno dei principali operatori italiani nella gestione a livello urbano dei servizi ambientali. Gestisce il principale termovalorizzatore e il più grande impianto di compostaggio della regione Lazio, punti di riferimento nello scenario di smaltimento del CdR (combustibile da rifiuto) e dei rifiuti organici regionali. Il Gruppo dedica particolare attenzione allo sviluppo di investimenti nel business *waste to energy*, considerato ad elevato potenziale, e nei rifiuti organici, in coerenza con l'obiettivo strategico del Gruppo di valorizzazione ambientale e energetica ed energetica dei rifiuti.

Area Energia

Il Gruppo ACEA è uno dei principali *player* nazionali nella vendita di energia elettrica e offre soluzioni innovative e flessibili per la fornitura di energia elettrica e gas naturale con l'obiettivo di consolidare il proprio posizionamento di operatore *dual fuel*. Opera su tutti i segmenti di mercato dalle famiglie alle grandi aziende con l'obiettivo di migliorare la qualità dei servizi offerti con particolare riguardo ai canali *web* e *social*. Il Gruppo infine è attivo nel comparto della generazione e dispone di impianti idroelettrici e termoelettrici distribuiti tra il Lazio, l'Umbria e l'Abruzzo.

Area Idrico

Il Gruppo ACEA è il primo operatore italiano nel settore idrico con 8,5 milioni di abitanti serviti. Il Gruppo gestisce il servizio idrico integrato a Roma e Frosinone e nelle rispettive province ed è presente in altre aree del Lazio, in Toscana, Umbria e Campania. La Società completa la qualità dei servizi offerti con la gestione sostenibile della risorsa acqua e il rispetto dell'ambiente. Il Gruppo ha sviluppato un *know how* all'avanguardia nella progettazione, nella costruzione e nella gestione dei sistemi idrici integrati: dalle sorgenti agli acquedotti, dalla distribuzione alla rete fognaria, alla depurazione. Particolare rilevanza è dedicata ai servizi di laboratorio.

Area Reti

Il Gruppo ACEA è tra i principali operatori nazionali con oltre 11 TWh elettrici distribuiti a Roma, dove gestisce la rete di distribuzione servendo 1,6 milioni di punti di consegna. Sempre nella Capitale il Gruppo gestisce l'illuminazione pubblica e artistica con oltre 189.000 punti luce applicando soluzioni sempre più efficienti e a basso impatto ambientale. Entro il 2020 è prevista la sostituzione di 100 mila lampade con altrettante a led. Il Gruppo Acea è impegnato in progetti di efficienza energetica e nello sviluppo di nuove tecnologie, come le *smart grid* e la mobilità elettrica, attraverso la realizzazione di progetti pilota particolarmente innovativi.

La struttura del Gruppo, distinta per area di business, risulta composta dalle seguenti principali società.

Organi sociali

Consiglio di Amministrazione¹

Catia Tomasetti	Presidente
Alberto Irace ²	Amministratore Delegato
Francesco Caltagirone	Consigliere
Diane D'Arras	Consigliere
Giovanni Giani	Consigliere
Elisabetta Maggini	Consigliere
Paola Antonia Profeta	Consigliere

Collegio Sindacale

Enrico Laghi	Presidente
Corrado Gatti	Sindaco Effettivo
Laura Raselli	Sindaco Effettivo
Franco Biancani	Sindaco Supplente
Antonia Coppola	Sindaco Supplente

Dirigente preposto

Franco Balsamo

Società di Revisione

Reconta Ernst & Young

¹ nominato dall'Assemblea dei Soci del 5 giugno 2014

² nominato dal Consiglio di Amministrazione del 9 giugno 2014



Lettera agli azionisti

Effetti derivanti dall'applicazione dell'IFRS10 (Bilancio Consolidato) e dell'IFRS11 (Accordi a controllo congiunto)

A partire dal 1° gennaio 2014 è divenuta obbligatoria l'adozione dei nuovi principi contabili internazionali in materia di controllo.

In particolare si tratta dell'IFRS10 "Bilancio Consolidato" e dell'IFRS11 "Accordi a controllo congiunto".

Come più diffusamente descritto nel Bilancio Consolidato 2013, al fine di verificare se il nuovo concetto di controllo possa determinare variazioni nel metodo di consolidamento di alcune partecipazioni, il Gruppo ha analizzato atti e documenti societari (statuti, patti parasociali, contratti, ...).

Oltre all'analisi *on the paper* è stata effettuata la ricognizione dell'effettiva e concreta dinamica del governo societario tenendo conto altresì dell'identità dei soci, della finalità delle rispettive partecipazioni nonché dell'apporto che ciascuna delle parti dà allo sviluppo dell'impresa.

Tale analisi ha riguardato molte partecipazioni in Società del Gruppo ACEA con particolare riferimento alle partecipazioni nelle Società idriche della Toscana, Umbria e Campania che in virtù delle esistenti previsioni societarie o parasociali relative agli assetti proprietari e alla *governance* sono consolidate con il metodo proporzionale.

Nonostante ACEA, all'interno delle Società in esame, rappresenti il Partner Industriale e, attraverso l'Amministratore Delegato, di cui ha pattiziamente il diritto alla designazione, abbia un ampio potere di gestione corrente in tutte le aree di attività, l'esito delle analisi svolte ha confermato che le partecipazioni nelle Società idriche della Toscana, Umbria e Campania vengano convenzionalmente attratte nell'ambito di applicazione dell'IFRS11 per il quale, dal 1° gennaio 2014, l'unico metodo di consolidamento ammesso è quello del patrimonio netto.

L'elenco delle entità giuridiche coinvolte da tale modifica sono riportate nella tabella che segue

Area Industriale	Società	Metodo di consolidamento fino al 31/12/2013	Metodo di consolidamento a partire dal 01/01/2014
Ambiente	Ecomed	Proporzionale	Patrimonio Netto
Energia	Umbria Energy	Proporzionale	Integrale
	Elga Sud	Proporzionale	Integrale
	Voghera Energia Vendite in liquidazione	Proporzionale	Patrimonio Netto
Idrico			
	Consorzio Agua Azul	Proporzionale	Patrimonio Netto
	Acque e controllate	Proporzionale	Patrimonio Netto
	Publiacqua e controllate	Proporzionale	Patrimonio Netto
	Umbra Acque	Proporzionale	Patrimonio Netto
	Acquedotto del Fiora	Proporzionale	Patrimonio Netto
	GORI	Proporzionale	Patrimonio Netto
Intesa Aretina e Nuove Acque	Proporzionale	Patrimonio Netto	
Reti			
	Ecogena	Proporzionale	Nota ³

³ La Società Ecogena è consolidata integralmente a partire dal 1° gennaio 2014 per effetto delle modifiche intervenute negli assetti societari. Per maggiori dettagli si rinvia al paragrafo "Area di consolidamento".

Tale modifica ha un impatto significativo sulla rappresentazione delle voci economiche e patrimoniali del Gruppo in quanto, in luogo di una esposizione effettuata linea per linea sulla base della percentuale di possesso di tali società, è divenuto obbligatorio:

- + sul conto economico esporre esclusivamente il risultato sintetico di tali società dato sostanzialmente dalle variazioni di patrimonio netto e
- + sullo stato patrimoniale esporre esclusivamente la voce Partecipazioni che viene incrementata o decrementata dal risultato sintetico del periodo.

Poiché i sopra richiamati principi hanno efficacia retrospettiva, le voci patrimoniali del Bilancio Consolidato al 31 dicembre 2013 sono state rideterminate (*restated*) e ripresentate ai soli fini comparativi.

Nelle tabelle seguenti sono evidenziate le variazioni agli schemi consolidati di Conto Economico e di Stato Patrimoniale al 31 dicembre 2013 .

Conto Economico sintetico (€ milioni)	31.12.13	Effetti IFRS10 e IFRS11	31.12.13 Restated
Ricavi consolidati	3.570,6	(281,6)	3.289,0
Costi operativi consolidati	2.804,6	(160,6)	2.644,0
Proventi/(Oneri) da partecipazioni di natura non finanziaria	0,0	30,3	30,3
Proventi (Oneri) da gestione rischio <i>commodity</i>	0,1	0,0	0,1
EBITDA	766,1	(90,7)	675,4
Ammortamenti, svalutazioni e accantonamenti	382,3	(70,1)	312,2
EBIT	383,8	(20,6)	363,2
Proventi/(Oneri) finanziari	(97,4)	(1,9)	(99,3)
Proventi/(Oneri) da partecipazioni	(4,8)	0,0	(4,8)
Risultato ante imposte	281,6	(22,4)	259,2
Imposte	128,3	(22,5)	105,8
Risultato netto	153,3	0,1	153,4
Utile (perdita) di competenza di terzi	11,3	0,1	11,4
Risultato netto di competenza del Gruppo	141,9	0,1	142,0

Come si evince dal prospetto sopra riportato, il risultato sintetico derivante dal consolidamento secondo l'*equity method* viene convenzionalmente incluso tra le componenti che concorrono alla formazione del Margine Operativo Lordo consolidato (EBITDA), alla voce denominata **Proventi/(Oneri) da partecipazioni di natura non finanziaria**, non essendo intervenuti eventi che abbiano determinato una discontinuità nell'assetto delle previsioni societarie o parasociali e nell'attività gestionale del partner industriale.

Stato Patrimoniale sintetico (€ milioni)	31.12.13	Effetti IFRS10 e IFRS11	31.12.13 Restated
Immobilizzazioni materiali e immateriali	3.970,2	(575,1)	3.395,1
Avviamento	149,0	0,6	149,6
Partecipazioni	14,7	200,6	215,3
Altre attività non correnti	464,7	(72,2)	392,5
Attività non correnti	4.598,5	(446,0)	4.152,5
Rimanenze	37,3	(3,6)	33,8

Stato Patrimoniale sintetico (€ milioni)	31.12.13	Effetti IFRS10 e IFRS11	31.12.13 Restated
Crediti commerciali	1.500,7	(154,1)	1.346,6
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	589,5	(26,4)	563,1
Altre attività correnti	354,6	(32,9)	321,7
Attività correnti	2.482,1	(217,0)	2.265,1
Attività possedute per la vendita	6,7	0,0	6,7
Totale Attività	7.087,4	(663,1)	6.424,3
Patrimonio Netto di Gruppo	1.322,6	0,0	1.322,6
Patrimonio Netto di Terzi	82,8	1,4	84,2
Patrimonio Netto	1.405,4	1,4	1.406,8
TFR e altri piani a benefici definiti	117,4	(10,5)	106,9
Debiti e passività finanziarie	2.507,6	(146,7)	2.360,9
Fondo per rischi ed oneri	262,5	(56,5)	206,1
Altre passività non correnti	456,2	(201,7)	254,5
Passività non correnti	3.343,8	(415,4)	2.928,4
Debiti commerciali	1.306,9	(99,3)	1.207,6
Debiti finanziari	698,1	(98,2)	599,9
Altre passività correnti	331,8	(51,5)	280,3
Passività correnti	2.336,8	(249,0)	2.087,8
Passività direttamente associate ad attività destinate alla vendita	1,3	0,0	1,3
Totale Passività e Patrimonio Netto	7.087,4	(663,1)	6.424,3

Applicazione IFRS 10 e 11: riesposizione 2013

Conto Economico

	Al 31.03.2013 <i>Restated</i>	Al 30.06.2013 <i>Restated</i>	Al 30.09.2013 <i>Restated</i>	Al 31.12.2013 <i>Restated</i>
Ricavi da vendita e prestazioni	812,1	1.616,5	2.374,0	3.203,6
Altri ricavi e proventi	10,9	25,7	36,3	85,4
Ricavi netti consolidati	823,1	1.642,2	2.410,3	3.289,0
Costo del lavoro	57,2	118,7	179,3	238,3
Costi esterni	614,3	1.218,9	1.778,5	2.405,7
Costi operativi consolidati	671,5	1.337,6	1.957,8	2.644,0
Proventi/(Oneri) netti da gestione rischio commodity	0,0	0,0	0,1	0,1
Proventi/(Oneri) da partecipazioni di natura non finanziaria	5,4	26,2	31,8	30,3
Margine Operativo Lordo	157,0	330,8	484,4	675,4
Ammortamenti, Accantonamenti e Svalutazioni	67,7	149,1	215,3	312,2
Risultato operativo	89,3	181,8	269,0	363,2
Proventi Finanziari	5,6	10,0	17,0	27,1
Oneri Finanziari	(28,8)	(61,3)	(91,8)	(126,4)
Proventi/(Oneri) da Partecipazioni	1,4	(1,8)	(2,5)	(4,8)
Risultato ante imposte	67,5	128,6	191,7	259,2
Imposte sul Reddito	28,6	51,6	78,2	105,8
Risultato Netto	38,9	77,1	113,5	153,4
Utile/(Perdita) di competenza di terzi	2,1	6,4	8,9	11,4
Risultato netto di Competenza del gruppo	36,8	70,6	104,6	141,9
Utile (perdita) per azione (in euro)				
di base	0,1729	0,3316	0,4909	0,6665
diluito	0,1729	0,3316	0,4909	0,6665

Importi in € milioni

Stato Patrimoniale

ATTIVITA'	Al 31.03.2013 <i>Restated</i>	Al 30.06.2013 <i>Restated</i>	Al 30.09.2013 <i>Restated</i>	Al 31.12.2013 <i>Restated</i>
Immobilizzazioni Materiali	2.008,0	2.012,0	2.012,3	2.006,2
Investimenti Immobiliari	2,9	2,9	2,9	2,9
Avviamento	147,7	147,7	149,8	149,6
Concessioni	1.263,2	1.285,9	1.302,9	1.317,3
Altre immobilizzazioni Immateriali	71,2	63,9	67,9	68,8
Partecipazioni in controllate e collegate	189,8	208,2	211,4	212,0
Altre partecipazioni	4,8	4,7	4,7	3,3
Imposte differite Attive	330,3	332,5	338,5	309,0
Attività Finanziarie	31,8	34,2	34,5	34,8
Altre Attività	52,3	51,3	50,0	48,8
ATTIVITA' NON CORRENTI	4.102,0	4.143,4	4.174,8	4.152,5
Rimanenze	38,8	37,9	37,9	33,8
Crediti Commerciali	1.406,4	1.342,6	1.326,9	1.346,6
Altre Attività Correnti	129,4	104,3	95,5	111,4
Attività per imposte correnti	65,3	58,2	101,1	92,0
Attività Finanziarie Correnti	167,2	126,4	143,4	118,3
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	163,0	281,8	360,9	563,1
ATTIVITA' CORRENTI	1.970,2	1.951,2	2.065,8	2.265,1
Attività non correnti destinate alla vendita	6,7	6,7	6,7	6,7
TOTALE ATTIVITA'	6.078,9	6.101,3	6.247,3	6.424,3

PASSIVITA'	Al 31.03.2013 <i>Restated</i>	Al 30.06.2013 <i>Restated</i>	Al 30.09.2013 <i>Restated</i>	Al 31.12.2013 <i>Restated</i>
Patrimonio Netto				
capitale sociale	1.098,9	1.098,9	1.098,9	1.098,9
riserva legale	162,2	167,2	167,2	167,4
altre riserve	(446,5)	(439,8)	(435,2)	(468,7)
utile (perdita) relativa a esercizi precedenti	422,9	398,1	396,1	383,1
utile (perdita) dell'esercizio	36,8	70,6	104,6	141,9
Totale Patrimonio Netto del Gruppo	1.274,3	1.295,0	1.331,5	1.322,6
Patrimonio Netto di Terzi	79,7	81,9	84,1	84,2
Totale Patrimonio Netto	1.354,0	1.376,9	1.415,6	1.406,8
Trattamento di fine rapporto ed altri piani a benefici definiti	113,9	115,5	112,4	106,9
Fondo per rischi ed oneri	217,9	204,2	201,1	206,1
Debiti e passività Finanziarie	2.017,0	1.998,5	2.379,2	2.360,9
Altre passività	157,1	156,8	158,1	161,5
Fondo imposte differite	85,3	88,6	92,1	93,0
PASSIVITA' NON CORRENTI	2.591,1	2.563,5	2.942,8	2.928,4
Debiti fornitori	1.086,7	1.121,5	1.067,6	1.207,6
Altre passività correnti	227,7	241,7	229,4	239,1
Debiti finanziari	749,0	699,0	476,9	599,9
Debiti Tributarî	69,0	97,4	113,6	41,2
PASSIVITA' CORRENTI	2.132,4	2.159,6	1.888,9	2.087,8
Passività direttamente associate ad attività destinate alla vendita	1,3	1,3	1,3	1,3
TOTALE PASSIVITA' E PATRIMONIO NETTO	6.078,9	6.101,3	6.247,3	6.424,3

Importi in € milioni

Sintesi dei Risultati

Come descritto al paragrafo precedente, per effetto dell'entrata in vigore dei principi contabili internazionali IFRS10 e IFRS11 i dati economici e patrimoniali al 31 dicembre 2013 sono stati rideterminati (*restated*) e ripresentati ai soli fini comparativi.

Dati Economici (€ milioni)	31.12.2014	31.12.2013 <i>Restated</i>	Variazione	Variazione %
Ricavi consolidati	3.038,3	3.289,0	(250,7)	(7,6%)
Costi operativi consolidati	2.339,3	2.644,0	(304,7)	(11,5%)
Proventi/(Oneri) da partecipazioni di natura non finanziaria	18,8	30,3	(11,5)	(37,9%)
- di cui: EBITDA	125,7	122,3	3,4	2,8%
- di cui: Ammortamenti, svalutazioni e accantonamenti	(82,4)	(71,1)	(11,3)	15,9%
- di cui: Gestione Finanziaria	(9,7)	2,0	(11,7)	(587,3%)
- di cui: Oneri proventi da partecipazioni	0,0	0,0	0,0	0,0%
- di cui: Imposte	(14,8)	(22,9)	8,1	(35,3%)
Proventi (Oneri) da gestione rischio <i>commodity</i>	0,0	0,1	(0,1)	(100,0%)
EBITDA	717,7	675,4	42,3	6,3%
EBIT	390,4	363,2	27,2	7,5%
Risultato netto	168,9	153,4	15,5	10,1%
Utile (perdita) di competenza di terzi	6,5	11,4	(4,9)	(43,0%)
Risultato netto di competenza del Gruppo	162,5	142,0	20,5	14,4%

EBITDA per Area Industriale (€ milioni)	31.12.2014	31.12.2013 <i>Restated</i>	Variazione	Variazione %
AMBIENTE	54,5	48,4	6,2	12,8%
ENERGIA	111,7	91,7	20,0	17,9%
Produzione	33,8	37,5	(3,6)	(9,6%)
Energy management	0,0	2,1	(2,1)	(100,0%)
Vendita	77,8	52,2	25,6	49,0%
IDRICO:	292,2	280,8	11,4	4,1%
Estero	2,6	3,5	(0,9)	(25,7%)
Lazio - Campania	261,1	249,7	11,4	4,6%
Toscana - Umbria	17,2	19,1	(1,8)	(9,4%)
Ingegneria	11,3	8,5	2,8	32,9%
RETI	253,3	257,3	(4,0)	(1,5%)
ACEA (Corporate)	6,1	(2,8)	8,9	318,8%
Totale EBITDA	717,7	675,4	42,3	6,3%

Dati patrimoniali (€ milioni)	31.12.2014	31.12.2013 <i>Restated</i>	Variazione
Capitale Investito Netto	3.591,5	3.655,5	(64,0)
Indebitamento Finanziario Netto	(2.089,1)	(2.248,6)	159,5
Patrimonio Netto Consolidato	(1.502,4)	(1.406,8)	(95,6)

Indebitamento Finanziario Netto per Area Industriale (€ milioni)	31.12.2014	31.12.2013 <i>Restated</i>	Variazione
AMBIENTE	179,6	184,6	(5,0)
ENERGIA	356,1	302,6	53,5
Produzione	134,9	140,7	(5,8)
Vendita	221,2	162,0	59,3
IDRICO	488,1	610,8	(122,7)

Indebitamento Finanziario Netto per Area Industriale (€ milioni)	31.12.2014	31.12.2013 Restated	Variazione
Estero	(2,0)	(9,6)	7,6
Lazio - Campania	478,2	617,7	(139,5)
Toscana - Umbria	(0,6)	(0,2)	(0,4)
Ingegneria	12,5	2,9	9,6
RETI	623,1	683,5	(60,4)
ACEA (comprende anche IP)	442,1	467,0	(24,9)
Totale	2.089,1	2.248,6	(159,5)

Investimenti per Area Industriale (€ milioni)	31.12.2014	31.12.2013 Restated	Variazione
AMBIENTE	13,3	12,1	1,2
ENERGIA	19,7	11,4	8,3
Produzione	11,6	5,2	6,4
Energy management	0,0	0,0	0,0
Vendita	8,1	6,0	2,1
IDRICO	148,9	129,9	19,0
Estero	0,6	0,2	0,4
Lazio - Campania	146,8	129,3	17,6
Toscana - Umbria	0,0	0,0	0,0
Ingegneria	1,5	0,5	1,0
RETI	122,4	103,2	19,2
ACEA (Corporate)	14,2	11,9	2,3
Totale	318,6	268,6	50,0

Se il Gruppo avesse continuato ad applicare i principi contabili utilizzati fino al 31 dicembre 2013 i principali dati economici e patrimoniali sarebbero stati quelli rappresentati dalle tabelle che seguono.

Dati Economici (€ milioni)	31.12.2014 adjusted	31.12.2013	Variazione	Variazione %
EBITDA	824,6	766,1	58,5	7,6%
EBIT	409,6	383,8	25,8	6,7%
Risultato netto	168,9	153,3	15,6	10,2%

Dati Economici (€ milioni)	31.12.2014	adjusted	31.12.2014 adjusted
EBITDA	717,7	106,9	824,6
- Ammortamenti, svalutazioni e accantonamenti	327,3	82,4	409,6
EBIT	390,4	24,5	415,0
- Gestione Finanziaria	(101,2)	(9,7)	(110,9)
- (Oneri)/Proventi da partecipazioni	0,5	0,0	0,5
Risultato ante imposte	289,8	14,8	304,6
- Imposte	120,9	14,8	135,7
Risultato netto	168,9	0,0	168,9
Utile (perdita) di competenza di terzi	6,5	0,0	6,5
Risultato netto di competenza del Gruppo	162,5	0,0	162,5

Dati patrimoniali (€ milioni)	31.12.2014 adjusted	31.12.2013	Variazione	Variazione %
Investimenti	383,2	342,2	41,0	12,0%
Indebitamento Finanziario Netto	(2.309,0)	(2.468,2)	159,2	(6,5%)

Sintesi della gestione e andamento economico e finanziario del Gruppo

Definizione degli indicatori alternativi di *performance*

Di seguito, in linea con la raccomandazione del CESR/05-178b, si illustrano il contenuto ed il significato delle misure di risultato *non-GAAP* e degli altri indicatori alternativi di *performance* utilizzati nel presente bilancio:

1. il *marginale operativo lordo* rappresenta per il Gruppo ACEA un indicatore della *performance* operativa ed è determinato sommando al Risultato operativo gli "Ammortamenti, Accantonamenti e Svalutazioni";
2. la *posizione finanziaria netta* rappresenta un indicatore della struttura finanziaria del Gruppo ACEA e si ottiene dalla somma dei Debiti e Passività finanziarie non correnti al netto delle Attività finanziarie non correnti (crediti finanziari e titoli diversi da partecipazioni), dei Debiti Finanziari correnti e delle Altre passività correnti al netto delle Attività finanziarie correnti e delle Disponibilità liquide e mezzi equivalenti;
3. il *capitale investito netto* è definito come somma delle Attività correnti, delle Attività non correnti e delle Attività e Passività destinate alla vendita al netto delle Passività correnti e delle Passività non correnti, escludendo le voci considerate nella determinazione della *posizione finanziaria netta*.

Risultati economici del Gruppo ACEA

Nel seguito viene fornito il commento all'andamento economico del periodo confrontando i dati al 31 dicembre 2014 con quelli del medesimo periodo del precedente esercizio opportunamente "rideterminati" (*Restated*) come ampiamente descritto nel paragrafo "Effetti derivanti dall'applicazione dell'IFRS10 (Bilancio Consolidato) e dell'IFRS11 (Accordi a controllo congiunto)" del presente documento.

Rif. Nota		31.12.2014	31.12.2013 <i>Restated</i>	Variazione	Variazione %
1	Ricavi da vendita e prestazioni	2.931,6	3.203,6	(272,0)	(8,5%)
2	Altri ricavi e proventi	106,7	85,4	21,2	24,8%
	Ricavi netti consolidati	3.038,3	3.289,0	(250,8)	(7,6%)
3	Costo del lavoro	229,5	238,3	(8,8)	(3,7%)
4	Costi esterni	2.109,8	2.405,7	(295,9)	(12,3%)
	Costi operativi consolidati	2.339,3	2.644,0	(304,7)	(11,5%)
5	Proventi/(Oneri) netti da gestione rischio commodity	0,0	0,1	(0,1)	(169,8%)
6	Proventi/(Oneri) da partecipazioni di natura non finanziaria	18,8	30,3	(11,5)	(37,9%)
	Margine Operativo Lordo	717,7	675,4	42,3	6,3%
7	Ammortamenti, Accantonamenti e Svalutazioni	327,3	312,2	15,1	4,8%
	Risultato operativo	390,4	363,2	27,2	7,5%
8	Proventi Finanziari	28,2	27,1	1,1	4,0%
8	Oneri Finanziari	(129,3)	(126,4)	(3,0)	2,3%
9	Proventi/(Oneri) da Partecipazioni	0,5	(4,8)	5,3	(111,1%)
	Risultato ante imposte	289,8	259,2	30,6	11,8%
10	Imposte sul Reddito	120,9	105,8	15,1	14,3%
	Risultato netto attività in funzionamento	168,9	153,4	15,5	10,1%
	Risultato netto Attività Discontinue	0,0	0,0	0,0	0,0%
	Risultato Netto	168,9	153,4	15,5	10,1%
	<i>Utile/(Perdita) di competenza di terzi</i>	6,5	11,4	(4,9)	(43,4%)
	Risultato netto di Competenza del gruppo	162,5	142,0	20,5	14,4%

Importi in milioni di Euro

Ricavi netti consolidati - € 3.038,3 milioni
1. Ricavi da vendita e prestazioni - € 2.931,6 milioni

Erano € 3.203,6 milioni nel 2013 e sono dettagliati come segue:

€ milioni	31.12.2014	31.12.2014 Restated	Variazione	Variazione %
Ricavi da vendita e prestazioni di energia elettrica	2.101,4	2.417,1	(315,6)	(13,1%)
Ricavi da vendita gas	59,0	63,8	(4,8)	(7,5%)
Ricavi da vendita certificati e diritti	21,6	16,4	5,2	31,7%
Ricavi da Servizio Idrico Integrato	580,4	535,9	44,5	8,3%
Ricavi da gestioni idriche estero	7,7	10,4	(2,7)	(26,0%)
Ricavi da conferimento rifiuti e gestione discarica	39,4	36,4	3,0	8,2%
Ricavi da prestazioni a clienti	93,5	95,0	(1,5)	(1,6%)
Contributi di allacciamento	28,5	28,5	0	0,0%
Ricavi da vendite e prestazioni	2.931,6	3.203,6	(272,0)	(8,5%)

I **Ricavi da vendita e prestazioni di energia elettrica** ammontano ad € 2.101,4 milioni in diminuzione rispetto allo scorso esercizio di € 315,6 milioni. Tale diminuzione è da collegare principalmente ai seguenti eventi:

- ✓ diminuzione dei ricavi da vendita di energia elettrica per € 297,8 milioni per effetto delle minori quantità vendute sia con riferimento al servizio di Maggior Tutela (- 7,2%) che al servizio nel Mercato Libero (- 15,9%);
- ✓ diminuzione dei ricavi da attività di trasporto e misura dell'energia per € 10,3 milioni, per effetto del diverso valore dei parametri tariffari, nonché dall'effetto combinato della minore energia immessa in rete e dal decremento delle consistenze;
- ✓ diminuzione dei ricavi da attività di generazione di energia elettrica e calore per € 6,8 milioni prevalentemente dal teleriscaldamento a seguito dalla flessione dei prezzi di mercato inferiori ai minimi attesi, che ha determinato la sospensione della produzione della sezione a ciclo combinato della centrale Tor di Valle, oltre che alle minori quantità di calore prodotte.

I **ricavi da vendita gas** registrano una diminuzione di € 4,8 milioni rispetto all'esercizio precedente principalmente per effetto della diminuzione delle quantità vendute oltre che dei minori prezzi di vendita.

I **ricavi da vendita certificati e diritti** evidenziano un incremento di € 5,2 milioni per effetto dei maggiori ricavi per certificati verdi di Acea Produzione maturati in relazione all'energia prodotta dalla centrale di Salisano e da quella di Orte in seguito agli interventi di *repowering*.

I **ricavi da Servizio Idrico Integrato** crescono di € 44,5 milioni essenzialmente per effetto dell'aggiornamento delle tariffe 2014 di ACEA Ato2 e ACEA Ato5. La quantificazione del VRG (Vincolo ai Ricavi Garantiti) di ACEA Ato2 è avvenuta sulla base delle deliberazione 25 settembre 2014 dell'AEEGSI che ha approvato le tariffe 2014-2015. Tale variazione positiva è dovuta anche ai conguagli delle cd. partite passanti ovvero il riconoscimento in tariffa di alcune tipologie di costi dell'esercizio 2012 e 2013. In particolare per ACEA Ato2, tali conguagli contribuiscono alla crescita dei ricavi del periodo per € 23,5 milioni e comprendono la copertura dei costi sostenuti per fronteggiare l'emergenza ambientale e altre componenti di costo (i.e. energia elettrica e oneri locali) oltre all'inflazione prevista dalla regolazione vigente.

I **ricavi Estero** decrescono di € 2,7 milioni essenzialmente dovuti alle minori attività svolte da Aguazul Bogotà.

I **ricavi da conferimento rifiuti e gestione discarica** sono aumentati di € 3,0 milioni. L'andamento del periodo è caratterizzato dall'aumento sia delle quantità conferite in particolare da agricoltura e compostaggio che dal prezzo medio.

I **ricavi da prestazioni a clienti** diminuiscono di € 1,5 milioni principalmente per effetto di alcuni eventi con segno opposto:

- ✓ maggiori nuove realizzazioni per l'Illuminazione Pubblica di Roma Capitale in conseguenza delle maggiori attività di progettazione e realizzazione nuovi impianti svolte nel corso del 2014;
- ✓ della diminuzione della commercializzazione dei pannelli fotovoltaici ed installazione presso terzi degli stessi per € 1,5 milioni;
- ✓ della diminuzione dei ricavi per lavori effettuati presso terzi per € 5,6 milioni.

I **contributi di allacciamento** risultano sostanzialmente in linea con il precedente esercizio.

2. Altri ricavi e proventi - € 106,7 milioni

Evidenziano una crescita di € 21,2 milioni. Di seguito il dettaglio:

€ migliaia	31.12.2014	31.12.2013 <i>Restated</i>	Variazione	Variazione %
Contributi da Enti per TEE	36,7	0,4	36,3	9.075,0%
Sopravvenienze attive	25,4	35,2	(9,8)	(27,9%)
Altri ricavi	11,1	18,3	(7,3)	(39,3%)
Rimborsi per danni, penalità e rivalse	7,7	7,4	0,3	4,0%
Conto energia	5,0	5,4	(0,3)	(7,4%)
Proventi da prelievi fraudolenti	5,4	0	5,4	100,0%
Contributo statale ex DPCM 23/04/04	4,9	7,9	(3,0)	(37,9%)
Contributi regionali	2,1	1,8	0,3	16,7%
Proventi da utenze	2,4	1,5	0,8	60,0%
Personale distaccato	1,5	2,0	(0,5)	(25,0%)
Proventi immobiliari	1,7	1,7	0	(0,5%)
Margine IFRIC 12	1,2	0,9	0,3	35,9%
Riaddebito oneri per cariche sociali	1,1	1,5	(0,4)	(24,2%)
Plusvalenze da cessione beni	0,3	0,3	0	0,0%
Premi da continuità del servizio	0,2	1,1	(0,9)	(81,4%)
Altri ricavi e proventi	106,7	85,4	21,2	24,8%

La variazione rispetto al 31 dicembre 2013 è determinata seguenti effetti contrapposti:

- (i) iscrizione di € 36,7 milioni di contributi da Enti per TEE relativi per € 28,3 milioni alla stima del contributo tariffario da annullamento spettante ad ACEA Distribuzione in relazione all'assolvimento degli obblighi 2013 e 2014 e per € 8,4 milioni al rilascio del fondo oneri stanziato nel 2013 a copertura dei costi di acquisto dei titoli sostenuti nel periodo di osservazione per fronteggiare il citato obbligo regolatorio di efficienza energetica;
- (ii) riduzione delle voci sopravvenienze attive e altri ricavi rispettivamente per € 9,8 milioni e € 7,3 milioni;
- (iii) iscrizione di ricavi per prelievi fraudolenti come da delibera n. 637/2013 dell'AEEGSI per € 5,4 milioni;
- (iv) diminuzione di € 3,0 milioni del contributo riconosciuto dallo Stato italiano ad integrazione dei ricavi derivanti dai servizi forniti allo Stato Città del Vaticano. La variazione è determinata dal diverso trattamento di tale contributo nella determinazione del Vincolo ai Ricavi Garantiti (VRG) di ACEA Ato2;
- (v) diminuzione per € 0,9 milioni del premio per continuità del servizio riconosciuto dall'AEEGSI ad ACEA Distribuzione.

Costi operativi consolidati - € 2.339,3 milioni

Essi sono composti come risulta dalla tabella che segue.

€ milioni	31.12.2014	31.12.2013 Restated	Variazioni	Variazioni %
Costo del lavoro	229,5	238,3	(8,8)	(3,7%)
Costi esterni	2.109,8	2.405,7	(295,9)	(12,3%)
Costi operativi consolidati	2.339,3	2.644,0	(304,7)	(11,5%)

3. Costo del lavoro - € 229,5 milioni

L'incremento del costo del lavoro, al lordo dei costi capitalizzati, si attesta a € 9,4 milioni ed è influenzato dal rilascio parziale avvenuto nel corso del primo trimestre 2013, degli importi accantonati a fronte di DPO e Premi destinati a Dirigenti e Quadri in quanto gli obiettivi assegnati furono raggiunti solo in parte.

Influenza la variazione anche l'aumento salariale derivante dai rinnovi contrattuali del 2013.

Per quanto riguarda i costi capitalizzati si segnala un incremento di € 18,1 milioni, determinato sostanzialmente dalle società idriche, dall'area reti e dalla capogruppo. Tale incremento discende dall'elevato impegno dedicato dal personale delle Società del Gruppo al Progetto Acea2.0 nonché dalla revisione delle modalità di capitalizzazione dei costi interni.

L'andamento per Area Industriale, al lordo dei costi capitalizzati, è evidenziato dalla tabella che segue:

€ milioni	31.12.2014	31.12.2013 Restated	Variazioni	Variazioni %
Area Ambiente	11,2	10,7	0,5	4,7%
Area Energia	23,3	26,0	(2,7)	(10,4%)
Area Idrico	115,2	114,2	1,0	0,9%
Area Reti	88,5	87,1	1,4	1,6%
Capogruppo	57,3	51,2	6,2	12,1%
Totale Costo del lavoro al lordo dei capitalizzati	298,6	289,2	9,4	3,3%

4. Costi esterni - € 2.109,8 milioni

Tale voce presenta un decremento complessivo di € 295,9 milioni (- 12,3%) in quanto erano € 2.405,7 milioni al 31 dicembre 2013.

€ migliaia	31.12.2014	31.12.2013 Restated	Variazioni	Variazioni %
Energia, gas e combustibili	1.746,5	2.042,1	(295,6)	(14,5%)
Materie	27,5	28,4	(0,9)	(3,1%)
Servizi	234,9	229,0	5,9	2,6%
Canoni di concessione	43,1	41,0	2,1	5,2%
Godimento Beni di terzi	23,9	23,8	0,1	0,4%
Oneri diversi di Gestione	33,9	41,4	(7,5)	(18,2%)
Costi operativi consolidati	2.109,8	2.405,7	(295,9)	(12,3%)

I **costi per acquisto di energia, gas e combustibili** ammontano ad € 1.746,5 milioni in diminuzione rispetto allo scorso anno di € 295,6 milioni. Tale diminuzione si riferisce principalmente ai minori costi per l'approvvigionamento dell'energia elettrica per il mercato tutelato, libero ed i relativi costi di trasporto (- € 318,0 milioni). Tale riduzione è data dall'effetto combinato derivante dalla minore energia elettrica distribuita e venduta, nonché dal suo diverso mix quantità/prezzi nei mesi e nelle fasce orarie; tali effetti sono parzialmente compensati **ii)** dai costi iscritti verso Cassa Conguaglio relativamente ai TEE in portafoglio di ACEA Distribuzione a copertura dell'obbligo 2013 e 2014 (+ € 30,6 milioni).

I **costi per acquisto di materie** ammontano a € 27,5 milioni ed evidenziano una diminuzione di € 0,9 milioni.

I **costi per servizi** sono pari ad € 234,9 milioni in aumento rispetto allo scorso anno di € 5,9 milioni. Tale andamento risente principalmente: **i)** dell'incremento delle prestazioni tecniche e servizi di consulenza per € 7,9 milioni, **ii)** del decremento delle spese assicurative, delle spese telefoniche e delle spese pubblicitarie per € 4,4 milioni, **iii)** dell'incremento delle spese per servizi generali per € 4,7 milioni e **iv)** della diminuzione dei costi per lavori eseguiti in appalto per € 3,2 milioni.

I **canoni di concessione** aumentano di € 2,1 milioni ed è correlato principalmente ai maggiori oneri sostenuti da ACEA Ato2 (+ € 1,9 milioni).

I **costi per godimento beni di terzi** ammontano a € 23,9 milioni e sono sostanzialmente in linea con lo scorso esercizio (erano € 23,8 milioni).

Gli **oneri diversi di gestione** ammontano ad € 33,9 milioni e decrescono di € 7,5 milioni rispetto al 2013. La variazione risente delle minori spese generali e sopravvenienze passive relativi a costi di esercizi precedenti.

5. Proventi / (Oneri) netti da gestione rischio *commodity* - € 0,0 milioni

Al 31 dicembre 2014 la variazione della valutazione a *Fair Value* dei contratti finanziari è pressoché pari a € 0,0 milioni.

Il portafoglio degli strumenti finanziari in *hedge accounting* rappresenta la componente predominante rispetto al totale del portafoglio in essere.

Per maggiori dettagli si rinvia a quanto illustrato nel paragrafo "*Informativa integrativa sugli strumenti finanziari e politiche di gestione dei rischi*" del Bilancio Consolidato 2014.

6. Proventi/(Oneri) da partecipazioni di natura non finanziaria - € 18,8 milioni

La voce rappresenta il risultato consolidato secondo *l'equity method* ricompreso tra le componenti che concorrono alla formazione del Margine Operativo Lordo consolidato. Di seguito è riportato il dettaglio della sua composizione:

€ milioni	31.12.2014	31.12.2013 Restated	Variazione
MOL	125,7	122,3	3,4
Ammortamenti, svalutazioni e accantonamenti	(82,4)	(71,1)	(11,3)
Gestione finanziaria	(9,7)	2,0	(11,7)
Imposte	(14,8)	(22,9)	8,1
Proventi da partecipazioni di natura non finanziaria	18,8	30,3	(11,5)

Il decremento rispetto al 31 dicembre 2013 discende principalmente:

- ✓ per quanto riguarda il Margine Operativo Lordo, dall'iscrizione nel 2013 di maggiori ricavi (€ 12.800 mila) di competenza del 2012 con particolare riferimento alla componente FNI (Fondo Nuovi Investimenti) approvata dagli Enti d'Ambito nel corso del 2013;
- ✓ per quanto riguarda la gestione finanziaria dall'iscrizione nel 2013 del provento finanziario di € 14.389 mila derivante dall'attualizzazione del debito di GORI verso la Regione Campania: si ricorda che nel mese di giugno 2013 GORI, l'Ente d'Ambito e la Regione Campania hanno sottoscritto un Accordo avente ad oggetto, tra l'altro, la determinazione in € 212 milioni (quota Gruppo € 78,6 milioni) della debitoria relativa all'acquisto di acqua nonché la definizione di un piano di rientro di durata ventennale con l'applicazione di interessi a partire dall'undicesimo anno.

Al netto di tali effetti straordinari l'andamento del periodo è sostanzialmente in linea con quello del 2013.

7. Ammortamenti, Accantonamenti e Svalutazioni - € 327,3 milioni

€ milioni	31.12.2014	31.12.2013 Restated	Variazioni	Variazioni %
Ammortamenti immateriali e materiali	203,5	194,8	8,8	4,5%
Svalutazione crediti	110,2	79,6	30,6	38,5%
Accantonamento per rischi	13,6	37,8	(24,3)	(64,1%)
TOTALE	327,3	312,2	15,1	4,8%

Gli **ammortamenti** sono pari a € 203,5 milioni, in aumento di € 8,8 milioni (+ 4,5%). Tale incremento è riferibile ai maggiori ammortamenti delle immobilizzazioni immateriali e materiali in conseguenza della normale dinamica degli investimenti. La voce include anche le riduzioni di valore operate su alcuni asset quali l'impianto di Paliano coinvolto dall'incendio del 2013 e gli impianti fotovoltaici in conseguenza della diminuita redditività causata dal decreto spalma-incentivi.

Le **svalutazioni dei crediti** ammontano ad € 110,2 milioni e crescono di € 30,6 milioni principalmente per i maggiori accantonamenti effettuati dalle società dell'Area Energia (+ € 13,9 milioni) e quelle dell'Area Idrico (+ € 12,4 milioni).

Gli **accantonamenti** al fondo rischi, al netto per rilascio di esuberanza dei fondi, ammontano ad € 13,6 milioni (- 64,1% rispetto allo scorso anno). La diminuzione è da imputare all'effetto combinato di eventi che hanno segno opposto: **i)** l'incremento dato dagli accantonamenti per esodo e mobilità (+ € 3,6 milioni rispetto al 2013) e per rischi fiscali (+ € 2,1 milioni rispetto al 2013) e **ii)** il decremento dovuto al rilascio di fondi rischi di ACEA Ato5 per € 18,8 milioni per effetto del venir meno dello stanziamento appostato relativo alle potenziali passività derivanti dalla questione di legittimità delle tariffe applicate dalla società per gli esercizi 2006 - 2010.

Si segnala infine che nel bilancio 2013 era stato accantonato l'onere derivante dall'acquisto dei titoli di efficienza energetica la cui stima era pari a € 8,4 milioni. Tale onere quest'anno viene iscritto tra i costi operativi.

8. (Oneri) e Proventi Finanziari - € (101,2) milioni

Gli **oneri finanziari netti** ammontano ad € 101,2 milioni e aumentano di € 1,9 milioni. In particolare, tale andamento deriva da maggiori oneri finanziari per € 2,9 milioni e maggiori proventi per € 1,1 milioni. I maggiori oneri derivano dall'effetto combinato dell'aumento degli interessi su

prestiti obbligazionari e dai minori interessi **i)** sull'indebitamento a breve, medio e lungo termine e **ii)** minori commissioni su crediti ceduti.

9. (Oneri) e Proventi da Partecipazioni - € 0,5 milioni

Si riferiscono al risultato del consolidamento secondo il metodo del patrimonio netto di alcune società del Gruppo, con particolare riferimento ad Agua de San Pedro, GEAL, Sienergia e Marco Polo in liquidazione. Con riferimento a quest'ultima si segnala che la voce accoglie il riversamento di una parte dei fondi rischi all'uopo accantonato rivelatosi eccedente per € 2,3 milioni.

10. Imposte sul reddito - € 120,9 milioni

Il carico fiscale dell'esercizio è stimato pari complessivamente a € 120,9 milioni contro € 105,8 milioni del 31 dicembre 2013.

L'incremento complessivo registrato al 31 dicembre 2014, pari a € 15,1 milioni, deriva dall'effetto combinato dell'incremento dell'utile ante imposte e dall'onere di € 17 milioni derivante dal ricalcolo dell'imposizione differita sull'addizionale IRES dovuto alla pubblicazione della sentenza della Corte Costituzionale che ha dichiarato l'incostituzionalità dell'imposta a decorrere dal periodo d'imposta 2015. Il *tax rate* del 2014 si attesta al 41,7% (40,8% nel 2013).

Risultati Patrimoniali e Finanziari del Gruppo ACEA

Rif Nota	GRUPPO ACEA STATO PATRIMONIALE (importi in milioni di €)	31.12.2014 (a)	31.12.2013 <i>Restated</i> (b)	Variazioni (a) - (b)	Variazioni %
	ATTIVITA' E PASSIVITA' NON CORRENTI	3.681,6	3.559,7	121,9	3,4%
10	Immobilizzazioni materiali/immateriali	3.669,4	3.551,5	117,9	3,3%
11	Partecipazioni	227,2	215,3	12,0	5,6%
12	Altre attività non correnti	340,2	357,7	(17,5)	(4,9%)
13	Tfr e altri piani a benefici definiti	(118,0)	(106,9)	(11,1)	10,4%
14	Fondi rischi e oneri	(165,9)	(203,4)	37,5	(18,4%)
15	Altre passività non correnti	(271,3)	(254,5)	(16,8)	6,6%
	CIRCOLANTE NETTO	(90,1)	95,8	(185,9)	(194,1%)
16	Crediti correnti	1.259,9	1.346,6	(86,6)	(6,4%)
17	Rimanenze	29,2	33,8	(4,5)	(13,4%)
18	Altre attività correnti	241,3	203,4	37,9	18,6%
19	Debiti correnti	(1.249,4)	(1.207,6)	(41,8)	3,5%
20	Altre passività correnti	(371,2)	(280,3)	(90,9)	32,4%
	CAPITALE INVESTITO	3.591,5	3.655,5	(64,0)	(1,8%)
21	INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO	(2.089,1)	(2.248,6)	159,5	(7,1%)
	Crediti finanziari medio lungo termine	34,3	34,8	(0,5)	(1,4%)
	Debiti finanziari a medio lungo termine	(3.040,7)	(2.360,9)	(679,8)	28,8%
	Crediti finanziari a breve termine	89,4	115,6	(26,2)	(22,7%)
	Disponibilità liquide	1.018,0	563,1	454,9	80,8%
	Debiti finanziari a breve termine	(190,1)	(601,2)	411,2	(68,4%)
22	Totale Patrimonio Netto	(1.502,4)	(1.406,8)	(95,6)	6,8%
	COPERTURE	(3.591,5)	(3.655,5)	64,0	(1,8%)

Importi in milioni di Euro

Lo Stato Patrimoniale sopra riportato è stato riclassificato mostrando le voci del capitale investito e le corrispondenti coperture finanziarie.

In particolare è stato sommato il valore netto delle attività immobilizzate al valore del circolante netto costituito dalle voci dei crediti correnti, degli altri crediti, delle rimanenze, dei debiti correnti e la parte a breve dei debiti a lungo termine.

Il valore ottenuto di capitale investito è confrontato con i corrispondenti valori relativi ai mezzi propri ed alla posizione finanziaria netta evidenziando in tal modo il peso delle coperture.

Al 31 dicembre 2014, la situazione patrimoniale del Gruppo ACEA evidenzia una riduzione del capitale investito rispetto al 31 dicembre 2013 *restated*, pari a € 64,10milioni (- 1,8%). Tale variazione è il risultato netto generato dell'aumento che si registra sia nell'attivo fisso netto (+ € 121,9 milioni), mitigato dalla riduzione registrata nel capitale circolante netto (- € 185,9 milioni).

Attività e passività non correnti - € 3.681,6 milioni

Rispetto al 31 dicembre 2013, registrano una crescita complessiva di € 121,9 milioni (+ 3,4%) e di seguito ne viene illustrata la composizione.

11. Immobilizzazioni materiali/immateriali - € 3.669,4 milioni

Aumentano rispetto alla fine dell'esercizio precedente di € 117,9 milioni (+ 3,3%).

Alla variazione contribuiscono gli investimenti attestatisi ad € 318,6 milioni e gli ammortamenti e svalutazioni pari a € 203,5 milioni; si segnala altresì che, per effetto del consolidamento integrale della società Ecogena, in seguito all'acquisto dell'ulteriore quota di partecipazione detenuta nel capitale della Società, le immobilizzazioni hanno subito un incremento dovuto alla variazione

dell'area di consolidamento pari a € 13,7 milioni. La restante parte è da attribuire alla maturazione dei certificati verdi di competenza dell'esercizio, corrispondenti a € 5,6 milioni.

La voce accoglie, inoltre, per € 4,3 milioni corrispondenti al valore dei cespiti proventi dall'acquisizione del ramo d'azienda della società Acque Potabili S.p.A. Tale acquisizione è avvenuta in data 29 dicembre 2014 con la sottoscrizione di un Accordo Quadro tra ACEA Ato2, Acque Potabili S.p.A., i Comuni di Canterano, Capranica Prenestina, Gerano, Olevano Romano, Rocca Canterano e Rocca di Papa e la Segreteria Operativa della Conferenza dei Sindaci dell'ATO 2 Lazio Centrale – Roma per il trasferimento della gestione del Servizio idrico integrato nei Comuni sopra richiamati mediante sottoscrizione di contratto di cessione di ramo di azienda (da Acque Potabili ad ACEA Ato2 sottoscritto in data 29 dicembre 2014), ai sensi di quanto previsto dalle Deliberazioni della Conferenza dei Sindaci n. 02/2007 e n. 03/2009 e Comunicazione del 10 luglio 2014.

Conseguentemente, e con efficacia contestuale alla sottoscrizione del contratto di cessione di ramo d'azienda, il Servizio si intende affidato ad ACEA Ato2 in qualità di gestore del SII dell'ATO2 Lazio Centrale – Roma secondo i termini, le condizioni e la durata della Convenzione di gestione del 2002.

Si ricorda altresì la riduzione delle immobilizzazioni di € 13,8 milioni per effetto delle decisioni assunte dalla Conferenza dei Sindaci dell'AATO2 nella seduta del 10 luglio u.s. in merito alle tariffe per il 2014 che prevedono l'adempimento anticipato degli obblighi a carico di ACEA Ato2 derivanti dalla delibera n. 7 del 17 aprile 2012. Si ricorda infatti che tale delibera prevedeva che, in luogo della penalità MALL, il Gestore avrebbe assunto l'obbligazione di effettuare in futuro investimenti a proprio carico per l'importo di € 3,5 milioni all'anno per un periodo di sei anni. La riduzione delle immobilizzazioni ha comportato l'annullamento del Fondo Impegni da Convenzione all'uopo costituito nel 2012.

La tabella che segue evidenzia, per Area Industriale, il livello degli investimenti realizzati nel 2014 confrontati con quelli dell'esercizio 2013.

€ MILIONI	31.12.2014	31.12.2013 <i>RESTATED</i>	VARIAZIONI
AMBIENTE	13,3	12,1	1,2
ENERGIA	19,7	11,4	8,3
<i>PRODUZIONE</i>	<i>11,6</i>	<i>5,2</i>	<i>6,4</i>
<i>ENERGY MANAGEMENT</i>	<i>0</i>	<i>0,2</i>	<i>(0,2)</i>
<i>VENDITA</i>	<i>8,1</i>	<i>6,0</i>	<i>2,2</i>
IDRICO:	148,9	130,0	19,0
<i>ESTERO</i>	<i>0,6</i>	<i>0,2</i>	<i>0,4</i>
<i>LAZIO - CAMPANIA</i>	<i>146,8</i>	<i>129,3</i>	<i>17,6</i>
<i>TOSCANA - UMBRIA</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>
<i>INGEGNERIA</i>	<i>1,5</i>	<i>0,5</i>	<i>1,0</i>
RETI	122,4	103,2	19,2
ACEA	14,2	11,9	2,3
TOTALE INVESTIMENTI	318,6	268,6	50,0

L'**Area Ambiente** aumenta il livello degli investimenti (+ € 1,2 milioni) con particolare riferimento ad ARIA, per effetto degli interventi eseguiti sugli impianti anche in materia di sicurezza e a SAO per gli interventi eseguiti nella discarica e per l'avvio di progetti volti all'ampliamento di un impianto per il trattamento rifiuti.

L'**Area Energia** registra una crescita per € 8,3 milioni da attribuire agli investimenti di Acea Produzione (+ € 1,0 milioni), dagli investimenti realizzati da Ecogena (€ 5,4 milioni), consolidata integralmente a partire dal 1° gennaio 2014 e da quelli effettuati da Acea Energia (€ 8,1 milioni, +

€ 2,2 milioni rispetto al 31 dicembre 2013) prevalentemente rivolti al miglioramento delle performance informatiche.

L'**Area Idrico** ha effettuato, rispetto allo scorso anno, maggiori investimenti per complessivi € 19,0 milioni, prevalentemente attribuibili ad ACEA Ato2, con riferimento a lavori eseguiti per la bonifica ed l'ampliamento delle condotte idriche e fognarie di alcuni comuni, alla manutenzione straordinaria dei eseguita presso i centri idrici.

L'**Area Reti** fa registrare una crescita degli investimenti (+ € 19,2 milioni) in conseguenza delle attività di ampliamento svolte sulla Rete di Alta Tensione e per il rifacimento della rete a Media/Bassa Tensione.

La **Capogruppo** ha aumentato il livello degli investimenti di € 2,3 milioni rispetto a quelli realizzati nel corso del 2013 in ambito di efficientamento delle prestazioni informatiche.

12. Partecipazioni - € 227,2 milioni

Rispetto al 31 dicembre 2013, aumentano di € 12,0 milioni principalmente per effetto della valutazione delle società consolidate con il metodo del patrimonio netto a partire dal 1° gennaio 2014 in seguito all'applicazione del principio IFRS 11.

Contribuisce all'incremento di tale voce anche la valutazione della società Marco Polo (+ € 2,3 milioni) per la quale si prevede una positiva chiusura della fase di liquidazione.

13. Altre attività non correnti - € 340,2 milioni

Il saldo di tale voce è riepilogato come segue:

€ milioni	31.12.2014	31.12.2013 Restated	Variazione
Imposte differite Attive	296,2	309,0	(12,7)
Crediti verso altri	43,0	46,9	(3,9)
Ratei/Risconti Attivi	1,0	1,8	(0,8)
Totale Attività non correnti	340,2	357,7	(17,5)

Rispetto al 31 dicembre 2013 registrano una riduzione di € 17,5 milioni (- 4,9%), prevalentemente attribuibile ai minori stanziamenti di **imposte differite attive** rispetto alla fine dell'esercizio precedente (- € 12,7 milioni). Tale riduzione è prevalentemente attribuibile al mutato regime fiscale delle svalutazioni dei crediti.

I **crediti verso altri**, ammontano a € 43,0 milioni (- € 3,9 milioni) e rappresentano il complesso degli investimenti effettuati, fino al 31 dicembre 2010, nell'ambito del contratto di servizio di Illuminazione Pubblica: tali crediti sono stati iscritti in conseguenza dell'applicazione dell'IFRIC 12 con il metodo finanziario al citato servizio.

I **risconti e ratei attivi**, si riducono di € 0,9 milioni e si riferiscono prevalentemente ai premi di assicurazioni pagati in via anticipata, a canoni di locazione, di manutenzione e demaniali.

14. TFR e altri piani a benefici definiti - € 118,0 milioni

Lo stock al 31 dicembre 2014 registra una crescita di € 11,1 milioni, prevalentemente per effetto di:

- + € 3,1 milioni riferiti al Fondo TFR,

- + € 8,0 milioni riferiti alle agevolazioni tariffarie, mensilità aggiuntive e piani di incentivazione a lungo termine.

La variazione risente oltre che dell'accantonamento, che in seguito alla riforma del TFR è rappresentativo del TFR dei dipendenti fino al 31 dicembre 2006, dall'impatto derivante dalla revisione del tasso di attualizzazione utilizzato per la valutazione in base allo IAS19 (dal 3,17% del 2013 all' 1,49% di quest'anno), che ha comportato un aumento della passività per effetto della rideterminazione degli utili e perdite attuariali (€ 15,2 milioni) contabilizzate nel prospetto di "Other Comprehensive Income" (OCI).

15. Fondo rischi e oneri - € 165,9 milioni

Rispetto all'esercizio precedente, registra una variazione in diminuzione di € 37,5 milioni che deriva principalmente dagli accantonamenti al netto dei rilasci per esuberanza del periodo (€ 13,5 milioni) al netto degli utilizzi ed altri movimenti (complessivamente pari a € 51,0 milioni).

La tabella di seguito riportata dettaglia la composizione del fondo rischi per natura.

Natura del fondo	31.12.2013 Restated	Accantonamenti	Rilascio fondi per esuberanza	Utilizzi e altri movimenti	31.12.2014
Rischi regolatori	65,8	4,1	(18,8)	(4,6)	46,6
Post mortem	26,4	0,0	(1,9)	(1,3)	23,1
Legale	17,7	2,7	0,0	(0,0)	20,4
Altri rischi ed oneri	20,4	2,6	0,0	(13,9)	9,2
Fondo ripristino efficienza impianti	1,4	0,0	(1,4)	0,0	0,0
Partecipate	9,3	0,1	0,0	0,2	9,7
Rischi contributivi	6,6	0,1	0,0	(0,1)	6,6
Esodo e mobilità	2,0	19,0	0,0	(18,3)	2,7
Fiscali	2,7	2,4	0,0	(0,5)	4,6
TOTALE	152,3	31,1	(22,1)	(38,5)	122,8
Fondo Oneri di Ripristino	38,6	4,5	0,0	0,0	43,1
Impegni da convenzioni	12,5	0,0	0,0	(12,5)	0,0
TOTALE FONDO	203,4	35,6	(22,1)	(51,0)	165,9

Le principali variazioni si riferiscono sostanzialmente:

- al fondo impegni da convenzione per l'annullamento del fondo stanziato da ACEA Ato2 nel 2012 per fronteggiare l'obbligazione relativa alla penalità MALL, che è stato azzerato in conseguenza delle decisioni assunte dalla Conferenza dei Sindaci dell'AATO2 nella seduta del 10 luglio 2014 in merito alle tariffe per il 2014. La proposta tariffaria elaborata dalla Segreteria Tecnica Operativa prevede la riduzione degli incrementi patrimoniali 2012 (a base delle tariffe 2014) dell'ammontare degli investimenti che il Gestore è tenuto a realizzare a proprio carico adempiendo così anticipatamente agli obblighi derivanti dalla delibera 7 del 17 aprile 2012,
- al fondo rischi regolatori stanziato nel 2013 per la stima dell'onere derivante dall'acquisto e/o produzione dei titoli di efficienza energetica utili per l'annullamento dell'obiettivo assegnato ad ACEA Distribuzione ed utilizzato completamente (€ 8,4 milioni) in conseguenza dell'acquisto di un quantitativo di titoli sufficienti ad assolvere l'obbligo,
- al fondo rischi regolatori che subisce una riduzione di € 19,2 milioni, essenzialmente per effetto (i) della definizione, ex delibera n° 163/2014/R/idr del 3 aprile 2014, della passività relativa alla restituzione della remunerazione del capitale investito 2011 dovuta da ACEA Ato2 ai propri utenti e (ii) dal rilascio del fondo rischi stanziato da ACEA Ato5 per fronteggiare l'eventuale mancato riconoscimento dei conguagli tariffari relativi al periodo 2006 – 2011 (€ 18,8 milioni),
- al fondo rischi per controversie di natura legale che aumenta di € 2,7 milioni per effetto degli accantonamenti previsti nel corso dell'anno,
- al fondo oneri di ripristino che cresce di € 4,5 milioni in seguito agli accantonamenti effettuati nel 2014 e relativi agli oneri necessari al mantenimento in buono stato dell'infrastruttura utilizzata nell'ambito della gestione del servizio idrico.

16. Altre passività non correnti - € 271,3 milioni

Rispetto al 31 dicembre 2013, crescono di € 16,8 milioni (+ 6,6%).

La voce è composta come segue:

€ milioni	31.12.2014	31.12.2013 Restated	Variazione
Acconti da utenti e clienti	102,5	91,4	11,1
Contributi in conto impianti	18,3	16,8	1,5
Contributi di allacciamento idrici	24,7	25,3	(0,6)
Fondo imposte differite	93,3	93,0	0,3
Ratei e risconti passivi	32,6	28,0	4,6
TOTALE	271,3	254,5	16,8

Nella voce **Acconti** è compreso: **i)** l'ammontare dei depositi cauzionali e anticipo consumi delle società idriche e **ii)** l'ammontare degli acconti relativi alle passività per anticipi su consumi di energia elettrica, corrisposti dai clienti del servizio di Maggiore Tutela, fruttiferi di interessi alle condizioni previste dalla normativa emanata dall'AEEGSI (deliberazione n. 204/99).

La variazione è attribuibile prevalentemente al deposito cauzionale fatturato da ACEA Ato5 agli utenti, così come stabilito dalla deliberazione dell'AEEGSI n. 86/2013/R/IDR del 28 febbraio 2013, modificata dall'articolo 34 Allegato A della deliberazione della medesima Autorità n. 643/2013/R/IDR del 27 dicembre 2013. Tale deposito verrà restituito agli utenti finali alla cessazione degli effetti del contratto di somministrazione, maggiorato in base al saggio degli interessi legali.

I **contributi in conto impianti** e quelli di **allacciamento idrici** registrano un incremento netto complessivo di € 0,8 milioni.

Il **fondo imposte differite** registra un incremento complessivo di € 0,3 milioni rispetto al 31 dicembre 2013.

I **ratei e risconti passivi**, pari a € 32,6 milioni, si riferiscono principalmente ai contributi ricevuti, rilasciati a conto economico in misura pari all'ammortamento generato dall'investimento a cui essi sono collegati. In particolare è allocato in tale voce il contributo ricevuto da ACEA Distribuzione a fronte dell'attività di sostituzione dei misuratori elettromeccanici con misuratori elettronici (delibera AEEGSI 292/06).

Circolante netto - (€ 90,1 milioni)

E' negativo e diminuisce rispetto al 31 dicembre 2013 di € 185,9 milioni e si compone come di seguito esposto.

€ milioni	31.12.2014 (a)	31.12.2013 Restated (b)	Variazione (a-b)
Crediti correnti	1.259,9	1.346,6	(86,6)
- di cui utenti/clienti	1.163,0	1.244,4	(81,4)
- di cui Roma Capitale	67,2	69,6	(2,4)
Rimanenze	29,2	33,8	(4,5)
Altre attività correnti	241,3	203,4	37,9
Debiti correnti	(1.249,4)	(1.207,6)	(41,8)
- di cui Fornitori	(1.130,2)	(1.114,1)	(16,1)
- di cui Roma Capitale	(116,7)	(85,6)	(31,1)
Altre passività correnti	(371,2)	(280,3)	(90,9)
Totale	(90,1)	95,8	(185,9)

17. Crediti correnti - € 1.259,9 milioni

Si compongono come esposto nella tabella seguente:

€ milioni	31.12.2014	31.12.2013 Restated	Variazione
Crediti verso clienti	1.163,0	1.244,4	(81,4)
Crediti verso Roma Capitale	67,2	69,6	(2,4)
Crediti verso controllate e collegate	29,7	32,5	(2,8)
Totale Crediti Commerciali	1.259,9	1.346,6	(86,6)

Crediti verso utenti e clienti

Rispetto alla fine dell'esercizio precedente si riducono di € 84,0 milioni. Di seguito si illustra l'andamento per Area Industriale rispetto alla fine del 2013:

€ milioni	31.12.2014			31.12.2013 Restated			Variazioni		
	Utenti (a)	Clienti (b)	Totale	Utenti (c)	Clienti (d)	Totale	Utenti (a)-(c)	Clienti (b)-(d)	Totale
Ambiente	0,0	29,7	29,7	0,0	27,6	27,6	0,0	2,1	2,1
Energia	584,8	59,2	644,0	570,2	57,3	627,5	14,6	1,9	16,5
Idrico	375,0	31,3	406,3	417,5	38,7	456,2	(42,4)	(7,4)	(49,8)
Reti	6,2	37,5	43,6	39,9	49,2	89,1	(33,7)	(11,8)	(45,5)
Corporate	0,0	39,3	39,3	0,0	44,0	44,0	0,0	(4,6)	(4,6)
Totale	966,0	197,0	1.163,0	1.027,6	216,8	1.244,4	(61,6)	(19,8)	(81,4)

Si informa che nel corso dell'esercizio 2014 sono stati ceduti pro-soluto crediti per un ammontare complessivo pari a € 1.478,1 milioni. Di seguito si fornisce il dettaglio per Area Industriale.

€ milioni	31.12.2014	di cui Pubblica Amministrazione
Area Energia	620,9	22,9
Area Idrico	430,5	44,6
Area Reti	426,7	81,9
Totale	1.478,1	149,3

In riferimento alle principali variazioni dei crediti verso utenti e clienti, si informa che:

- ✦ L'[Area Ambiente](#) accresce lo stock dei crediti per complessivi € 2,1 milioni prevalentemente attribuibili alle Società ARIA e SAO,
- ✦ L'[Area Energia](#) registra una crescita dei crediti sia verso gli utenti che i clienti di complessivi € 16,5 milioni rispetto allo stock iscritto al 31 dicembre 2013, attribuibile per € 12,1 milioni ad Acea Energia e per € 6,3 milioni ad Acea Produzione; contribuisce alla variazione complessiva Ecogena (+ € 3,1 milioni) per effetto del consolidamento con il metodo integrale a partire dal 1° gennaio 2014 ed Umbria Energy (- € 5,7 milioni),
- ✦ L'[Area Idrico](#) riduce lo stock di € 49,8 milioni. La variazione deriva sostanzialmente dall'effetto netto prodotto dalle emissioni dei conguagli tariffari 2012 e dalle cessioni effettuate nel corso dell'esercizio da ACEA Ato2 che complessivamente comporta una variazione complessiva pari a € 80,4 milioni, parzialmente mitigato dalla crescita dei crediti per fatture da emettere di ACEA Ato5,
- ✦ L'[Area Reti](#) riduce lo stock dei crediti per complessivi € 45,5 milioni, attribuibili all'effetto prodotto dalla riduzione registrata da ARSE per € 12,0 milioni e quella dei crediti di ACEA Distribuzione per € 34,5 milioni,
- ✦ la [Capogruppo](#) registra una riduzione di € 4,6 milioni, prevalentemente attribuibile ai rapporti con il Comune di Napoli, nel quale viene svolto in ATI il servizio di gestione dell'illuminazione pubblica. Lo stock dei crediti al 31 dicembre 2014, pari a € 39,3 milioni, comprende i crediti in

contestazione per € 20,5 milioni che riguardano la nota controversia con lo Stato Città del Vaticano.

Crediti verso controllante Roma Capitale

I crediti commerciali verso Roma Capitale al 31 dicembre 2014 ammontano complessivamente ad € 67,2 milioni (al 31 dicembre 2013 erano pari ad € 69,6 milioni).

L'ammontare complessivo dei crediti, inclusi quelli finanziari derivanti dal contratto di pubblica illuminazione sia a breve che a medio - lungo termine, è di € 162,2 milioni contro € 154,0 milioni alla fine del precedente esercizio.

La tabella che segue espone congiuntamente le consistenze scaturenti dai rapporti intrattenuti con Roma Capitale dal Gruppo ACEA, sia per quanto riguarda l'esposizione creditoria che per quella debitoria ivi comprese le partite di natura finanziaria.

Crediti verso Roma Capitale	31.12.2014	31.12.2013 Restated	Variazione
Crediti per utenze	51,3	42,5	8,8
Crediti per lavori e servizi	15,9	19,3	(3,3)
Crediti per servizi v/Comune di Roma	0,6	1,4	(0,8)
Crediti diversi: personale distaccato	0,2	0,3	(0,2)
Totale prestazioni fatturate	68,0	63,5	4,5
Crediti per contributi	2,4	2,4	0,0
Totale prestazioni richieste	70,4	65,9	4,5
Crediti per fatture da emettere: Illuminazione Pubblica	1,0	5,7	(4,7)
Crediti per fatture da emettere: altro	1,5	1,4	0,1
Totale Crediti Prestazioni da fatturare	2,5	7,1	(4,6)
Anticipi	0,0	0,8	(0,8)
Totale Crediti Commerciali	72,9	73,8	(0,9)
Crediti finanziari per illuminazione Pubblica	62,4	50,1	12,3
Totale Crediti Esigibili Entro l'esercizio Successivo (A)	135,3	123,9	11,4

Debiti verso Roma Capitale	31.12.2014	31.12.2013 Restated	Variazione
Debiti per addizionali energia elettrica	(15,2)	(14,8)	(0,4)
Debiti per canone di Concessione	(74,0)	(48,9)	(25,1)
Totale debiti commerciali	(89,2)	(63,7)	(25,5)
Totale Debiti Esigibili entro l'esercizio successivo (B)	(89,2)	(63,7)	(25,5)

Totale (A) - (B)	46,1	60,2	(14,2)
Altri crediti/(debiti) di natura finanziaria	29,4	(0,7)	30,1
v/Controllante Comune di Roma per dividendi	(3,1)	(33,0)	29,8
Crediti finanziari M/L termine per Illuminazione Pubblica	32,6	32,3	0,3
Altri Crediti/(Debiti) di natura commerciale	(12,6)	(5,5)	(7,1)
Saldo Netto	62,9	54,0	8,9

Lo stock dei crediti in essere al 31 dicembre 2014, registra un incremento di € 11.385 mila rispetto all'esercizio precedente in particolare si registra:

- ✚ una crescita dei crediti per utenze pari a € 8.802 mila prevalentemente riferiti ad ACEA Ato2 (€ 6.216 mila). Si fa presente che tale variazione discende dall'incremento del fatturato della Società in conseguenza delle variazioni tariffarie approvate e nonostante Roma Capitale abbia saldato nel 2014 un ammontare superiore di € 7 milioni rispetto ai pagamenti effettuati a tale titolo nel 2013;
- ✚ un aumento dei crediti finanziari per illuminazione pubblica per € 12.268 mila dovuto, principalmente, al contenuto pagamento da parte di Roma Capitale dei crediti maturati in precedenti esercizi (€ 10.514 mila). Si segnala comunque che Roma Capitale ha corrisposto nell'esercizio l'importo di € 60.645 mila relativi alla competenza del periodo gennaio - novembre 2014;
- ✚ un decremento pari ad € 4.316 mila dei crediti commerciali maturati per lavori e servizi dovuto sostanzialmente agli incassi complessivi di € 5.152 mila riferiti ad ACEA per € 1.700 mila e ad ACEA Ato2 per € 2.349 mila.

Nel 2014 il Gruppo ha incassato complessivamente € 163.970 mila; in particolare:

- (i) € 73.512 mila di crediti generati dal contratto di pubblica illuminazione,
- (ii) € 86.575 mila relativi a crediti di utenza idrica ed elettrica di cui € 78.622 mila relativi ad emissioni 2014,
- (iii) € 3.883 mila relativi principalmente a lavori e servizi.

I crediti residui ai 31 dicembre 2014 riferibili ad esercizi precedenti ammontano (esclusa la componente a medio - lungo termine) complessivamente a € 95.954 mila di cui:

- € 34.715 mila per utenze idriche ed elettriche,
- € 41.843 mila relativi al servizio di pubblica illuminazione,
- € 19.396 mila per lavori e servizi.

Sul lato debiti verso Roma Capitale, si rileva una riduzione complessiva di € 639 mila. Tale variazione risiede **i)** nell'aumento per € 25.110 mila della quota maturata nell'esercizio 2014 del canone di concessione; **ii)** nell'incremento degli altri debiti per € 5.527 mila, contrapposti alla **iii)** diminuzione dei debiti per dividendi per € 29.847 mila.

La variazione degli altri debiti discende principalmente dall'aumento del costo di ripristino del manto stradale che, a seguito di una ordinanza di Roma Capitale, è aumentata del 38% con decorrenza 1° gennaio 2014.

In riferimento ai debiti finanziari la riduzione discende sostanzialmente dall'azzeramento, in conseguenza del pagamento (tramite compensazione) dell'acconto sull'utile 2013 deliberato dal Consiglio di Amministrazione di ACEA nel mese di dicembre 2013. Si informa che nel 2014 è stato inoltre pagato (tramite compensazione) anche il dividendo di ACEA a saldo del 2013 per € 18.464 mila.

Crediti verso collegate

Ammontano a € 7,4 milioni e risultano essere sostanzialmente in linea rispetto all'esercizio precedente (erano € 7,3 milioni).

Crediti verso controllate

Ammontano a € 22,4 milioni (€ 25,2 milioni al 31 dicembre 2013) e registrano una riduzione di € 2,8 milioni. Si riferiscono a crediti vantati nei confronti delle società consolidate con il metodo del patrimonio netto in seguito all'applicazione del principio IFRS 11.

18. Rimanenze - € 29,2 milioni

Diminuiscono di € 4,5 milioni rispetto al 31 dicembre 2013 e nella tabella che segue si riepilogano le variazioni per Area Industriale:

€ milioni	31.12.2014	31.12.2013 <i>Restated</i>	Variazione
Area Ambiente	3,4	3,4	0,0
Area Energia	1,5	1,8	(0,3)
Area Idrico	8,4	9,9	(1,5)
Area Reti	15,6	18,3	(2,7)
ACEA	0,3	0,3	0,0
Rimanenze	29,2	33,8	(4,5)

19. Altre attività correnti - € 241,3 milioni

Registrano un aumento complessivo di € 37,9 milioni, pari al 18,6% rispetto all'esercizio precedente e risultano essere composti come di seguito riportato:

€ milioni	31.12.2014	31.12.2013 <i>Restated</i>	Variazione
Crediti verso altri	126,8	101,2	25,5
Ratei e risconti attivi	14,7	10,1	4,6
Crediti tributari	99,8	92,0	7,8
Totale Altri crediti e attività correnti	241,3	203,4	37,9

I **crediti verso altri** ammontano complessivamente a € 126,8 milioni e aumentano di € 25,5 milioni e di seguito si riporta una tabella che ne illustra la composizione e le variazioni intervenute rispetto all'esercizio precedente:

€ milioni	31.12.2014	31.12.2013 <i>Restated</i>	variazione
Crediti verso Cassa Conguaglio per Perequazione Energia	47,3	41,1	6,2
Crediti verso Cassa Conguaglio per CT da annullamento	18,5	0,4	18,1
Altri Crediti Verso Cassa Conguaglio	17,7	1,2	16,5
Crediti finanziari verso Trifoglio immobiliare	10,3	10,3	0,0
Crediti per contributi regionali	6,5	4,3	2,2
Crediti da contributi INPS ai sensi dell'articolo 41, 2° comma, lettera A della Legge 488/1999	6,2	7,1	(0,8)
Crediti verso Equitalia	4,2	4,1	0,0
Altri crediti minori	3,8	2,4	1,4
Depositi cauzionali	3,6	4,1	(0,6)
Crediti verso istituti previdenziali	3,3	3,7	(0,4)
Crediti da cessioni individuali	2,5	2,5	(0,0)
Crediti per anticipi fornitori	1,7	2,2	(0,5)
Credito per rimborso assicurativo	0,7	0,0	0,7
Crediti verso Citelum per incassi Comune di Napoli	0,5	0,0	0,5
Crediti verso Autorità d'Ambito per conguagli Tariffari	0,0	17,9	(17,9)
Totale	126,8	101,2	25,5

La variazione in aumento di € 25,5 milioni rispetto al 31 dicembre 2013 è da imputare principalmente ai seguenti fenomeni:

- l'incremento di € 18,1 milioni relativo ai crediti verso la Cassa Conguaglio per Titoli di Efficienza Energetica in ACEA Distribuzione corrispondenti all'obiettivo di risparmio energetico assegnato dall'Autorità per gli esercizi 2013 e 2014,

- la crescita dei crediti verso cassa conguaglio per € 16,5 milioni, prevalentemente attribuibile ad Acea Energia per effetto della rivisitazione di alcune componenti tariffarie come da delibera dell' Autorità dell'Energia Elettrica, Gas e Sistema Idrico n.670 del 2014,
- all'azzeramento, per riclassifica fra i crediti per utenza, dei crediti verso l'Autorità d'Ambito di ACEA Ato5 pari a € 17,9 milioni, in conseguenza del mutato quadro regolatorio che consente alla Società di fatturare i conguagli pregressi, stabiliti dal Commissario *ad acta*, in tre annualità a partire dal 1° luglio 2014.

I **Ratei e Risconti attivi** ammontano a € 14,7 milioni (€ 10,1 milioni al 31 dicembre 2013) e si riferiscono principalmente a canoni demaniali, canoni di locazione e assicurazioni.

I **crediti tributari**, si attestano a € 99,8 milioni (+ € 7,8 milioni) e comprendono principalmente i crediti IVA per € 55,6 milioni.

20. Debiti correnti - € 1.249,4 milioni

€ milioni	31.12.2014	31.12.2013 Restated	Variazione
Debiti verso fornitori terzi	1.130,2	1.114,1	16,1
Debiti verso controllante Roma Capitale	116,7	85,6	31,1
Debiti verso collegate	2,4	7,2	(4,8)
Debiti verso controllate	0,1	0,7	(0,6)
TOTALE	1.249,4	1.207,6	41,8

Debiti verso fornitori terzi

I debiti verso fornitori ammontano a € 1.130,2 milioni (al 31 dicembre 2013 erano pari a € 1.114,1milioni).

La tabella di seguito illustra la composizione per aree industriali:

€ milioni	31.12.2014	31.12.2013 Restated	variazione
Area Ambiente	38,5	33,4	5,1
Area Energia	471,6	488,9	(17,3)
Area Idrico	247,5	210,6	37,0
Area Reti	318,5	314,7	3,8
ACEA	54,0	66,5	(12,4)
Totale	1.130,2	1.114,1	16,1

Si registra una crescita dei debiti verso fornitori pari a € 16,1 milioni, prevalentemente attribuibile all'aumento dell'Area Idrico.

Debiti verso Controllante Roma Capitale

Ammontano ad € 116,7 milioni e la loro crescita, di € 31,1 milioni, è legata essenzialmente alla maturazione del canone di concessione del servizio idrico integrato di competenza del periodo 2014.

Debiti verso imprese controllate e collegate

Il saldo, pari a € 2,4 milioni, si riduce rispetto al 31 dicembre 2013 di € 4,8 milioni e comprende prevalentemente i debiti derivanti dalla gestione del servizio di Illuminazione Pubblica svolto dalla Società collegata Citelum Napoli Pubblica Illuminazione, nel Comune di Napoli.

21. Altre passività correnti - € 371,2 milioni

Registrano una crescita di € 90,9 milioni (pari al 32,4%). Nella tabella che segue si evidenziano le principali voci che compongono tale saldo nonché la variazione rispetto al 31 dicembre 2013.

€ milioni	31.12.2014	31.12.2013 Restated	Variazione
Altre passività correnti	268,7	217,1	51,6
Debiti Tributarî	83,9	41,2	42,7
Debiti verso Istituti di previdenza e sicurezza	17,5	17,5	0,0
Debiti verso utenti per vincoli tariffari	0,0	1,2	(1,2)
Debiti per derivati su <i>commodities</i>	0,3	0,5	(0,2)
Ratei	0,7	2,8	(2,1)
TOTALE	371,2	280,3	90,9

Le **Altre Passività correnti** ammontano a € 268,7 milioni ed aumentano complessivamente di € 51,6 milioni rispetto al 31 dicembre 2013, in quanto si attestavano a € 217,1 milioni. Di seguito si riporta la tabella che ne illustra la composizione e le variazioni intervenute rispetto all'esercizio precedente:

€ milioni	31.12.2014	31.12.2013 Restated	Variazione
Debiti verso i Comuni per canoni di concessione	51,8	48,6	3,2
Debiti verso Cassa Conguaglio	78,1	31,8	46,3
Debiti per incassi soggetti a verifica	48,6	41,9	6,7
Debiti verso il Personale dipendente	45,3	37,4	7,9
Altri debiti verso i Comuni	14,3	14,5	(0,2)
Debito verso Equitalia	11,1	12,8	(1,7)
Altri debiti	10,0	9,3	(0,7)
Debiti per contributo solidarietà	8,4	12,0	(3,6)
Debito rateizzato INPS	0,0	7,4	(7,4)
Debiti per agg. ambientale Art. 10 Convenzione ATI4 del 13/08/2007	1,1	1,3	(0,2)
Altre passività correnti	268,7	217,1	51,6

Registrano una crescita i debiti verso Cassa Conguaglio e i debiti verso i Comuni per canoni di concessione, con particolare riferimento a quelli maturati da ACEA Ato2 e ACEA Ato5, il tutto parzialmente compensato dalla riduzione dei debiti verso la STO per contributo di solidarietà destinato alle agevolazioni tariffarie per le famiglie disagiate posto a riduzione dei conguagli spettanti per il 2012 e dalla diminuzione del debito rateizzato verso l'INPS, per effetto delle rate liquidate nel corso del periodo. Si segnala inoltre l'aumento dei debiti per incassi soggetti a verifica per € 6,7 milioni e quelli verso il personale dipendente per € 7,9 milioni.

I **debiti tributari** ammontano a € 83,9 milioni (€ 41,2 milioni al 31 dicembre 2013) ed accolgono principalmente il carico fiscale del periodo relativamente all'IVA per € 46,8 milioni e i debiti per IRES per € 30,2 milioni.

I **debiti verso istituti di previdenza e sicurezza sociale** si attestano a € 17,5 milioni, risultano essere invariati rispetto all'esercizio precedente (erano € 17,5 milioni al 31 dicembre 2013) e sono così ripartiti per Aree Industriali:

€ milioni	31.12.2014	31.12.2013 Restated	Variazione
Area Ambiente	0,7	0,6	0,1

€ milioni	31.12.2014	31.12.2013 <i>Restated</i>	Variazione
Area Energia	1,8	1,8	0,0
Area Idrico	6,0	6,0	0,0
Area Reti	5,7	5,9	(0,2)
Capogruppo	3,3	3,2	0,1
Totale	17,5	17,5	0,0

Sono compresi fra i **debiti per derivati su commodities** i *fair value* di alcuni contratti finanziari stipulati da Acea Energia. Tale valore si è attestato al 31 dicembre 2014 a € 0,3 milioni, contro € 0,5 milioni dell'esercizio 2013.

I **ratei e risconti passivi** ammontano a € 0,7 milioni si riducono rispetto al 31 dicembre 2013 di € 2,1 milioni attribuibili prevalentemente ad ACEA Distribuzione.

22. Posizione finanziaria netta - € (2.089,1) milioni

L'indebitamento del Gruppo registra, al 31 dicembre 2014 una riduzione complessiva pari a € 159,5 milioni, passando da € 2.248,6 milioni della fine dell'esercizio 2013 a € 2.089,1 milioni.

Tale flessione riflette gli effetti positivi dell'attuale gestione del capitale circolante (che diminuisce di € 185,9 milioni), particolarmente significativi nell'ultimo trimestre dell'anno, anche per effetto delle fatturazioni dei conguagli pregressi dell'Area Idrico (fatturazione iniziata dal 1° luglio) nonché per i recuperi di fatturazione di Acea Energia.

Il rapporto Indebitamento Finanziario Netto/EBITDA si riduce da 3,3x del 2013 a 2,9x a fine 2014.

La tabella di seguito riportata illustra la composizione delle voci:

€ milioni	31.12.2014	31.12.2013 <i>Restated</i>	Variazione
Attività (Passività) finanziarie non correnti	1,7	2,5	(0,8)
Attività (Passività) finanziarie non correnti infragruppo	32,6	32,3	0,3
Debiti e passività finanziarie non correnti	(3.040,7)	(2.360,9)	(679,8)
Posizione finanziaria a medio - lungo termine	(3.006,4)	(2.326,1)	(680,3)
Disponibilità liquide e titoli	1.018,0	563,1	454,9
Indebitamento a breve verso banche	(58,2)	(371,3)	313,2
Attività (Passività) finanziarie correnti	(103,9)	(139,6)	35,6
Attività (Passività) finanziarie correnti infragruppo	61,5	25,3	36,1
Posizione finanziaria a breve termine	917,3	77,5	839,8
Totale posizione finanziaria netta	(2.089,1)	(2.248,6)	159,5

Posizione finanziaria a medio - lungo termine - € (3.006,4) milioni

Per quanto riguarda tale componente si informa che:

- le attività/(passività) finanziarie non correnti presentano un saldo pari a € 1,7 milioni e si riducono di € 0,8 milioni rispetto al 31 dicembre 2013 (erano € 2,5 milioni),
- le attività/(passività) finanziarie infragruppo si attestano a € 32,6 milioni ed accolgono i crediti finanziari verso Roma Capitale afferenti gli interventi per l'adeguamento degli impianti alla sicurezza ed alla normativa e le nuove realizzazioni così come concepite nell'*addendum* al contratto di Illuminazione Pubblica,
- i debiti e le passività finanziarie non correnti ammontano complessivamente ad € 3.040,7 milioni, aumentano di € 679,8 milioni rispetto al 31 dicembre 2013 e sono composti come riportato nella tabella che segue:

€ milioni	31.12.2014	31.12.2013 Restated	Variazione
Obbligazioni	1.909,1	1.290,8	618,4
Finanziamenti a medio – lungo termine	1.131,6	1.070,1	61,4
Totale	3.040,7	2.360,9	679,8

Obbligazioni - € 1.909,1 milioni

La variazione intervenuta rispetto alla fine dell'esercizio precedente, discende prevalentemente dall'emissione in data 8 luglio 2014, del prestito obbligazionario da € 600 milioni, della durata di 10 anni a valere sul programma EMTN da € 1,5 miliardi deliberato dal Consiglio di Amministrazione in data 10 marzo 2014 e assistito dai *co-arranger*: Banca IMI, BNP Paribas e UniCredit Bank.

La voce pertanto è composta da:

- € 599,2 milioni (comprensivo del rateo di interessi maturato e dei costi annessi alla stipula) relativi al prestito obbligazionario emesso da ACEA a luglio 2014, della durata di 10 anni e tasso fisso, a valere sul programma *Euro Medium Term Notes* (EMTN) da € 1,5 miliardi. La quota di interessi maturata nel periodo è pari a € 7,3 milioni,
- € 601,0 milioni (comprensivo del rateo di interessi maturato e del *fair value* dello strumento di copertura) relativi al prestito obbligazionario emesso da ACEA a settembre 2013, della durata di 5 anni con scadenza il 12 settembre 2018. Il *fair value* dei derivati montati su tale debito è positivo ed è pari a € 1,2 milioni. La quota di interessi maturata nel periodo è pari a € 22,5 milioni,
- € 515,8 milioni (comprensivo del rateo di interessi maturato e del *fair value* dello strumento di copertura) relativi al prestito obbligazionario emesso da ACEA nel mese di marzo 2010, della durata di 10 anni con scadenza il 16 marzo 2020. La quota di interessi maturata nel periodo è pari a € 22,5 milioni,
- € 193,1 milioni (comprensivo del rateo di interessi maturato e del *fair value* dello strumento di copertura) relativi al *Private Placement*. Il *fair value* dello strumento di copertura è negativo per € 45,9 milioni ed è allocato in una specifica riserva di patrimonio netto. In apposita riserva cambio è allocata la differenza di cambio, positiva per € 27,4 milioni, dello strumento coperto calcolato al 31 dicembre 2014. Il cambio alla data del 31 dicembre 2014 si è attestato a € 145,23 contro € 144,72 del 31 dicembre 2013. La quota interessi maturata nel periodo è pari € 3,6 milioni.

Finanziamenti a medio – lungo termine € 1.131,6 milioni (comprensivi delle quote a breve termine - € 1.178,1 milioni)

Registrano una crescita complessiva di € 57,5 milioni, rispetto a € 1.120,5 milioni dell'esercizio 2013, attribuibile all'effetto netto generato dal pagamento delle rate capitali scadute e dalla maturazione dei interessi del periodo, nonché dall'effetto netto prodotto dal rimborso del finanziamento contratto dalla B.E.I. per € 100 milioni a gennaio 2012 e la contestuale stipula di un nuovo finanziamento di € 200 milioni, con scadenza giugno 2030.

Nella tabella che segue viene esposta la situazione dell'indebitamento finanziario a medio – lungo e a breve termine suddiviso per scadenza e per tipologia di tasso di interesse:

Finanziamenti Bancari:	Debito Residuo Totale	Entro il 31.12.2015	dal 31.12.2015 al 31.12.2019	Oltre il 31.12.2019
a tasso fisso	322,5	20,7	83,7	218,1
a tasso variabile	788,2	17,4	410,6	360,1
a tasso variabile verso fisso	67,4	8,3	46,6	12,5
Totale	1.178,1	46,5	540,9	590,7

Il *fair value* degli strumenti derivati di copertura di ACEA è negativo per € 9,0 milioni e si incrementa rispetto al 31 dicembre 2013 di € 0,3 milioni (era negativo per € 8,7 milioni).

Per quanto riguarda, le condizioni dei finanziamenti a medio – lungo termine nonché dei prestiti obbligazionari si rinvia a quanto illustrato nel Bilancio Consolidato 2014.

Posizione finanziaria a breve termine - € 917,3 milioni

La componente a breve termine è positiva e rispetto alla fine dell'esercizio 2013 si evidenzia un miglioramento complessivo di € 839,8 milioni, imputabile principalmente al rimborso dell'obbligazione di € 300 milioni, avvenuta nel corso del mese di luglio, alla crescita delle disponibilità liquide (+ € 454,9 milioni) ed alla riduzione dell'esposizione finanziaria corrente verso terzi e infragruppo (+ € 71,7 milioni).

Le **disponibilità liquide** ammontano complessivamente a € 1.018,0 milioni e crescono complessivamente di € 454,9 milioni, prevalentemente per la variazione registrata nel periodo dalla Capogruppo. Di seguito è illustrata la composizione per Aree Industriali:

€ milioni	31.12.2014	31.12.2013 <i>Restated</i>	Variazioni
Area Ambiente	1,2	2,3	(1,2)
Area Energia	1,5	1,1	0,4
Area Idrico	36,3	18,1	18,1
Area Reti	0,6	0,0	0,6
Capogruppo	978,4	541,5	436,9
Totale	1.018,0	563,1	454,9

L'**indebitamento verso banche a breve** è pari a € 58,2 milioni, si riduce di € 313,2 milioni e si compone come di seguito riportato:

€ milioni	31.12.2014	31.12.2013 <i>Restated</i>	Variazione
Obbligazioni a breve	0,0	306,3	(306,3)
Debiti verso banche per linee di credito a breve	11,7	14,6	(2,9)
Debiti verso banche per mutui - quote a breve	46,5	50,4	(3,9)
Totale	58,2	371,3	(313,2)

Di seguito se ne fornisce la composizione per Area Industriale:

€ milioni	31.12.2014	31.12.2013 <i>Restated</i>	Variazioni
Area Ambiente	4,1	4,0	0,1
Area Energia	7,4	7,7	(0,3)
Area Idrico	3,2	5,4	(2,2)
Area Reti	19,3	19,8	(0,5)
Capogruppo	24,2	334,4	(310,2)
Totale	58,2	371,3	(313,2)

La variazione registrata nel periodo (- € 313,2 milioni) discende principalmente dal rimborso dell'obbligazione di € 300 milioni, in scadenza il 22 luglio 2014.

Si informa che al 31 dicembre 2014 la Capogruppo dispone di linee di credito *uncommitted* e *committed* rispettivamente per € 799 milioni e € 300 milioni, non utilizzate. Per l'ottenimento di tali linee non sono state rilasciate garanzie.

Le linee *committed* sono di tipo *revolving* ed hanno durata contrattuale triennale dal momento della

sottoscrizione. La disponibilità di tali linee scade nel 2015. I contratti stipulati prevedono la corresponsione di una commissione di mancato utilizzo oltre ad una *up front* pagata al momento di stipula delle aperture di credito.

Le **attività e (passività) finanziarie correnti** registrano un saldo al 31 dicembre 2014 che accresce l'indebitamento di € 103,9 milioni (€ 139,6 milioni al 31 dicembre 2013).

Di seguito se ne fornisce la composizione e l'andamento per Area Industriale:

€ milioni	31.12.2014	31.12.2013 <i>Restated</i>	Variazioni
Area Ambiente	(4,1)	(3,3)	(0,8)
Area Energia	(56,6)	(78,0)	21,4
Area Idrico	(45,1)	(22,2)	(23,0)
Area Reti	(8,0)	(20,2)	12,2
ACEA	9,9	(15,9)	25,8
Totale	(103,9)	(139,6)	35,6

La riduzione dell'esposizione debitoria di € 35,6 milioni discende dalla riduzione dei debiti verso i *factor* per la restituzione degli incassi ricevuti a fronte dei crediti ceduti dalle Società dell'Area Energia e Reti (€ 33,6 milioni), parzialmente mitigata dalla variazione legata all'Area Idrico (+ € 23,0 milioni), nonché dalla regolazione dell'acconto sul dividendo 2013, deliberato in data 18 dicembre 2013 dal Consiglio d'Amministrazione di ACEA (€ 26,0 milioni), spettante al mercato.

Si segnala che, con riferimento alla cessione del business fotovoltaico ad RTR Capital a fine 2012, era stato istituito un *escrow account*, corrispondente al valore di alcuni impianti che dovevano essere sottoposti a controlli formali da parte del cedente; in seguito agli esiti positivi delle verifiche effettuate sul principale impianto, già alla fine del mese di giugno è stata svincolata una parte dell'*escrow account* per un valore pari a € 4,9 milioni.

Le **attività e (passività) finanziarie correnti infragruppo** riducono l'indebitamento di € 61,5 milioni e comprendono principalmente l'esposizione netta verso Roma Capitale (€ 59,3 milioni).

La variazione complessiva di € 36,1 milioni, discende principalmente dalla crescita dei crediti finanziari (+ € 12,3 milioni) derivanti dal contratto di servizio per la gestione della pubblica illuminazione nel territorio romano e dalla riduzione del residuo debito per dividendi, iscritto in ossequio alla deliberazione del Consiglio d'Amministrazione del 18 dicembre 2013, dell'acconto sui dividendi 2013. Tale riduzione, pari a € 29,8 milioni, discende dalle compensazioni perfezionate nel corso del periodo con crediti commerciali vantati dal Gruppo nei confronti di Roma Capitale.

23. Patrimonio netto – € 1.502,4 milioni

Le variazioni intervenute nel corso del periodo, pari a € 95,6 milioni, sono analiticamente illustrate nell'apposita tabella.

La variazione, al netto dell'utile di periodo pari a € 162,5 milioni, deriva essenzialmente dalla movimentazione della riserva di *cash flow hedge* relativa agli strumenti finanziari per - € 15,5 milioni (al netto della relativa imposizione fiscale), da quella relativa alla valutazione al *fair value* dei contratti derivati di Acea Energia per + € 0,1 milioni e dalla variazione degli utili e perdite attuariali pari a - € 11,0 milioni. Influenza la variazione anche la distribuzione dei dividendi per € 36,2 milioni.

Contesto di riferimento

Andamento dei mercati azionari e del titolo ACEA

Nel 2014, gli indici delle principali Borse internazionali hanno registrato andamenti divergenti, con significative differenze nelle performance dei singoli mercati e un'accentuata volatilità delle quotazioni nella fase finale dell'anno.

L'andamento dei mercati azionari nel 2014 è stato, inoltre, influenzato anche dalla crisi in Ucraina, dall'intensificarsi dell'azione militare israeliana nella Striscia di Gaza, dall'annuncio da parte della Fed della conclusione delle misure di *Quantitative Easing* e dal crollo del prezzo del petrolio.

BORSA ITALIANA

Si riportano di seguito le variazioni registrate dagli indici della Borsa Italiana: FTSE Italia All Share -0,33%; FTSE MIB +0,23%; FTSE Italia Mid Cap -3,86%.

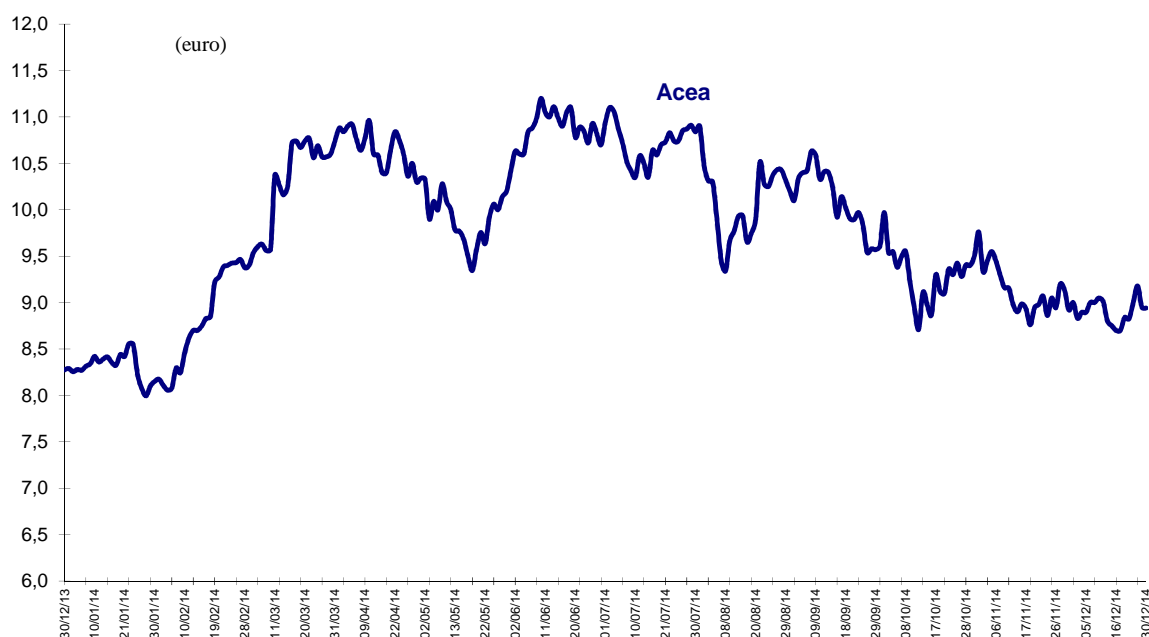
ANDAMENTO DEL TITOLO ACEA

Nel 2014, il titolo ACEA ha "sovraperformato" il mercato in generale, registrando una crescita dell'8,04% rispetto ad una flessione del FTSE Italia Mid Cap del 3,86%.

Il titolo ACEA ha registrato il 30 dicembre 2014 (ultima seduta borsistica dell'anno) un prezzo di riferimento pari a 8,94 euro, corrispondente ad una capitalizzazione di € 1.903,9 milioni. Nel 2014, il valore massimo di 11,20 euro è stato raggiunto il 10 giugno, mentre il valore minimo di 7,995 euro il 28 gennaio.

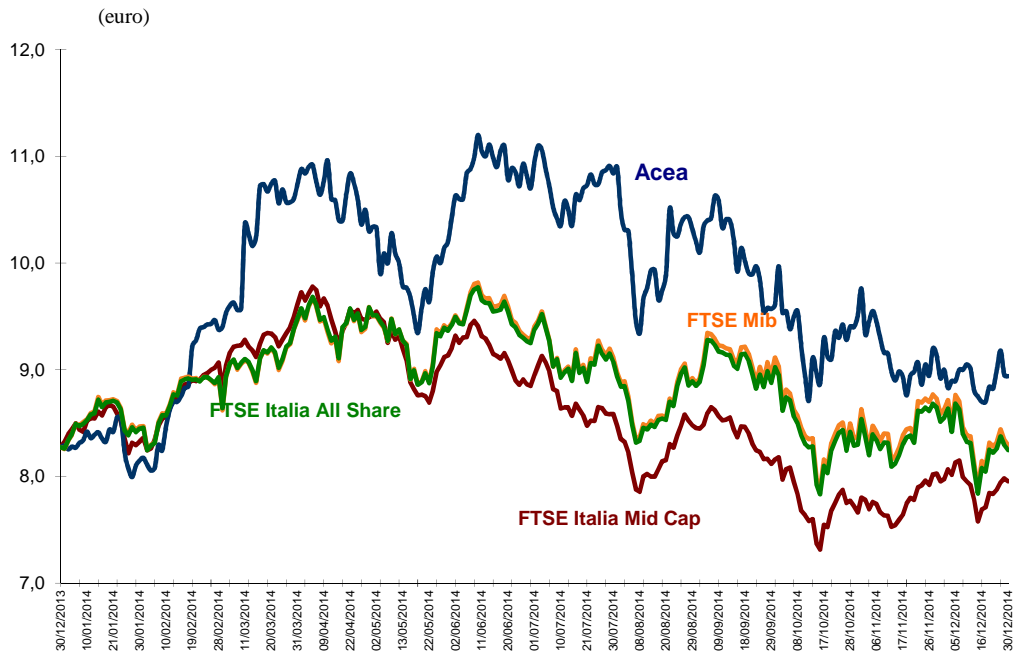
I volumi medi giornalieri sono stati superiori a 110.000.

Nel corso del 2014 sono stati pubblicati oltre 100 studi/note sul titolo ACEA.



(Fonte Bloomberg)

Si riporta di seguito il grafico normalizzato sull'andamento del titolo ACEA confrontato con gli indici di Borsa.



(grafico normalizzato ai valori di Acea – Fonte Bloomberg)

	Var.% 31/12/2014 (rispetto al 31/12/13)
ACEA	+8,04%
FTSE Italia All Share	-0,33%
FTSE Mib	+0,23%
FTSE Italia Mid Cap	-3,86%

(Fonte Bloomberg)

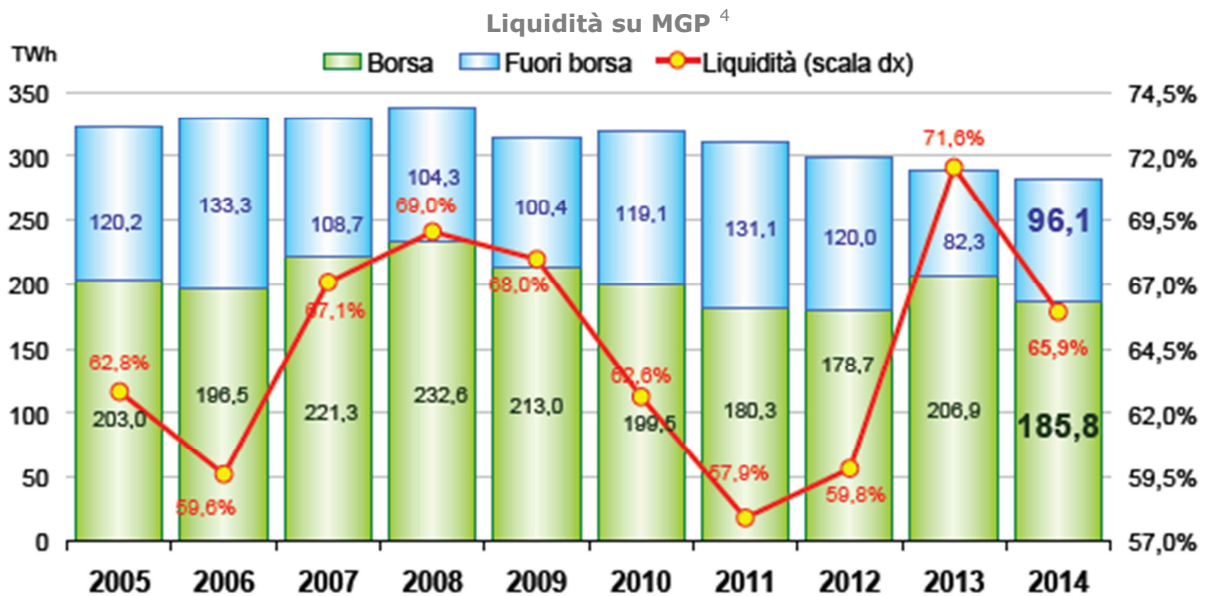
Mercato energetico

Nel 2014, la domanda di energia elettrica registra una nuova contrazione e gli scambi nel Mercato del Giorno Prima raggiungono valori minimi di appena 282 milioni di MWh, in calo del 2,5% rispetto all'esercizio 2013. In Italia la domanda di energia elettrica si è ridotta di 9.469 GWh che in termini decalendarizzati corrisponde ad una variazione negativa del 2,9%. Tale fabbisogno è stato coperto per circa l'86% con la produzione nazionale e per la quota restante facendo ricorso alle importazioni dall'estero.

In tale contesto, la produzione nazionale netta (278.832 GWh) evidenzia un decremento del 4,0% rispetto al 2013, mentre il saldo con l'estero presenta un incremento del 3,7%. Ad eccezione delle fonti termoelettriche (- 9,7%), tutte le altre fonti di produzione nazionale hanno mostrato un incremento rispetto all'anno precedente: fonti eoliche (+ 1,0%), idroelettriche (+ 7,4%), fotovoltaiche (+ 9,8%) e geotermoelettriche (+ 4,2%).

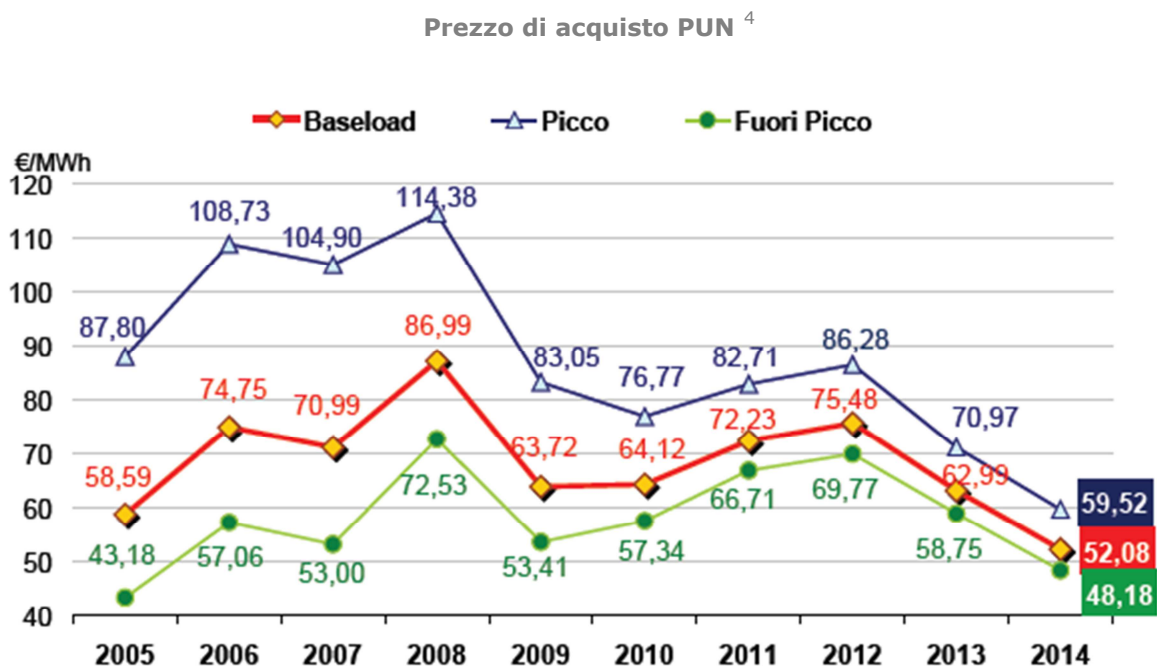
GWh	2014	2013	Var. % 2014/2013
Produzione Netta			
-Idroelettrica	58.067	54.068	7,4%
-Termoelettrica	165.684	183.404	(9,7%)
-Geotermoelettrica	5.541	5.319	4,2%
-Eolica	14.966	14.812	1,0%
-Fotovoltaica	23.299	21.229	9,8%
Produzione Netta Totale	267.557	278.832	(4,0%)
Importazione	46.724	44.338	5,4%
Esportazione	3.021	2.200	37,3%
Saldo Estero	43.703	42.138	3,7%
Consumo pompaggi	2.254	2.495	(9,7%)
Richiesta di Energia Elettrica	309.006	318.475	(3,0%)

L'energia elettrica scambiata nel Mercato del Giorno Prima (MGP) ha subito una sensibile riduzione su base annua (- 2,5% rispetto al 2013) attestandosi a 282,0 milioni di MWh di volumi acquistati che rappresenta il minimo storico dall'entrata in vigore del mercato regolato. L'energia elettrica scambiata nella borsa elettrica si posiziona a 185,8 milioni di MWh (- 10,2%) che rappresenta comunque un valore superiore rispetto agli esercizi 2011 e 2012. Gli scambi OTC registrati sulla PCE e nominati su MGP sono invece in crescita e raggiungono i 96,1 milioni di MWh che rappresenta un + 16,9% rispetto allo scorso anno. La liquidità del mercato, diminuita del 5,7% rispetto al 2013, si attesta a 65,9%.



Si registra una riduzione (- 17,3%) del prezzo medio di acquisto dell'energia nella borsa elettrica (PUN) rispetto al valore medio del 2013, portandosi a 52,08 €/Mwh, in flessione di 10,91 €/Mwh che rappresenta il livello più basso di sempre.

Anche l'analisi per gruppi di ore rivela un calo su base annua di 11,45 €/MWh (- 16,1%) nelle ore di picco, e di 10,57 €/MWh (- 18,0%) nelle ore fuori picco, raggiungendo rispettivamente valori minimi di 59,52 €/MWh e 48,18 €/MWh.

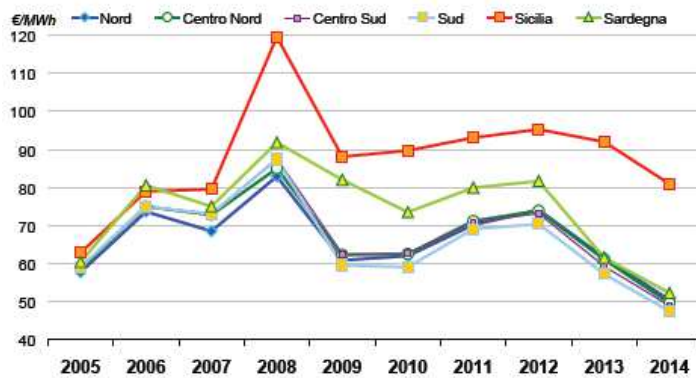


I prezzi medi di vendita in Italia hanno registrato una decisa contrazione, eccezion fatta per la Sicilia, dove il prezzo attestatosi a 80,92 €/MWh, sconta una perdita del 12,0% in controtendenza

⁴ Fonte: GME -Dicembre 2014, Newsletter del GME

alle altre zone che presentano forti riduzioni con prezzi medi di vendita che oscillano tra 52,18 €/MWh della Sardegna e 47,38 €/MWh del Sud.

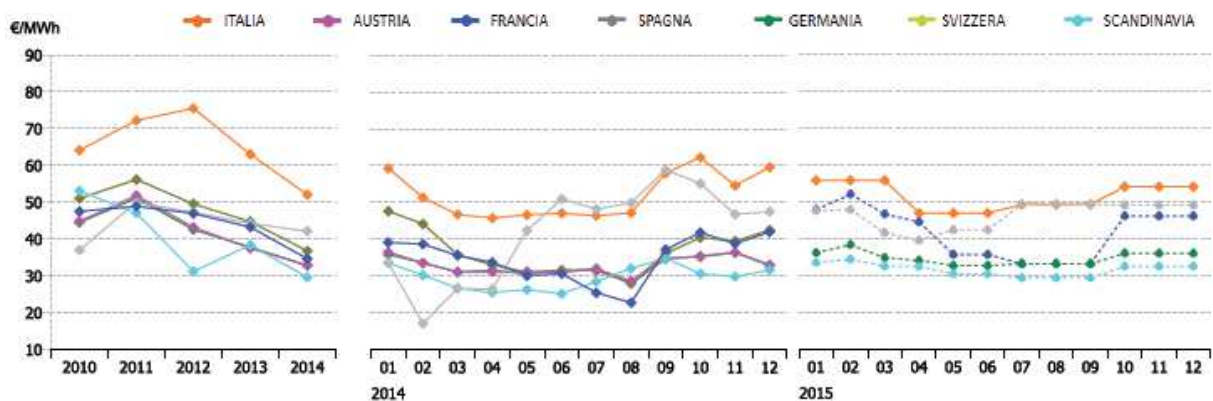
MGP, Prezzi di vendita ⁵



A livello europeo si evidenzia una crescita dall'energia scambiata su base spot sulle principali borse (Francia, Germania e Svizzera) a cui si contrappone una diminuzione dei listini nell'area mediterranea, dove si registra un calo delle negoziazioni sia in Italia, il cui valore si attesta a 186TWh (- 10%) e in Spagna, scesa a 170,8 TWh (- 8%).

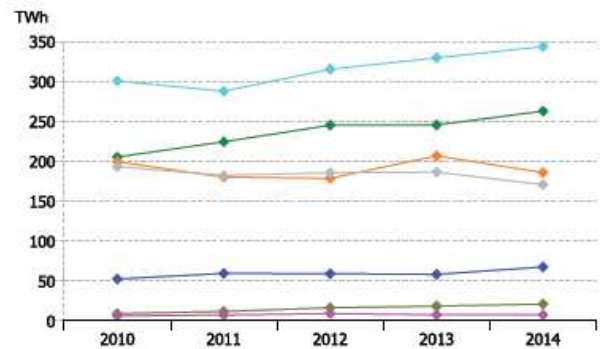
In ottica prospettica, i mercati a termine, ben lontani dal prevedere i forti ribassi evidenziatisi nel 2014, ripropongono per il 2015 i tipici profili mensili di prezzo, con la quotazione francese che nei trimestri iniziale e finale del prossimo anno si distanzia dal prezzo tedesco per avvicinarsi a quello italiano, che presenta una proiezione più alta.

Prezzo sulle Borse Elettriche Europee (media aritmetica €/MWh) ⁵



Volumi Annuali e Mensili sui mercati spot sulle Borse Elettriche Europee ⁵

Volumi a pronti (TWh)			
Area	2014	Var Y-1 (%)	Dicembre 14
ITALIA	186,0	- 10 %	14,9
FRANCIA	67,8	+ 16 %	6,9
GERMANIA	262,9	+ 7 %	25,4
SPAGNA	170,8	- 8 %	14,3
AREA SCANDINAVA	343,7	+ 4 %	34,3
AUSTRIA	7,8	+ 0 %	0,7
SVIZZERA	21,2	+ 13 %	1,7



I consumi di gas naturale in Italia, sono scesi a 61.416 milioni di mc (- 11,6% rispetto al 2013) in conseguenza della contrazione dei consumi del settore termoelettrico (-14,3%), penalizzati dalla debole domanda elettrica e dal progressivo sviluppo delle fonti rinnovabili, nonché dal crollo dei consumi del settore civile, spiegato solo parzialmente dall'effetto delle miti temperature registrate nell'anno.

Sul fronte dell'offerta calano sia la produzione nazionale (- 6,5%) che le importazioni di gas naturale (- 10,1%), mentre si evidenzia un aumento negli stoccaggi (+ 6,9% la giacenza di fine anno).

Aspetti normativi e tariffari

I regimi di incentivazione alla produzione di energia da fonti rinnovabili

Evoluzione della disciplina delle convenzioni CIP 6/92

In attuazione del D.L. 69/2013, in data 31 gennaio 2014, il Ministero dello Sviluppo Economico ha emanato le nuove modalità per la determinazione della componente del costo evitato di combustibile di cui al provvedimento CIP 6/92, individuando il valore di conguaglio del costo evitato di combustibile per l'anno 2013 e del valore di acconto per il primo trimestre dell'anno 2014.

Con il nuovo Decreto, il Ministero ha ribadito l'estensione alle c.d. "iniziative prescelte" del criterio di aggiornamento del CEC fondato sull'"evoluzione dell'efficienza di conversione", definito dall'art. 30, c. 15, della L. 23 luglio 2009, n. 99, così come il riferimento al parametro del "valore del consumo specifico" di cui al D.M. 20 novembre 2012.

L'Autorità per l'energia elettrica il gas ed il sistema idrico ha successivamente determinato, in esecuzione del citato D.M. 31 gennaio 2014, i valori di acconto per il secondo ed il terzo trimestre 2014.

Rimodulazione degli incentivi per la produzione di energia da fonti rinnovabili -Legge 21 febbraio 2014, n. 9 "Conversione del Decreto Legge 23 dicembre 2013, n. 145"

Per effetto delle disposizioni in esame, al fine di contenere l'onere annuo sui prezzi e sulle tariffe elettriche e, nel contempo, massimizzare l'apporto produttivo nel medio-lungo termine degli impianti esistenti, i produttori titolari di impianti che beneficiano di incentivi (quali certificati verdi, tariffe omnicomprensive o tariffe premio) hanno dovuto scegliere fra due diverse alternative:

- a) continuare a godere del regime incentivante spettante per il periodo residuo applicabile.
In tal caso, per qualunque tipo di intervento che verrà realizzato sullo stesso sito nei dieci anni successivi e decorrenti dal termine del periodo di diritto agli incentivi, non si potrà accedere ad ulteriori strumenti incentivanti, incluso ritiro dedicato e scambio sul posto, a carico dei prezzi o delle tariffe dell'energia elettrica.
- b) optare per una rimodulazione dell'incentivo spettante, con la quale verrà valorizzata l'intera vita utile dell'impianto. In tal caso, il produttore accederà ad un incentivo ridotto di una percentuale specifica per ciascuna tipologia di impianto, con modalità definite con, successivo decreto ministeriale del 6 novembre 2014

La riduzione di cui sopra verrà applicata in modo differenziato, in quanto si dovrà tener conto:

- ✓ del tipo di fonte rinnovabile;
- ✓ del residuo periodo di incentivazione;
- ✓ dell'istituto incentivante;
- ✓ dei costi indotti dall'operazione di rimodulazione degli incentivi, incluso un premio adeguatamente maggiorato per gli impianti per i quali non sono previsti, per il periodo successivo a quello di diritto al regime incentivante, incentivi diversi dallo scambio sul posto e dal ritiro dedicato per interventi realizzati sullo stesso sito.

L'incentivo così rimodulato verrà erogato per un periodo rinnovato di incentivazione e pari al periodo residuo dell'incentivazione spettante alla data di entrata in vigore del D.L. 145/2013 incrementato di 7 anni.

Con il citato decreto ministeriale è stato individuato il periodo residuo di incentivazione entro il quale non si applicherà la penalizzazione sopra descritta sub a).

Per salvaguardare gli investimenti in corso, tale periodo residuo non potrà scadere prima del 31 dicembre 2014.

Per poter accedere alla rimodulazione di cui alla lettera b) - e mantenere il diritto a nuovi incentivi, dopo la decorrenza di quelli in corso, senza attendere il citato periodo decennale - è stata prevista una specifica richiesta al GSE, entro 90 giorni decorrenti dalla entrata in vigore del Decreto Ministeriale.

Dall'applicazione di tale nuova disposizione risultano esclusi solo gli impianti incentivati ai sensi del CIP 6/92 ed i nuovi impianti incentivati ai sensi del D.M. del 6 luglio 2012 (ad eccezione di quelli rientranti nel regime transitorio fissato da tale ultimo decreto).

[Interventi sulle tariffe incentivanti dell'elettricità prodotta da impianti fotovoltaici – Decreto Legge 24 giugno 2014 n. 91](#)

Con il Decreto legge 91/2014, convertito con Legge 11 agosto 2014, n. 116, si prevede, con effetto dal 1° gennaio 2015, un meccanismo di rimodulazione della tariffa incentivante per l'energia prodotta dagli impianti fotovoltaici di potenza nominale superiore a 200 kW.

A decorrere dal 1° gennaio 2015, la tariffa incentivante per l'energia prodotta da tali impianti è rimodulata, a scelta dell'operatore, sulla base di una delle seguenti opzioni da comunicare al GSE entro il 30 novembre 2014:

- a) secondo una percentuale compresa tra il 25% ed il 17%, in ragione degli anni residui di incentivazione delle singole realtà impiantistiche ed è erogata per un periodo di 24 anni, decorrente dall'entrata in esercizio degli impianti;
- b) fermo restando il periodo di erogazione ventennale, la tariffa è rimodulata prevedendo un primo periodo di fruizione di un incentivo ridotto rispetto all'attuale e un secondo periodo di fruizione di un incentivo incrementato in ugual misura. Le percentuali di rimodulazione sono stabilite con decreto del MISE, sentita l'AEEGSI, in modo da consentire, nel caso di adesione di tutti gli aventi titolo all'opzione, un risparmio di almeno 600 milioni di euro all'anno per il periodo 2015-2019, rispetto all'erogazione prevista con le tariffe vigenti;
- c) fermo restando il periodo di erogazione ventennale, la tariffa è ridotta di una quota percentuale dell'incentivo riconosciuto alla data di entrata in vigore del decreto, per la durata residua del periodo di incentivazione, secondo le seguenti quantità:
 - (1) 6% per gli impianti aventi potenza nominale superiore a 200 kW e fino alla potenza nominale di 500 kW;
 - (2) 7% per gli impianti aventi potenza nominale superiore a 500 kW e fino alla potenza nominale di 900 kW;
 - (3) 8% per gli impianti aventi potenza nominale superiore a 900 kW.

In assenza di comunicazione da parte dell'operatore, il GSE applica l'opzione di cui alla lettera c).

Le medesime riduzioni si applicano anche alla sola componente incentivante delle tariffe onnicomprensive erogate ai sensi del decreto del MISE del 5 luglio 2012.

Il beneficiario della tariffa incentivante, assoggettata alle citate disposizioni, può accedere a finanziamenti bancari per un importo massimo pari alla differenza tra l'incentivo già spettante al 31 dicembre 2014 e l'incentivo come sopra rimodulato. Tali finanziamenti possono beneficiare, cumulativamente o alternativamente, sulla base di apposite convenzioni con il sistema bancario, di provvista dedicata o di garanzia concessa, dalla Cassa Depositi e Prestiti (Cdp) a valere sui fondi di cui al comma 7, lettera a), dell'articolo 5 del decreto legge n. 269 del 30 settembre 2003, n. 269, convertito, con modificazioni, dalla legge 24 novembre 2003, n. 326. L'esposizione di Cdp è garantita dallo Stato ai sensi del articolo 1, comma 47, della legge 27 dicembre 2013, n. 147, secondo criteri e modalità stabiliti con decreto di natura non regolamentare del Ministro dell'economia e delle finanze.

È altresì previsto l'adeguamento della validità temporale dei permessi rilasciati per la costruzione e l'esercizio degli impianti fotovoltaici in questione alla durata dell'incentivo, come sopra rimodulata.

Si evidenzia altresì che il medesimo D.L. 91/14 riconosce la possibilità di cedere, attraverso specifiche procedure d'asta, una quota fino all'80% degli incentivi per la produzione di energia elettrica da fonti energetiche rinnovabili (non solo fotovoltaiche) ad un acquirente selezionato tra i primari operatori finanziari europei. L'AEEGSI, entro 90 giorni dall'entrata in vigore della legge di conversione del citato decreto legge, dovrà adottare i provvedimenti necessari per disciplinare ogni aspetto inerente alle aste di cessione delle quote di incentivi e alla procedura di selezione dell'acquirente al fine di massimizzare la partecipazione. Tale meccanismo, tuttavia, è subordinato

alla verifica da parte del Ministero dell'economia e delle finanze della compatibilità degli effetti dell'operazione con i saldi di finanza pubblica.

Il medesimo decreto prevede inoltre l'adozione di ulteriori interventi quali in particolare: (i) gli oneri per lo svolgimento dell'attività del GSE inerente ai meccanismi di incentivazione e sostegno alle imprese in materia di fonti rinnovabili ed efficienza energetica sono posti a carico dei beneficiari della medesima attività, e non ricadranno più sull'onere generale A3 in capo a consumatori, imprese e famiglie e (ii) a decorrere dal 1° luglio 2014, l'AEEGSI è tenuta ad escludere, dall'applicazione dei corrispettivi tariffari, gli oneri per lo sconto dipendenti previsti dal Contratto collettivo nazionale di lavoro del settore elettrico.

Certificati Verdi

Per quanto attiene al 2014, la AEEGSI, con delibera 20/2014/R/EFR, ha stabilito il valore medio annuo del prezzo di cessione dell'energia elettrica registrato nell'anno 2013 in misura pari a 65,54 €/MWh.

Il GSE, nel mese di Gennaio 2014, ha emanato un aggiornamento della procedura applicativa per l'emissione dei certificati verdi in favore dei produttori titolari di impianti qualificati IAFR ai sensi del DM 18 dicembre 2008 per le produzioni degli anni 2013 al 2015 (data di termine del regime di incentivazione di cui ai certificati verdi) anche in applicazione di quanto previsto dal citato D.M. 6 luglio 2012.

In tale sede, è stato chiarito che, in attuazione dell'articolo 20, comma 2, del DM del 6 luglio 2012, non è più prevista l'emissione dei Certificati Verdi a preventivo, sulla base di garanzia sulla producibilità attesa o sulla base di garanzia fideiussoria, ad eccezione di particolari tipologie di impianti, quali quelli che utilizzano la frazione biodegradabile dei rifiuti, per i quali i produttori non potranno usufruire delle emissioni mensili.

L'evoluzione della normativa ambientale, idrica e in materia di efficienza energetica

Recepimento della Direttiva 2010/75/UE relativa alle emissioni industriali: modifiche e novità introdotte al Titolo II del D.lgs. 152/06 e s.m.i. dal D.lgs. n. 46/2014.

Con il D.lgs. 4 Marzo 2014, n. 46 "Attuazione della direttiva 2010/75/UE relativa alle emissioni industriali (prevenzione e riduzione integrate dell'inquinamento)", sono state introdotte significative modifiche ed integrazioni al D.lgs. 3 Aprile 2006, n. 152, per quanto attiene, in particolare, alle tematiche afferenti le procedure autorizzative, di controllo ed i profili di carattere sanzionatorio, per le attività ad elevato potenziale inquinante rientranti nell'ambito applicativo della Direttiva 2008/1/CE meglio nota come "Direttiva IPPC" e della successiva Direttiva 2010/75/UE.

Particolare attenzione deve essere dedicata alla riformulazione dell'Allegato VIII alla Parte II del D.lgs. 152/2006, che individua nuove attività soggette ad AIA.

Per tali attività, assoggettate "ex novo" alla disciplina dell'AIA, doveva essere presentata, entro il 7 settembre 2014, istanza di adeguamento ai requisiti previsti del Titolo III-bis della citata Parte II del D.lgs. 152/2006.

Con successiva Circolare del Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare, prot. 22295 del 27/10/2014, sono stati forniti significativi chiarimenti e linee di indirizzo della disciplina in oggetto.

Con il citato atto è stato, di fatti, chiarito che tutte le AIA, in vigore dalla data del 11 aprile 2014, sono prorogate ex lege.

In attuazione, poi, dell'art. 29 - sexies, comma 9-sexies del decreto legislativo 2006, n. 152, così come modificato dal D.lgs. 46/2014, è stato emanato il decreto Ministeriale n. 272 del 13/11/2014, entrato in vigore il 7 gennaio 2015, con il quale sono state stabilite le modalità per la redazione della relazione di riferimento di cui all'articolo 5, comma 1, lettera v-bis del medesimo decreto legislativo.

In particolare, tale disposizione prevede che i gestori degli impianti con AIA statali ovvero degli "impianti elencati nell'Allegato XII alla parte seconda del D.lgs. 152/2006, con esclusione di quelli costituiti esclusivamente da centrali termiche di almeno 300 MW alimentate esclusivamente a gas naturale" devono presentare:

- entro il 7 marzo 2015 gli esiti della procedura di cui all'art. 3, comma 2 del Decreto (cfr. art 4 comma 2 del Decreto);
- entro il 7 gennaio 2016 la relazione di riferimento (cfr. art. 4, comma 1 del Decreto).

I gestori degli impianti soggetti ad AIA regionale, ovvero degli "impianti elencati nell'Allegato VIII alla parte seconda del D.lgs. 152/2006", devono, al contrario, dare corso alla procedura di verifica di all'art. 3, comma 2 del Decreto e, in caso di esito negativo darne comunicazione all'Autorità competente; in caso di esito positivo dovrà essere prodotta alla medesima Autorità la relazione di riferimento.

Tali adempimenti assumono specifico rilievo per gli impianti che hanno in corso procedure di rinnovo o modifica delle AIA regionali, in quanto è prevedibile, anche ai sensi dell'art. 4, comma 3 del Decreto, che le Autorità competenti richiedano l'esecuzione dei medesimi adempimenti, prima del rilascio del provvedimento autorizzativo.

Nell'art. 5 del medesimo decreto vengono individuati i contenuti minimi della relazione di riferimento, trattati poi, in maniera puntuale, nell'Allegato 2.

Infine, nell'Allegato 3 sono definiti i "Criteri per l'acquisizione di nuove informazioni sullo stato di qualità del suolo e delle acque sotterranee con riferimento alla presenza di sostanze pericolose pertinenti.

Con riferimento agli impianti rientranti nella citata disciplina si è dato corso al previsto adempimento.

[Nuove disposizioni in materia di classificazione dei rifiuti.](#)

Con Decreto Legge 24 giugno 2014, n. 91, convertito con Legge 11 agosto 2014, n. 116, è stata introdotta una nuova disposizione in materia di classificazione dei rifiuti, con particolare riguardo alla classificazione dei rifiuti con codici CER pericolosi.

In particolare, nelle premesse all'allegato D alla Parte Quarta del D.lgs. n. 152/2006, vengono introdotte ulteriori ed aggiuntivi criteri per l'individuazione dei rifiuti pericolosi che trovano applicazione a decorrere dal 17 febbraio 2015, ossia centottanta giorni dall'entrata in vigore del legge di conversione.

In relazione alla materia della classificazione dei rifiuti in esame, va, inoltre, evidenziato che la Commissione Europea, in data 18 dicembre 2014, ha emanato due documenti di modifica e aggiornamento della precedente normativa, ovvero la decisione della Commissione n. 2014/955/UE del 18 dicembre 2014 (pubblicata sulla G.U.U.E. n. L 370/44) ed il regolamento n. 1357/2014 (pubblicato sulla G.U.U.E. n. L 365/89).

[Decreto Legislativo 4 luglio 2014 n. 102: attuazione della direttiva 2012/27/UE sull'efficienza energetica](#)

Con il d.lgs. 4 luglio 2014 n. 102, entrato in vigore il 19 luglio 2014, è stata data attuazione della direttiva europea 2012/27/UE sull'efficienza energetica. In particolare sono previste misure per accrescere la consapevolezza dei consumi energetici nei clienti finali attraverso, da un lato, la promozione di sistemi di accesso, da parte degli stessi clienti finali, ai propri dati di consumo (comprese le informazioni complementari sui consumi storici) e al tempo effettivo di utilizzo dell'energia, dall'altro, attraverso una fatturazione più precisa e fondata sul consumo reale almeno con cadenza annuale. Viene, inoltre, demandato all'AEEGSI di assicurare il trattamento dei dati storici di proprietà del cliente finale attraverso apposite strutture indipendenti rispetto ad ogni soggetto con interessi specifici nel settore energetico o in potenziale conflitto di interessi. L'AEEGSI dovrà anche adeguare, secondo criteri di gradualità, le componenti della tariffa elettrica dei clienti domestici con l'obiettivo di superare la struttura progressiva rispetto ai consumi e adeguare le predette componenti ai costi del relativo servizio, in maniera tale da stimolare comportamenti

virtuosi da parte dei cittadini. L'AEEGSI acquisisce, altresì, competenza in materia di promozione dello sviluppo del servizio di teleriscaldamento e teleraffreddamento, da espletarsi sulla base degli indirizzi del MISE. Vengono, inoltre, previsti specifici obblighi di effettuazione di diagnosi energetiche periodiche per le grandi aziende e le imprese energivore a partire dal 5 dicembre 2015. I nuovi obblighi prescritti sono accompagnati da un complesso sistema sanzionatorio che prevede, in funzione della specifica violazione, l'irrogazione di sanzioni amministrative pecuniarie da parte di soggetti differenti (il MISE, le Regioni o l'Autorità).

[Principali novità introdotte dal Decreto legge 12 settembre 2014, n° 133 c.d. "Sblocca Italia" convertito con Legge n. 262 dell'11 novembre 2014 in materia di gestione del servizio idrico integrato](#)

Il decreto legge "Sblocca Italia" introduce all'articolo 7 una serie di modifiche ed integrazioni al D.lgs. 152/06 c.d. Testo unico Ambientale. In particolare, le nuove norme riguardano, da una parte, gli assetti istituzionali e organizzativi del settore e, dall'altra, la qualità ambientale e del servizio reso all'utenza, anche in relazione al rispetto degli standard stabiliti a livello europeo, tramite la promozione degli interventi infrastrutturali nel settore. Relativamente alla "governance" il DL 133/14 prosegue il processo di riordino della medesima prevedendo che gli **enti locali partecipino obbligatoriamente all'ente di governo dell'ambito** - che sostituisce l'Autorità di Ambito - individuato dalla competente regione per ciascun ATO ed al quale è trasferito l'esercizio delle competenze ad essi spettanti in materia di gestione delle risorse idriche, ivi compresa, la programmazione delle infrastrutture del settore. La legge di conversione del DL 133/14 ha individuato anche il termine perentorio del **31 dicembre 2014** come data ultima entro la quale le Regioni, che non abbiano ancora provveduto, sono tenute ad identificare gli enti di governo dell'ambito stesso. Decorso inutilmente tale termine vengono attivati i poteri sostitutivi del governo. In caso di mancata aderenza all'ente di governo entro 60 giorni dall'entrata in vigore del DL 133/14, quest'ultimo attribuisce i poteri sostitutivi in capo al Presidente della Regione o, in caso di inattività, al Presidente del Consiglio dei Ministri, su segnalazione dell'AEEGSI.

Relativamente ai soggetti gestori viene reintrodotta il principio **dell'unicità della gestione per ambito**, in luogo del criterio della unitarietà precedentemente previsto. Inoltre, qualora l'ambito territoriale ottimale coincida con la Regione, viene prevista la possibilità di assentire affidamenti per ambiti territoriali di dimensioni pari quanto meno alle province o alle città metropolitane. La legge di conversione introduce una clausola di salvaguardia delle gestioni del servizio idrico in forma autonoma esistenti nei comuni montani con popolazione inferiore a 1.000 abitanti istituite ai sensi del comma 5 dell'articolo 148⁵.

Alla luce dell'esito del referendum del giugno 2014, ed al fine di superare i dubbi interpretativi che lo stesso ha comportato, il DL 133/14 chiarisce che l'affidamento del servizio, di esclusivo appannaggio dell'ente di governo d'ambito, avviene nelle forme e nelle modalità previste dall'ordinamento europeo nel rispetto della normativa nazionale in materia di organizzazione dei servizi pubblici locali a rete di rilevanza economica e del principio di unicità della gestione. La legge di conversione specifica, inoltre, che l'affidamento diretto può avvenire a favore di società *in house*, partecipate esclusivamente e direttamente da enti locali compresi nell'ambito territoriale ottimale.

Al fine di assicurare l'efficienza, l'efficacia e la continuità del SII, l'ente di governo dell'ambito dispone l'affidamento al gestore unico di ambito entro i sei mesi antecedenti la data di scadenza dell'affidamento previgente. Su questo tema la legge di conversione introduce, con la finalità di

⁵Art. 148 co. 5. "Ferma restando la partecipazione obbligatoria all'Autorità d'ambito di tutti gli enti locali ai sensi del comma 1, l'adesione alla gestione unica del servizio idrico integrato è facoltativa per i comuni con popolazione fino a 1.000 abitanti inclusi nel territorio delle comunità montane, a condizione che la gestione del servizio idrico sia operata direttamente dall'amministrazione comunale ovvero tramite una società a capitale interamente pubblico e controllata dallo stesso comune. Sulle gestioni di cui al presente comma l'Autorità d'ambito esercita funzioni di regolazione generale e di controllo. Con apposito contratto di servizio stipulato con l'Autorità d'ambito, previo accordo di programma, sono definiti criteri e modalità per l'eventuale partecipazione ad iniziative promosse dall'Autorità d'ambito medesima".

ottenere un'offerta più conveniente e completa e di evitare contenziosi tra i soggetti interessati, l'inclusione nei capitolati di gara della puntuale indicazione delle opere che il gestore incaricato dovrà realizzare durante la gestione del servizio.

Nel ribadire che il rapporto tra l'ente di governo dell'ambito ed il soggetto gestore è regolato da una convenzione predisposta dall'ente di governo dell'ambito sulla base delle convenzioni tipo adottate dall'AEEGSI, vengono inseriti, tra i contenuti minimi delle convenzioni stesse: la durata dell'affidamento (non superiore a trenta anni), l'indicazione delle opere da realizzare durante la gestione del servizio come individuate dal bando di gara, gli **strumenti per assicurare il mantenimento dell'equilibrio economico-finanziario della gestione** (oltre all'obbligo del suo raggiungimento), la disciplina delle conseguenze derivanti dalla eventuale cessazione anticipata dell'affidamento, nonché i criteri e le modalità per la **valutazione del valore residuo** degli investimenti realizzati dal gestore uscente. Viene, inoltre, previsto l'obbligo di adeguare le convenzioni esistenti alle nuove convenzioni tipo secondo le modalità che saranno previste dall'AEEGSI.

La norma vincola gli enti locali proprietari al trasferimento della gestione delle infrastrutture del SII al gestore d'ambito entro sei mesi dalla data di entrata in vigore del decreto o dalla data di decorrenza dell'affidamento in caso lo stesso sia nuovo. Alla scadenza dei citati termini sono previsti poteri sostitutivi in capo alle Regioni. Nel caso di **nuovi affidamenti** viene introdotto l'obbligo per il nuovo gestore di **"subentrare nelle garanzie e nelle obbligazioni relative ai contratti di finanziamento in essere o ad estinguerli, ed a corrispondere al gestore uscente un valore di rimborso definito secondo i criteri stabiliti"** dall'AEEGSI. Viene introdotta la competenza dell'AEEGSI in tutte quelle situazioni nelle quali la presenza sullo stesso territorio di più gestori, operanti nei diversi segmenti della filiera, impone la sottoscrizione di accordi per il riparto dei proventi tariffari. Relativamente alle **gestioni esistenti** il DL 133/14 riscrive totalmente l'articolo 172 del decreto ambientale introducendo il termine perentorio del 30 settembre 2015⁶ per procedere alla redazione del Piano d'Ambito, qualora non ancora stilato, e all'affidamento del servizio al gestore unico con la conseguente decadenza degli affidamenti non conformi alla disciplina pro tempore vigente. Viene peraltro introdotto, in sede di conversione del decreto legge, l'obbligo in capo all'AEEGSI, di presentare alle Camere una relazione semestrale⁷ sul rispetto delle prescrizioni a carico delle Regioni relativamente alla costituzione degli enti di governo dell'ambito, a carico di questi ultimi in merito all'affidamento del SII e a carico degli enti locali in merito alla partecipazione agli enti di governo e all'affidamento in concessione d'uso gratuito delle infrastrutture del SII ai gestori affidatari del servizio.

A completamento di tale disposizione viene, tuttavia, introdotta una **deroga**, riferita ai casi in cui i gestori attualmente presenti, diversi dall'affidatario di ambito, esercitano il servizio *"in base ad un affidamento assentito in conformità alla normativa pro tempore vigente e non dichiarato cessato ex lege"*. In relazione a tali casi, la disposizione in esame prevede che *"il gestore del servizio idrico integrato subentra"* non già alla data di entrata in vigore D.L. 133/14, bensì *"alla data di scadenza prevista nel contratto di servizio o negli altri atti che regolano il rapporto"*. Si tratta, in sostanza, di una clausola di salvaguardia delle gestioni in essere.

In sede di prima applicazione, si prevede comunque che l'affidamento al gestore unico di ambito avvenga alla scadenza di una o più gestioni (conformi) esistenti nell'ambito territoriale tra quelle il cui bacino complessivo affidato sia almeno pari al 25 per cento della popolazione ricadente nell'ambito territoriale ottimale di riferimento. Al fine di addivenire, nel più breve tempo possibile, all'affidamento del servizio al gestore unico di ambito, nelle more del raggiungimento della suddetta percentuale, l'ente competente, alla scadenza delle gestioni esistenti, i cui bacini affidati siano complessivamente inferiori al 25 per cento della popolazione ricadente nell'ATO di riferimento, dispone l'affidamento del servizio per una durata in ogni caso non superiore a quella

⁶ Il DL 133/14 prevedeva diversamente il termine di un anno dalla entrata in vigore della disposizione.

⁷ La prima scadenza era prevista entro il 31 dicembre 2014 e, negli anni successivi, entro il 30 giugno e il 31 dicembre di ogni anno.

necessaria al raggiungimento di detta soglia., ovvero per una durata non superiore alla durata residua delle menzionate gestioni esistenti, la cui scadenza sia cronologicamente antecedente alle altre, ed il cui bacino affidato, sommato a quello delle gestioni oggetto di affidamento, sia almeno pari al 25 per cento della popolazione ricadente nell'ambito territoriale ottimale di riferimento. Anche relativamente alle suddette prescrizioni, nel caso in cui l'ente di governo non provveda nei termini stabiliti, il Presidente della Regione esercita i poteri sostitutivi, ponendo le relative spese a carico dell'ente inadempiente. In tali ipotesi, i costi di funzionamento dell'ente di governo riconosciuti in tariffa sono posti pari a zero per tutta la durata temporale dell'esercizio dei poteri sostitutivi.

Alla scadenza del periodo di affidamento, o alla anticipata risoluzione delle concessioni in essere, **i beni e gli impianti del gestore uscente relativi al servizio idrico integrato sono trasferiti direttamente all'ente locale concedente** nei limiti e secondo le modalità previsti dalla convenzione.

In tema di investimenti, il D.l. 133/14 prevede una **semplificazione in materia autorizzativa** attribuendo agli enti di governo tutte le competenze relative all'intero procedimento di autorizzazione degli interventi⁸, dall'approvazione dei progetti definitivi al rilascio dei titoli abilitativi, compresi i poteri espropriativi che, nell'ambito della convenzione di affidamento del servizio, possono essere delegati al gestore di ambito. Nell'ottica di promuovere gli interventi infrastrutturali nel settore la norma prevede, inoltre, l'istituzione, presso il Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare, di un apposito **Fondo destinato al finanziamento degli interventi** relativi alle risorse idriche. Il Fondo è finanziato mediante la revoca delle risorse già stanziare dalla Delibera CIPE n. 60/2012 destinate ad interventi nel settore idrico (e non solo della depurazione come precedentemente previsto dal Decreto) per i quali, alla data del 30 settembre 2014, non risultino essere stati ancora assunti atti giuridicamente vincolanti e per i quali, a seguito di specifiche verifiche tecniche effettuate dall'ISPRA, risultino accertati obiettivi impedimenti di carattere tecnico-progettuale o urbanistico ovvero situazioni di inerzia del soggetto attuatore.

[Decreto del Ministro dello Sviluppo Economico 15 ottobre 2014: integrazioni al Decreto 19 dicembre 2013 concernente le modalità e i criteri per le importazioni di energia elettrica per l'anno 2014](#)

Con il citato decreto è stata riconosciuta per l'anno 2014 una riserva di 50 MW sulla capacità di transito dell'Italia con l'estero a favore dello Stato Città del Vaticano, attraverso una quota di ripartizione dei proventi delle assegnazioni dei diritti di utilizzo della capacità di trasporto sulla frontiera francese, in modo da garantire effetti economici equivalenti all'assegnazione della riserva sulla capacità di trasporto, come proposto dall'Autorità con parere favorevole 445/2014/I/eel del 18 settembre 2014.

Restano fermi i controlli mensili effettuati da Terna circa l'effettivo utilizzo di tale riserva capacità esclusivamente all'interno dello Stato Città del Vaticano, pena la decadenza dal diritto stesso.

[Il Sistema di Tracciabilità dei Rifiuti – SISTRI](#)

Con decreto Legge 31 dicembre 2014, n. 192, c.d. Milleproroghe 2015, pubblicato sulla G.U. del 31 dicembre 2014, al fine di consentire la tenuta in modalità elettronica dei registri di carico e scarico e dei formulari di accompagnamento dei rifiuti trasportati nonché l'applicazione delle altre semplificazioni e le opportune modifiche normative, è stato spostato al 31 dicembre 2015 il termine iniziale di operatività del Sistri.

Conseguentemente, fino a tale termine continuano ad applicarsi anche gli adempimenti e gli obblighi gestionali tradizionali afferenti ai formulari ed ai registri di carico e scarico e adempimenti connessi di cui articoli 188 e seguenti del Decreto Legislativo 3 aprile 2006, n. 152, nel testo

⁸ In coordinamento con i Piani di protezione civile qualora le approvazioni costituiscano variante agli strumenti di pianificazione urbanistica e territoriale.

previgente alle modifiche apportate dal decreto legislativo 3 dicembre 2010, n. 205, nonché le relative sanzioni.

Con l'emanazione di tale disposizione, risulta, in ogni caso, confermato l'obbligo di iscrizione al Sistri, anche in considerazione della decorrenza delle relative sanzioni.

A tale proposito, infatti, le sanzioni per omessa iscrizione e versamento del contributo "nei termini previsti" (art. 260 bis, comma 1 e 2 del citato D.lgs. 152/2006) troveranno applicazione a decorrere dal 1° febbraio 2015.

Le sanzioni connesse all'operatività del sistema (art. 260 bis, da comma 3 a 9, e 260 ter del medesimo D.lgs. 152/2006), al contrario, troveranno applicazione a decorrere dal 1° gennaio 2016.

Attività dell'AEEGSI in materia di servizi idrici

Delibera 643/2013/R/idr

Il 27 dicembre 2013 l'AEEGSI ha infine emanato la delibera 643/2013/R/idr con la quale viene approvato il **Metodo Tariffario Idrico (MTI) per gli anni 2014 e 2015**, a compimento del primo periodo regolatorio 2012 - 2015.

Il metodo introduce importanti novità finalizzate, nell'obiettivo della stessa Autorità, a garantire le condizioni tese a favorire l'ammodernamento delle infrastrutture idriche, assicurare e facilitare l'attuazione della disciplina regolatoria, superando le difficoltà di accesso al credito. In sintesi la determina introduce, tra le altre, le seguenti novità:

- possibilità di utilizzare forme di ammortamento accelerato;
- sostituzione del meccanismo di gradualità previsto dal metodo transitorio con un meccanismo di schemi regolatori definiti in base alla necessità o meno di variare gli obiettivi o il perimetro di attività del gestore e dal valore della somma degli investimenti necessari nel periodo 2014/2017 rapportati al valore dei cespiti gestiti;
- riconoscimento dei costi di morosità;
- individuazione dei criteri di quantificazione del valore residuo.

La delibera fissa inoltre le modalità di definizione delle tariffe introducendo un sistema per ridurre il rischio regolatorio, riconoscendo al gestore, nel caso di inadempienza da parte delle Autorità locali, di presentare all'Autorità istanza per l'aggiornamento tariffario.

Determina n. 5/2014 – DSID - Raccolta dati sulla qualità

Con la determina n. 5/2014 – DSID "Definizione delle procedure di raccolta dati ai fini dell'indagine conoscitiva sull'efficienza del servizio idrico integrato e della relativa regolazione della qualità" l'AEEGSI avvia una raccolta dati al fine di acquisire informazioni relative alla regolazione della qualità, al grado di copertura e di efficienza del servizio idrico sul territorio nazionale con particolare attenzione al servizio di misura. I dati richiesti, che dovranno essere forniti all'AEEGSI dagli Enti d'Ambito entro il 12 maggio 2014, concernono l'affidamento del servizio, gli investimenti e la morosità, l'energia elettrica, i servizi di acquedotto, depurazione e fognatura, nonché la qualità del servizio (Carta dei servizi, accessibilità e continuità del servizio, gestione del rapporto contrattuale, disponibilità di procedure di risoluzione alternativa delle controversie).

Delibera 163/2014/R/idr – Approvazione delle istruttorie per la restituzione della remunerazione del capitale investito 2011

Con la delibera 163/2014/R/idr "Ordine di restituzione agli utenti finali della componente tariffaria del servizio idrico integrato relativa alla remunerazione del capitale, abrogata in esito al referendum popolare del 12 e 13 giugno 2011 per il periodo 21 luglio 2011 – 31 dicembre 2011" l'AEEGSI conclude il procedimento precedentemente avviato completando l'elenco degli Enti d'Ambito le cui proposte di restituzione risultano positivamente verificate. Di tale elenco fanno parte gli Ambiti Territoriali di pertinenza del Gruppo ACEA ovvero:

- a) Elenco degli Enti d'Ambito che hanno determinato un ammontare positivo della quota da restituire agli utenti:
- Ato2 – Lazio Centrale – Roma;
 - Ato Toscana
- b) Elenco degli Enti d'Ambito che, a seguito delle valutazioni compiute nel rispetto del principio della copertura dei costi, hanno determinato un importo da restituire agli utenti pari a zero, ovvero che non avevano previsto alcuna quota di tariffa a titolo di remunerazione del capitale investito nel periodo 21 luglio-31 dicembre 2011:
- Ato5 – Frosinone;
 - Ato SV – Sarnese Vesuviano;
 - Ato2 – Perugia.

DCO 171/2014/R/Idr - Documento di Consultazione sulla Convenzione Tipo

Con il DCO 171/2014/R/Idr *"Orientamenti per la predisposizione di schemi di convenzione tipo per la regolazione dei rapporti tra ente affidante e soggetto gestore dei servizi idrici"*, del 10 aprile 2014, l'AEEGSI intende affrontare, con un provvedimento di carattere introduttivo e generale, i temi relativi al ruolo delle convenzioni tipo nell'ambito della definizione di un quadro di norme chiaro, stabile e coerente per la regolazione idrica. A questo primo documento di consultazione, al quale l'AEEGSI chiede una risposta entro il 12 maggio, ne seguiranno un secondo ed un terzo, maggiormente articolati, in luglio e novembre per giungere al provvedimento finale entro l'anno. L'entrata in vigore della regolazione è prevista a partire dall'anno 2016. L'orientamento dell'AEEGSI è volto a definire una matrice di schemi di convenzioni tipo sulla base della tipologia di affidamento e del tipo di schema regolatorio selezionato ai sensi Metodo Tariffario Idrico consentendo, in tal modo, *"una maggiore flessibilità al crescere della complessità degli obiettivi che devono essere raggiunti dal soggetto affidatario del servizio"*. Gli schemi "base" definiti di tipo "A" (affidamento tramite gara), "B" (affidamento a società mista pubblico privata - PPP) e "C" (società in *house providing*) saranno differentemente declinati a seconda dello schema tariffario selezionato dando vita a 12 diversi schemi contrattuali applicabili.

Ferma restando la necessità di sviluppare in tutti gli schemi di convenzione tipo i criteri legislativi di riferimento, alcuni contenuti contrattuali saranno declinati in maniera differenziata all'interno dei diversi schemi in considerazione degli aspetti peculiari delle diverse tipologie di affidamento e del quadrante prescelto dai soggetti competenti.

Le previsioni degli schemi di convenzione tipo avranno natura imperativa rispetto alle convenzioni in essere - all'interno delle quali dovranno essere recepite a pena di inefficacia - ed il loro rispetto verrà controllato dall'AEEGSI medesima nell'ambito dei procedimenti di verifica e approvazione degli schemi regolatori.

Delibera 465/2014/R/IDR - Rinnovazione del procedimento avviato con deliberazione dell'Autorità 412/2013/r/idr, per la predisposizione di una o più Convenzioni tipo per la regolazione dei rapporti tra enti affidanti e gestori del Servizio Idrico Integrato.

Con la delibera in oggetto l'AEEGSI, integra e rinnova il procedimento avviato a settembre 2013 con la delibera 412/2013/R/IDR (cui è seguito il DCO 171/2014). Il provvedimento prevede che il procedimento per la predisposizione di una o più Convenzioni tipo "tenga nella dovuta considerazione le recenti disposizioni introdotte dal decreto Sblocca Italia" e che si concluda entro giugno 2015. In effetti, il quadro normativo di riferimento su cui l'AEEGSI ha iniziato ad impostare la definizione degli schemi di Convenzione tipo viene profondamente segnato dalle disposizioni recate dall'articolo 7 del Decreto Sblocca Italia (il cui disegno di legge di conversione è attualmente all'esame del Parlamento), che apporta rilevanti modifiche alle previgenti disposizioni del Dlgs 152/2006 in tema di organizzazione territoriale ed affidamento del SII, di rapporti tra enti di governo dell'ambito e soggetti gestori, di dotazioni di questi ultimi e di governo delle gestioni esistenti. Di fatto i contenuti del decreto Sblocca Italia, se confermati, avrebbero un forte impatto

sui precetti degli schemi di Convenzione tipo con particolare riferimento agli aspetti che attengono al regime giuridico prescelto per la gestione del servizio, all'oggetto del contratto, al perimetro dell'attività svolta, agli obblighi delle parti, agli obblighi e alle modalità di consegna dei beni e degli impianti, alle procedure di subentro tra cui la definizione dei criteri e delle modalità per la valutazione del valore residuo degli investimenti realizzati dal gestore uscente.

DCO 299/2014/R/Idr - Documento di Consultazione sulla definizione delle tariffe di collettamento e depurazione dei reflui industriali autorizzati in pubblica fognatura

Il provvedimento contiene gli orientamenti iniziali dell'AEEGSI per la definizione delle tariffe di collettamento e depurazione dei reflui industriali autorizzati in pubblica fognatura. L'obiettivo di carattere generale perseguito dal documento, nel rispetto degli obiettivi definiti dal quadro comunitario e nazionale, è quello della semplificazione della normativa tariffaria caratterizzata oggi da una eccessiva stratificazione di interventi di carattere centrale e regionale e della minimizzazione degli oneri di sistema. Tra gli obiettivi specifici sottesi al provvedimento si evidenziano quelli tesi a garantire che le tariffe del servizio riflettano i costi effettivi e la prevenzione di distorsioni e disallineamenti tariffari a parità di tipologia di refluio e di situazione ambientale.

Gli orientamenti principali che l'AEEGSI illustra nel DCO sono i seguenti:

- il rispetto del principio "Chi più inquina più paga", che affina l'applicazione del principio comunitario "chi inquina paga" (*polluter pays principle* - PPP) e che si propone una tariffazione commisurata ai costi che il singolo tipo di refluio impone per abbattere il suo specifico carico inquinante, tenendo conto delle condizioni di sostenibilità economica degli utilizzatori finali del servizio;
- la distinzione tra il servizio di fognatura/collettamento e quello di depurazione, poiché le loro diverse caratteristiche suggeriscono modalità differenziate di calcolo dei relativi corrispettivi da costruire anche attraverso l'individuazione di driver per l'attribuzione di costi distinti tra i diversi servizi;
- l'indicazione, relativamente al servizio di depurazione, di un perimetro di riferimento aggregato (gli ATO, in prima definizione), e non quello del singolo impianto ritenuto foriero di molteplici differenziazioni tariffarie non giustificate anche nell'ambito dei medesimi contesti territoriali.

I provvedimenti che l'AEEGSI intende adottare nel prossimo futuro sono:

- a) una seconda consultazione sulle opzioni regolatorie di dettaglio entro ottobre 2014;
- b) l'adozione della delibera di approvazione dei criteri per la determinazione della nuova tariffa entro dicembre 2014;
- c) la relazione AIR (Analisi di impatto della regolazione) per gli aspetti più rilevanti del provvedimento entro febbraio 2015.

Sentenze TAR Lombardia sui ricorsi delle Associazioni "ACQUA BENE COMUNE", "FEDERCONSUMATORI - FEDERAZIONE NAZIONALE DI CONSUMATORI E UTENTI" e "CODACONS"

Il TAR della Lombardia, sezione seconda, con sentenze nn. 779/2014 e 780/2014, depositate in data 26 marzo u.s., ha respinto totalmente i ricorsi presentati dalle associazioni in epigrafe avverso la delibera dell'AEEGSI n. 585/2012/R/idr (e di tutti gli atti connessi, presupposti e consequenziali) che nel dicembre 2012 ha introdotto il Metodo Transitorio (MTI) per la determinazione delle tariffe del Servizio Idrico Integrato. Si sottolinea che nei citati ricorsi citati si sono costituite in giudizio anche ACEA Ato2 ("ricorso Codacons") e Publiacqua (procedimento "ABC").

Il TAR Lombardia ha dunque accolto tutte le tesi dell'AEEGSI respingendo i motivi dei ricorsi con i quali sono denunciati, rispettivamente, la violazione dell'art. 9 della Direttiva quadro sulle acque 2000/60/CE (recupero dei costi relativi ai servizi idrici), dell'art. 75 della Costituzione (sul referendum abrogativo), del DPR 116/2011 (abrogazione a seguito di referendum dell'adeguata remunerazione del capitale investito), dell'art. 154 del D.Lgs. 152/2006 (tariffa del servizio idrico integrato), dell'art. 10, comma 11°, del DL 70/2011 (istituzione dell'Agenzia nazionale per la

regolazione e la vigilanza in materia di acqua), la modalità di determinazione degli oneri finanziari secondo il modello dei costi standardizzati, l'istituzione del Fondo Nuovi investimenti (FoNi), l'applicazione retroattiva della delibera che pur essendo stata adottata a dicembre 2012, produce effetti nel biennio 2012-2013.

Per il collegio del TAR, *"il principio del c.d. full cost recovery trova esplicito fondamento normativo non solo a livello nazionale ma anche comunitario"*. Ne discende che *"anche dopo il più volte citato referendum abrogativo, il servizio idrico integrato deve essere qualificato come servizio di interesse economico caratterizzato, quanto ai profili tariffari, dalla necessità della copertura integrale dei costi"*. Il TAR chiarisce, infatti, che l'AEEGSI, *"nell'esercizio del proprio potere regolatorio, alla stessa assegnato in via generale dalla legge istitutiva n. 481/1995, ha optato per una nozione di "costo economico" del capitale investito "riferibile anche all'impiego di capitale proprio (nel senso di costo-opportunità)... conforme all'orientamento dominante della scienza economica"*. Del resto, l'impiego di quest'ultimo per un investimento in beni durevoli determina un rischio di impresa non differente da quello derivante dall'impiego di capitale preso a prestito attribuendo pertanto al Gestore il diritto alla copertura in tariffa del relativo costo.

La motivazione delle associazioni ricorrenti, secondo cui la delibera ha prodotto effetti retroattivi, non trova fondamento: *"qualora l'Autorità non avesse adottato il nuovo metodo tariffario, successivo al noto referendum abrogativo"* – osserva il TAR – *"avrebbero avuto comunque vigenza le precedenti tariffe, determinate nel rispetto del metodo del 1996, certamente maggiormente sfavorevole ai consumatori di quello attuale"*.

Relativamente all'istituzione del FoNi e del fatto che, *"a detta dei ricorrenti, si porrebbe in contrasto con il principio della necessaria corrispettività della tariffa poiché una provvista per i futuri investimenti"*, il TAR ribatte che, ponendo in combinato disposto la disposizione dell'AEEGSI con l'art. 155 del Codice dell'Ambiente, risulta chiaro che il *"fondo deve utilizzarsi per il miglioramento della rete e degli impianti ("nuovi investimenti"), già esistenti a favore dell'utenza ("territorio servito"), per cui non viene meno la natura di corrispettivo della tariffa, come indicato nella sentenza 335/2008"*.

In data 25 giugno 2014, è stato presentato ricorso in appello alla sentenza del TAR dall'Associazione Acqua Bene Comune e da FederConsumatori. L'argomentazione principale sostenuta dai ricorrenti si riferisce al fatto che, per esito del referendum, l'AEEGSI avrebbe dovuto adottare un modello peculiare di regolazione per il servizio idrico che, a differenza di quelli ordinari che ammettono il profitto e la remunerazione del capitale, avrebbe dovuto prevedere una gestione in equilibrio di bilancio e non produttiva di profitti né remunerativa del costo del capitale. La disciplina idrica, dopo il referendum, non ammettendo la *"remunerazione del costo del capitale"* non consente di reintrodurre per altre vie un ristoro del costo del capitale. Quello che, viceversa, è accaduto è stato un progressivo avvicinamento della tariffa idrica verso un modello regolatorio coerente con la situazione precedente al referendum, analoga a quella che si potrebbe avere in ogni altro "normale" settore regolato che ammetta la remunerazione del costo del capitale. Viene poi riproposta la tematica relativa al FoNi adducendo anche l'illegittimità della componente riscossa a titolo di ammortamento delle immobilizzazioni realizzate con contribuzione a fondo perduto che secondo i ricorrenti rappresenta una duplicazione di esborso a carico degli utenti finali (tramite la fiscalità pubblica e la tariffa idrica).

Sentenze TAR Lombardia sui ricorsi presentati da alcuni Gestori

Le sentenze in epigrafe sono state depositate dal Collegio del TAR tra il 4 ed il 22 ottobre del 2014 ed accolgono, in parte, i ricorsi presentati dai Gestori avverso la delibera 585/2012 (e 88/2013 - Metodo transitorio Gestori "ex Cipe"), le delibere 73/2013 e 459/2013 di modifica/integrazione della 585/2012 nonché il tool di calcolo predisposto dall'AEEGSI per il Metodo Tariffario Transitorio. Si riassumono di seguito i principali temi trattati e la posizione assunta dal Collegio:

- sono state accolte le seguenti principali doglianze delle ricorrenti laddove evidenziavano il **mancato rispetto del principio di "full cost recovery"** per quanto riguarda:

- il mancato riconoscimento degli **oneri fiscali** in relazione al **FoNi** (diversamente il TAR considera corretta la scelta dell'AEEGSI di non riconoscere **oneri finanziari** sulla quota del FoNi, atteso che lo stesso viene alimentato dalla tariffa e, dunque, nessun onere finanziario grava sul gestore per la sua costituzione);
- il mancato riconoscimento dell'**IRAP** quale costo non efficientabile;
- la mancata copertura degli **oneri finanziari** per l'indisponibilità delle somme ammesse a **conguaglio** tra il momento della maturazione del diritto e quello dell'effettivo incasso ed il **recupero solo parziale dell'inflazione**;
- l'irragionevolezza del meccanismo di calcolo dei conguagli di cui all'articolo 46 dell'allegato A per il quale il TAR rileva una violazione del principio del *full cost recovery* in quanto nel calcolo si tiene conto (in negativo) del maggiore ricavo per volumi di acqua aggiuntivi rispetto al bilancio 2011 senza considerare i maggiori costi correlati;
- il riconoscimento in tariffa della **morosità** visto che una componente a tale titolo è stata viceversa riconosciuta dall'AEEGSI per il successivo biennio 2014-2015 dal Metodo Tariffario Idrico (MTI);
- il riconoscimento delle perdite su crediti anche per la determinazione della componente tariffaria funzionale alla costituzione del FoNI.
- viene confermata l'illogicità della previsione inserita nella delibera n. 459 del 2013 che rimette sostanzialmente **all'arbitrio dell'Autorità d'Ambito la scelta di applicare meccanismi di riconoscimento dei costi necessari per assicurare l'equilibrio economico e finanziario dei gestori**. Infatti, se le novità sono dettate dalla necessità di assicurare la copertura integrale dei costi allora l'applicazione delle medesime deve reputarsi doverosa per gli Enti d'Ambito;
- viene accolta la doglianza per la quale l'AEEGSI non avrebbe alcun potere di regolare il settore delle c.d. **acque bianche**, dovendosi circoscrivere il potere regolatorio al solo servizio idrico integrato. L'AEEGSI avrebbe competenza esclusivamente sul Servizio Idrico Integrato e sarebbe conseguentemente illegittima la previsione che le "altre attività idriche" svolte dal gestore possano concorrere a formare la tariffa del Servizio Idrico Integrato. "L'attribuzione, da parte della delibera 585/2012, all'AEEGSI del potere regolatorio per le attività idriche diverse, senza alcuna base legislativa a fondamento, **viola il principio di legalità dell'azione amministrativa**".

Dall'accoglimento delle diverse censure deriva anche l'annullamento per illegittimità derivata, nei limiti di cui nella motivazione dell'accoglimento dei ricorsi, delle delibere AEEGSI citate e dei provvedimenti di approvazione delle tariffe da parte degli enti preposti.

Infine per il TAR non ha meritato accoglimento:

- **retroattività delle disposizioni impartite a Enti d'Ambito e gestori e alla loro incidenza nei rapporti contrattuali pregressi**: Il TAR ha ribadito il legittimo potere dell'AEEGSI di incidere sulle convenzioni in essere respingendo i motivi del ricorso. "I principi della certezza del diritto e del legittimo affidamento... non possono però essere invocati per evitare che, nell'ambito di rapporti di gestione di un servizio pubblico di lunga durata, le novità normative sopravvenute nel corso nel tempo non possano mai trovare applicazione". Peraltro, le stesse Convenzioni di gestione spesso prevedono che le tariffe possano essere aggiornate a seguito di sopraggiunte disposizioni legislative.
- la censura rivolta al calcolo del **capitale circolante netto**, dal quale sono esclusi ricavi e costi delle attività idriche diverse dal servizio idrico integrato.
- la contestazione di insufficienza della valorizzazione (per la garanzia della copertura dei costi) dei **parametri Kd, ERP, BETA e CS/CnS** poiché tali scelte non solo costituiscono esercizio di discrezionalità tecnica da parte dell'AEEGSI, nella quale il Collegio non può entrare, ma non vengono repute manifestamente irragionevoli.
- la contestazione sul c.d. **tool di calcolo** che, in quanto tale, non costituisce atto di per sé impugnabile. Si riconosce però che la sua costruzione ha sostanzialmente violato quando

disposto dalla del. 585/2012 non comprendendo nel calcolo del capitale investito netto (CIN) il fondo "rischi e oneri". I ricorrenti potranno, se necessario, contestare l'applicazione *contra legem* della delibera stessa, per il profilo che interessa.

In data 27 giugno 2014, l'Avvocatura Generale dello Stato per conto dell'AEEGSI ha effettuato ricorso in appello avverso le sentenze del TAR Milano sui principali temi che sono stati accolti dai ricorsi presentati dai gestori.

Delibera 199/2014/E/idr - Chiusura dell'istruttoria conoscitiva avviata con deliberazione dell'Autorità 135/2013/E/Idr in merito all'erogazione del servizio acquedotto nei comuni interessati da limitazioni all'uso di acque destinate al consumo umano

Con deliberazione 135/2013/E/IDR, l'AEEGSI ha avviato un'istruttoria conoscitiva in merito all'erogazione del servizio di acquedotto nei Comuni interessati da limitazioni all'uso di acque destinate al consumo umano. L'istruttoria – svolta mediante una raccolta di informazioni presso gli Enti d'Ambito interessati, con il coinvolgimento del ministero della Salute, di quello dell'Ambiente e dell'Istituto superiore di sanità – ha riguardato lo stato dell'erogazione di acqua potabile nelle zone interessate dall'emergenza arsenico e fluoruri, le misure strutturali intraprese per una pronta soluzione e le misure alternative utilizzate per fornire acqua potabile alla popolazione. Come atto conclusivo dell'istruttoria è stata predisposta dall'AEEGSI, una relazione che prende in esame la situazione emergenziale protrattasi in particolare negli Ato 1 e 2 del Lazio, dove non sono stati rispettati i tempi previsti per la realizzazione degli interventi dettati dal Presidente della Regione in qualità di Commissario delegato all'emergenza idrica. Relativamente al territorio gestito da ACEA Ato2, gli interventi per il superamento dell'emergenza arsenico erano già previsti dal Piano d'Ambito e dovevano essere realizzati nel triennio 2009-2011, con il rientro entro i limiti di legge tra il 2011 e il 2012. Tutti gli investimenti previsti sono stati finanziati attraverso la tariffa e non risultano conguagli da applicare per la mancata realizzazione di alcuni di essi. Alla fine del 2013, ad un anno dalla scadenza dell'ultima proroga, l'emergenza era rientrata in tutti i comuni serviti ad eccezione del comune di Velletri per il quale ad oggi permangono problematiche. Nel periodo di vigenza delle ordinanze sindacali che limitavano l'uso dell'acqua, ACEA Ato2 ha predisposto misure alternative di fornitura quali serbatoi e potabilizzatori mobili o acqua in bottiglia sia nel territorio gestito che in alcuni Comuni in cui non opera come gestore. Nei Comuni ancora interessati dalle criticità, l'AEEGSI ritiene controproducente procedere a una riduzione delle tariffe idriche, viceversa, ai gestori operanti in tali territori devono essere riconosciuti, ai fini tariffari, i costi sostenuti per le misure alternative adottate purché esattamente quantificati.

Delibera 268/2014/R/Idr - Aggiornamento, in sede di conguaglio, dei corrispettivi relativi agli anni 2010 e 2011, per le gestioni ex-Cipe

Il provvedimento in epigrafe fa seguito al DCO 143/2014/R/IDR, con il quale l'AEEGSI ha espresso i propri orientamenti in ordine alla regolazione tariffaria dei servizi idrici per le gestioni ex-CIPE per gli anni 2010 e 2011. Il Consiglio di Stato, con sentenze della quarta Sezione nn. 255, 319 e collegate del gennaio 2014, ha pienamente confermato la sussistenza del potere dell'AEEGSI di regolare anche le gestioni ex-CIPE e di colmare la mancanza delle determinazioni tariffarie relativamente agli anni 2010 e 2011. I corrispettivi relativi alle suddette annualità vengono riconosciuti alle gestioni, tuttora in attività, in forma di conguagli a partire dal 2014, con l'applicazione del Metodo tariffario idrico. Su tali conguagli, trattati come "partite pregresse", non sono riconosciuti gli oneri finanziari. Al fine di favorire la massima trasparenza per gli utenti, ed in coerenza con quanto già previsto dalla deliberazione 643/2013/R/IDR, i conguagli vengono espressi in unità di consumo ed evidenziati in bolletta separatamente dalle tariffe approvate per l'anno in corso con l'indicazione del periodo cui si riferiscono. Inoltre, al fine di garantire la sostenibilità sociale, il gestore è tenuto ad osservare le medesime modalità di rateizzazione dei conguagli previste dal MTI.

La quantificazione e approvazione degli importi è stata demandata agli Enti d'Ambito o agli altri soggetti competenti, che dovevano darne comunicazione all'AEEGSI entro il 30 giugno 2014,

coordinando l'istanza di riconoscimento dei conguagli a quella di aggiornamento tariffario per gli anni 2014 e 2015. In caso di inerzia dell'Ente d'Ambito/soggetto competente oltre il termine prefissato, la delibera prevede eventuale istanza del gestore con conseguente diffida ad adempiere da parte dell'AEEGSI. Il provvedimento ha interessato circa 1.400 gestori (tra cui Geal S.p.A., Gesesa S.p.A. e Sogea S.p.A.) per una popolazione servita di circa 10 milioni di abitanti.

Delibera 380/2014/E/Idr - Avvio di un procedimento per l'adozione di provvedimenti sanzionatori e prescrittivi per violazioni della regolazione del servizio idrico integrato.

L'AEEGSI in collaborazione con la Guardia di Finanza ha effettuato nei giorni 15, 16, 17 e 18 aprile 2014 la verifica ispettiva presso la società G.O.R.I. S.p.A.. Oggetto di verifica sono state le tariffe del servizio idrico integrato per gli anni 2012 e 2013 e la restituzione della remunerazione del capitale investito per il periodo 21 luglio 2011 – 31 dicembre 2011.

Conseguentemente alla verifica effettuata e all'analisi della documentazione aggiuntiva prodotta successivamente dal gestore, l'AEEGSI ritiene che G.O.R.I. potrebbe aver commesso alcune violazioni consistenti: nel difetto di veridicità dei dati e di raccordo tra quanto desumibile dalla documentazione contabile visionata e i valori riportati nella modulistica trasmessa, nella erroneità delle informazioni inviate e nell'inosservanza delle procedure di compilazione prescritte.

In particolare, in riferimento agli **obblighi relativi alla determinazione tariffaria** ed alla procedura di raccolta dati in materia di servizio idrico integrato ex determina 2/2012TQI, l'AEEGSI osserva le seguenti possibili violazioni:

- o G.O.R.I. avrebbe indicato quale valore (a moneta corrente) della rata del mutuo 2013 di rimborso all'Ente locale per la concessione in uso delle proprie infrastrutture, un importo diverso rispetto al valore approvato dall'Ente d'Ambito in data antecedente al 28/12/2012 (come prescritto dalla deliberazione 585/2012).
- o G.O.R.I. avrebbe, inserito tra gli oneri pagati ai proprietari per l'uso delle infrastrutture, le somme destinate al rimborso delle rate del mutuo contratto dall'Ente d'Ambito per garantire la capitalizzazione della medesima Società e non le somme relative ai corrispettivi pagati ai proprietari per l'uso delle loro infrastrutture attinenti ai servizi idrici.
- o Dalle analisi effettuate durante la verifica ispettiva, sembra che G.O.R.I. abbia indicato, con riferimento ad alcuni cespiti, un Fondo di ammortamento pari a zero ove, viceversa, sussisteva l'obbligo di ammortamento.
- o Il gestore avrebbe valorizzato alcuni cespiti acquisiti da Acquedotto Vesuviano (relativamente a specifiche annualità) comprendendo anche le rivalutazioni economiche e finanziarie interdette dal MTT.

Relativamente alla **quota di tariffa riferita al servizio di depurazione** l'AEEGSI osserva che il gestore, in violazione dell'art. 9.1 della del. 585/2012, potrebbe aver applicato parte dei corrispettivi inerenti al servizio di depurazione ad utenti non asserviti al relativo impianto.

Rispetto a quanto sopra osservato, l'AEEGSI avvia un procedimento per l'adozione di provvedimenti sanzionatori e prescrittivi ai sensi dell'art. 2, comma 20, lettere c) e d) legge 481/95 nei confronti di G.O.R.I. S.p.A.

Delibere di approvazione degli specifici schemi regolatori, recanti le predisposizioni tariffarie per gli anni 2014 e 2015, proposti dall'ATI 1 e 2 Umbria, dall'ATI 3 Umbria e dall'ATI 4 Umbria (delibera 252/2014/R/idr) dall'Autorità Idrica Toscana (delibera 402/2014/R/idr) e dalla Conferenza dei Sindaci dell'ATO 2 Lazio centrale – Roma (delibera 463/2014/R/idr).

Con deliberazione 643/2013/R/Idr, l'AEEGSI ha introdotto il Metodo Tariffario Idrico (MTI) per gli anni 2014 e 2015, superando la logica transitoria e portando a compimento il primo periodo regolatorio quadriennale (2012-2015). L'AEEGSI con delibera 203/2014/C/Idr ha proposto appello

avverso le recenti sentenze del Tar Lombardia, Sezione II, con cui sono state annullate alcune disposizioni delle deliberazioni 585/2012/R/Idr, 88/2013/R/ Idr e 459/2013/R/ Idr relative al Metodo Tariffario Transitorio (MTT) valido per gli anni 2012-2013. Contestualmente, con deliberazione 204/2014/R/ Idr, l'AEEGSI ha precisato che le citate sentenze non producono alcun effetto caducatorio sul MTI per gli anni 2014 e 2015, le cui disposizioni sono pienamente cogenti, con particolare riferimento alla tempistica e allo svolgimento delle procedure ivi previste, mentre potrebbero determinare alcune variazioni dei conguagli riconosciuti per gli anni 2012 e 2013. Pertanto, ai fini **dell'approvazione delle proposte tariffarie per gli anni 2014 e 2015**, la valorizzazione dei conguagli inseriti nel VRG (art. 29 dell'All. A della delib. 643/2013) avviene, in via provvisoria e nelle more della definizione dei contenziosi pendenti, sulla base dei moltiplicatori tariffari approvati per le annualità 2012 e 2013, ovvero, nei casi di moltiplicatori tariffari non approvati, nel rispetto dei limiti di prezzo di cui al comma 7.1 della del. 585/2012 e al comma 5.1 della delib. 88/2013

Tutti gli ambiti di cui ai provvedimenti in epigrafe hanno trasmesso all'AEEGSI gli specifici schemi regolatori recanti le predisposizioni tariffarie per gli anni 2014 e 2015 relative alle singole gestioni operanti sul proprio territorio, nonché gli ulteriori elementi richiesti, finalizzati alla conclusione del procedimento di approvazione tariffaria. Dai documenti trasmessi, come richiesto dalla determina 3/2014 – DSID, si rilevano una serie di criticità presenti sul territorio dei diversi ambiti cui le stesse Autorità prevedono di porre rimedio con interventi ritenuti prioritari per il raggiungimento di specifici obiettivi di pianificazione. Tali interventi ed obiettivi, analiticamente dettagliati nella documentazione inviata, costituiscono la base mediante la quale l'Ente competente propone il posizionamento della gestione nel relativo quadrante della matrice di schemi regolatori (di cui all'articolo 12 dell'Allegato A della deliberazione 643/2013/R/IDR) che andrà ad individuare, unitamente ad altri parametri il valore del moltiplicatore tariffario theta.

Delibera 662/2014/R/IDR - Individuazione ed esplicitazione dei costi ambientali e della risorsa con riferimento a quanto previsto nel Metodo Tariffario Idrico (MTI) per l'anno 2015

Il provvedimento, che segue il documento per la consultazione 539/2014 "Individuazione ed esplicitazione dei costi ambientali e della risorsa nel metodo tariffario idrico (MTI)", approva le regole di individuazione di un primo insieme di oneri riconducibili ai costi ambientali e della risorsa nel vincolo ai ricavi del gestore dell'anno 2015, ad invarianza di quest'ultimo e del conseguente moltiplicatore tariffario.

La componente ERC dovrà, a tendere, intercettare ed incorporare tutti i costi ambientali e della risorsa che saranno considerati prodotti dal SII e dai suoi utilizzatori, in coerenza con la responsabilità di averli generati.

Per il 2015, invece, viste le criticità esposte dai diversi operatori in risposta al documento di consultazione, l'AEEGSI individua esclusivamente un primo gruppo di oneri da trasferire nella componente ERC, ovvero la quota degli oneri locali relativi ai canoni di derivazione e sottensione idrica, ai contributi a comunità montane nonché agli altri costi operativi⁹, destinati alla tutela e alla produzione delle risorse idriche o alla riduzione/eliminazione del danno ambientale o finalizzati a contenere o mitigare il costo-opportunità della risorsa. Conseguentemente la componente CO_{res}^{2015} nel VRG verrà rideterminata al netto delle quote dei medesimi costi valorizzate nella componente ERC^{2015} .

Viceversa, vista l'eterogeneità dei criteri di attribuzione proposti dai soggetti partecipanti alla consultazione per l'eventuale allocazione dei costi di trattamento dei reflui, l'AEEGSI intende rimandare l'attribuzione, alla componente ERC, dei costi di capitale della filiera di depurazione alla successiva fase di enucleazione, prevista per il secondo periodo regolatorio idrico, che potrà beneficiare della disciplina dell'*unbundling* contabile per il settore idrico nel frattempo definita.

⁹ Come individuati dalla componente CO_{res}^a di cui al MTI articolo 28, comma 28.1.

Pertanto i soggetti competenti dovranno quantificare e trasmettere - con tempi e metodologia da definire - la componente *ERC*²⁰¹⁵ per ciascuna gestione unitamente alla rideterminazione delle componenti del vincolo dei ricavi di gestione ove precedentemente tali voci di costo erano state ricomprese. Entro il 31 maggio 2015 l'AEEGSI pubblicherà gli esiti della prima fase di enucleazione dei costi ambientali e della risorsa per il 2015.

DCO 665/2014/R/Idr - Regolazione della qualità contrattuale del servizio idrico integrato ovvero di ciascuno dei singoli servizi che lo compongono - Inquadramento generale e linee di intervento

Con tale provvedimento l'AEEGSI intende introdurre regole uniformi per l'intero territorio nazionale superando le difformità tra gli standard qualitativi - e i relativi indennizzi - attualmente previsti nelle Carte dei servizi adottate dai diversi gestori. L'armonizzazione dei criteri di regolazione della qualità intende assicurare agli utenti del S.I.I. le stesse tutele contrattuali già garantite ai clienti dei settori energetici.

La consultazione si è focalizzata sui seguenti temi:

1. Modalità e rettifica della fatturazione,
2. Rateizzazione dei pagamenti,
3. Gestione degli sportelli e previsione del sito web,
4. Gestione dei servizi telefonici,
5. Richieste di informazioni,
6. Gestione dei reclami.

Viene prevista la pubblicazione entro giugno 2015 del provvedimento definitivo e l'avvio dell'applicazione dal 1° gennaio 2016. Oggetto di futuri provvedimenti sarà la tematica relativa alla continuità ed accessibilità al servizio ivi compresi allacci ed attivazione della fornitura (DCO entro l'estate 2015) e quella inerente gli obblighi di comunicazione, registrazione e conservazione dei dati (DCO entro giugno 2015).

Attività dell'AEEGSI in materia di energia elettrica

Delibera 13/2014/R/efr - Contributo tariffario efficienza energetica a favore del distributore di energia elettrica 2013 - 2014

Con la delibera 13/2014/R/efr del 23 gennaio 2014 vengono definiti i criteri per la quantificazione del contributo tariffario a copertura dei costi sostenuti dai distributori di energia elettrica e gas in materia di titoli di efficienza energetica (TEE) a partire dall'anno d'obbligo 2013, che è iniziato il 1° giugno 2013 e termina il prossimo 31 maggio. Il meccanismo introduce elementi per tener conto dei prezzi medi di mercato dei TEE, evitando il riconoscimento a piè di lista degli oneri sostenuti dai distributori.

All'inizio di ogni anno d'obbligo l'AEEGSI definisce il valore di un contributo preventivo che, per il 2013, è stato fissato a 96,43 €/TEE, sulla base dei valori di scambio registrati in borsa negli ultimi due anni, in modo da ridurre il disequilibrio accumulato tra i contributi sinora riconosciuti e i prezzi medi di mercato dei titoli.

Alla fine di ogni anno d'obbligo sarà poi calcolato e pubblicato il contributo definitivo, che verrà erogato alle imprese di distribuzione in sede di annullamento dei titoli.

In base alle predette considerazioni, quindi, l'AEEGSI, con la determina 9/2014 - DMEG dello scorso 2 luglio, ha reso noto sia il valore del contributo tariffario definitivo per il 2013, pari a 110,27 €/TEE, che il valore del contributo tariffario preventivo per il 2014, pari a 110,39 €/TEE.

Infine, si ricorda che con la determina 9/2013 - DIUC l'Autorità ha reso pubblici, e trasmesso al Ministero dello Sviluppo Economico ed al GSE, i dati relativi alla quantità di energia elettrica e di gas naturale distribuita sul territorio nazionale dai distributori obbligati nell'anno 2012. Tali dati

sono funzionali alla determinazione degli obiettivi di efficienza energetica in capo a ciascuna impresa di distribuzione per l'anno 2014.

Determina 6/2014 - DIUC - Perequazione ricavi di distribuzione elettrica e costi di trasmissione 2014

Con la determina 6/2014 - DIUC del 17 marzo 2014 l'AEEGSI ha reso facoltativo per l'anno 2014 il meccanismo di acconti bimestrali delle perequazioni dei ricavi di distribuzione elettrica e dei costi di trasmissione elettrica. L'Autorità, infatti, con la determina 4/2014 - DIUC del 15 luglio 2013 ha previsto un meccanismo di acconti e conguagli per il pagamento di dette perequazioni, tale per cui detto meccanismo (comprensivo della modifica apportata con la determina del 2014):

- ✓ è operativo per le perequazioni del 2014 e 2015 sui dati delle perequazioni, rispettivamente, del 2012 e 2013;
- ✓ è facoltativo per il 2014 e, salvo ulteriori modifiche di AEEGSI, è obbligatorio per il 2015;
- ✓ prevede l'erogazione di sei rate bimestrali di acconto, pari all'80% della perequazione di due anni precedenti, e di una rata di conguaglio, calcolata sulla perequazione dell'anno in corso.

Delibera 136/2014/R/eel - Tariffa di riferimento relativa all'attività di commercializzazione di energia elettrica

Con la delibera 136/2014/R/eel del 27 marzo 2014 l'AEEGSI ha aggiornato, dal 1° aprile 2014, la tariffa di commercializzazione al dettaglio di energia elettrica per il servizio di maggior tutela. Tale tariffa è stata rivista al rialzo per effetto della revisione del *tax rate* inglobato nel tasso di remunerazione del capitale investito netto (WACC), ora pari all'8%, e del riconoscimento separato dell'IRAP in tariffa, prima incorporato nel WACC.

Già a fine 2013 AEEGSI, con la delibera 637/2013/R/eel, aveva fissato l'aumento della tariffa di commercializzazione della vendita di energia elettrica, a valere per il primo trimestre del 2014, per tener conto del rischio morosità dei clienti finali. Contestualmente, l'Autorità, nelle more della definizione di un meccanismo a regime, aveva anche istituito un meccanismo transitorio di compensazione della morosità per prelievi fraudolenti, cui gli esercenti la maggior tutela presentano istanza di adesione entro il 30 giugno 2014.

Delibera 154/2014/R/eel - Tariffa di riferimento 2014 relative al servizio di distribuzione di energia elettrica

Con la delibera 154/2014/R/eel del 3 aprile 2014 l'AEEGSI ha pubblicato le tariffe di riferimento relative al servizio di distribuzione di energia elettrica per l'anno 2014. Sono stati aggiornati sia i parametri che concorrono alla quantificazione dei ricavi ammessi di ciascun distributore per l'erogazione del solo servizio di distribuzione elettrica (tariffe specifiche aziendali) che i parametri a copertura dei costi di commercializzazione riguardanti il servizio di distribuzione elettrica (tariffa unica nazionale).

Delibera 169/2014/R/eel - Perequazione perdite di rete 2012 - 2014

Con la delibera 169/2014/R/eel del 10 aprile 2014 AEEGSI ha deciso di applicare per l'anno 2015, per le perdite di energia elettrica registrate sulle reti dei distributori nell'anno 2014, il meccanismo transitorio di perequazione tra imprese distributrici già previsto nella deliberazione 559/2012/R/eel (per le perdite dell'anno 2012), come modificato dalla delibera 608/2013/R/eel, e valido per l'anno 2014 sulla perequazione dell'anno 2013.

In sintesi, in attesa del meccanismo definitivo di calcolo della perequazione delle perdite di rete, che sarà reso noto a valle della conclusione del progetto di studio delle perdite di rete specifiche aziendali previsto per fine 2014, i distributori che hanno perdite di rete inferiori a quelle standard (come ACEA Distribuzione) riceveranno 1/4 dell'importo di perequazione relativo all'energia di competenza 2014, come già successo per il 2013 (per il 2012 gli stessi distributori hanno ricevuto

metà dell'importo). Conseguentemente, i distributori che hanno perdite di rete superiori a quelle *standard* verseranno importi ridotti.

Inoltre, le rettifiche tardive (energia di competenza ante 2012, 2013 e 2014) sarà considerata nella rideterminazione degli importi in capo alle imprese distributrici.

È da segnalare che il TAR Lombardia, a seguito di ricorso presentato dalla società A2A reti elettriche S.p.A., con la sentenza n. 1307 del 20 maggio 2014 ha annullato le delibere 559/2012/R/eel e 608/2013/R/eel, ovvero il meccanismo transitorio di perequazione delle perdite di rete per gli anni 2012 e 2013. Ciò perché AEEGSI, pur partendo dalle risultanze di uno studio commissionato al Politecnico di Milano che aveva evidenziato una significativa differenziazione tra perdite effettive e perdite standard a livello territoriale soprattutto a causa dei prelievi fraudolenti, ha di conseguenza corretto il vigente meccanismo di perequazione provvedendo a ridurre gli importi sia positivi che negativi, pur in assenza di ulteriori informazioni tendenti ad una più completa rivisitazione dell'intero meccanismo perequativo che avrebbero dovuto portare alla definizione di coefficienti di perdita specifici aziendali anziché medi nazionali: tale obiettivo è invece perseguito dall'Autorità con lo studio sulle perdite di rete, ancora non concluso, e avviato con la stessa delibera 559/2012/R/eel. Secondo il TAR, quindi, AEEGSI avrebbe dovuto prima attendere gli esiti del predetto studio e poi, sulla scorta delle informazioni raccolte, modificare il meccanismo di perequazione delle perdite di rete. Avverso la citata sentenza del TAR Lombardia AEEGSI ha presentato ricorso in appello al Consiglio di Stato.

Delibera 179/2014/R/efr – Aggiornamento Prezzi minimi garantiti per impianti alimentati a fonti rinnovabili

Con la delibera 179/2014/R/efr del 17 aprile 2014 AEEGSI, a seguito della conversione in legge del D.L. 23 dicembre 2013 n. 145 con legge 21 febbraio 2014 n. 9, ha rivisto la delibera n. 280/07 in merito all'applicazione dei prezzi minimi garantiti agli impianti alimentati a fonti rinnovabili (FER), ovvero al prezzo di ritiro che il GSE applica all'energia elettrica prodotta da impianti FER che sono di ridotte dimensioni, con elevati costi di esercizio e manutenzione, con limitata producibilità annua e con potenza nominale fino a 1 MW.

Con tale delibera è stato stabilito che i prezzi minimi garantiti trovano applicazione per:

- impianti fotovoltaici con potenza nominale fino a 100 kW che accedono ad incentivi per l'energia elettrica prodotta;
- impianti idroelettrici con potenza elettrica fino a 500 kW che accedono ad incentivi per l'energia elettrica prodotta;
- impianti idroelettrici, ed altre fonti rinnovabili, con potenza nominale fino a 1 MW che non accedono ad incentivi per l'energia elettrica prodotta.

Resta fermo il principio secondo cui, se i prezzi minimi garantiti sono inferiori ai prezzi zonalari orari (ovvero quelli di vendita dell'energia sul mercato), si applicano questi ultimi.

In tutti gli altri casi diversi da quelli menzionati nella delibera 179/2014/R/efr, trovano applicazione i prezzi zonalari orari, come previsto dal D.L. 23 dicembre 2013 n. 145.

La citata delibera prevede anche che il GSE, nel caso in cui gli impianti idroelettrici con potenza elettrica fino a 500 kW che accedono a forme di incentivazione per l'energia elettrica prodotta nel corso dell'anno superano la predetta potenza, revochi per il medesimo anno i prezzi minimi garantiti, effettuando i dovuti conguagli a prezzo zonale.

Inoltre, gli impianti FER definiti nella delibera 179/2014/R/efr godono dei prezzi minimi garantiti anche se l'energia elettrica prodotta, anziché essere destinata al GSE, è venduta ad un *trader* o direttamente sui mercati dell'energia elettrica.

Delibera 231/2014/R/com – Unbundling contabile 2014

Con la delibera 231/2014/R/com del 22 maggio 2014 l'Autorità ha approvato il nuovo Testo Integrato Unbundling Contabile (Allegato A - TIUC), che sostituisce le precedenti disposizioni in materia contenute nel TIU (Testo Integrato Unbundling - Allegato A alla delibera n. 11/07). L'Allegato A alla delibera stabilisce che:

- le disposizioni del TIUC decorrano a partire dall'esercizio 2014;
- venga istituito un tavolo tecnico con gli operatori e le associazioni di categoria finalizzato alla redazione di un manuale di contabilità regolatoria che contenga specifiche tecniche di dettaglio per la redazione dei conti annuali separati ai sensi del TIUC;
- sia demandato al manuale di contabilità regolatoria la definizione delle specifiche tecniche utili alla redazione dei conti annuali separati, la coerenza tra la movimentazione delle immobilizzazioni comunicate ai fini della separazione contabile e quella comunicata in sede di raccolta dati ai fini delle determinazioni tariffarie dell'Autorità, la definizione di regole omogenee per la costruzione dei *driver* di ribaltamento delle poste dei servizi comuni e delle funzioni operative condivise e la valorizzazione delle transazioni all'interno del gruppo societario;
- sia demandata alla pubblicazione degli schemi contabili relativi ai futuri conti annuali separati, a cura degli Uffici dell'AEEGSI, la semplificazione della richiesta di informazioni che siano già oggetto di raccolta tramite altre raccolte dati da parte dell'AEEGSI.

In merito al citato tavolo tecnico, lo scorso 13 ottobre l'AEEGSI ha convocato il primo incontro che, oltre ad aver avuto come oggetto i citati argomenti riguardanti la movimentazione delle immobilizzazioni e la costruzione dei driver, ha anche affrontato i seguenti temi:

- modalità di valorizzazione delle transazioni all'interno del gruppo societario con eventuale applicabilità delle linee guida OCSE in materia;
- criteri di contabilizzazione delle poste patrimoniali ed economiche utili alla determinazione del costo riconosciuto (con particolare riferimento ai costi operativi e alla capitalizzazione delle immobilizzazioni) dei servizi infrastrutturali e dei corrispettivi a copertura dei costi di commercializzazione;
- problematiche relative alla perimetrazione di attività e comparti oggetto di separazione contabile;
- contenuto delle voci degli schemi contabili dei conti annuali separati;
- criteri di separazione delle poste contabili contenute nel bilancio consolidato.

Delibera 205/2014/R/eel – Sperimentazione tariffaria 2014 per clienti domestici con pompe di calore uso riscaldamento

Con la delibera 205/2014/R/eel dell'8 maggio 2014 AEEGSI ha avviato una sperimentazione tariffaria su base nazionale rivolta a tutti i clienti domestici residenti provvisti delle pompe di calore elettriche come unica fonte di riscaldamento. Tale sperimentazione, condotta su base nazionale, permette ai clienti aderenti di usufruire della tariffa di rete D1 che, a differenza delle attuali tariffe D2 e D3, permette il superamento della fatturazione dell'energia per scaglioni che, di fatto, limita l'utilizzo di tecnologie energetiche efficienti a causa dell'alto prezzo dell'energia negli scaglioni di consumo più elevati. La richiesta di adesione alla tariffa D1 può essere presentata a partire dal 1° luglio 2014 agli esercenti la maggior tutela (regime obbligatorio) ed ai venditori del mercato libero aderenti alla sperimentazione (regime facoltativo).

Delibera 266/2014/R/com – Adeguamento, al decreto legislativo 21/2014, del codice di condotta commerciale e di altre disposizioni relative alla tutela dei consumatori

Il decreto legislativo 21 febbraio 2014 n. 21 ha recepito nell'ordinamento italiano la direttiva 2011/83/UE in materia di diritti dei consumatori, modificando alcune previsioni del Codice del consumo (D. Lgs. 6 settembre 2005, n. 206) relative ai contratti tra professionisti e consumatori negoziati fuori dei locali commerciali, a distanza e diversi da quest'ultimi (ossia negoziati all'interno dei locali commerciali). Le nuove disposizioni si applicano espressamente anche ai contratti per la fornitura di acqua, gas, elettricità o teleriscaldamento, conclusi a partire dal 14 giugno 2014.

Il decreto legislativo in esame introduce nuove prescrizioni riguardanti:

- le informazioni precontrattuali che i professionisti devono fornire ai consumatori prima della conclusione dei contratti; a titolo esemplificativo nei soli contratti negoziati al di fuori dei locali commerciali o a distanza il professionista deve informare il consumatore che, qualora voglia

che la fornitura inizi durante il periodo utile per l'esercizio del diritto di ripensamento (14 giorni), ne deve fare esplicita richiesta su supporto durevole;

- i requisiti formali per i contratti negoziati fuori dei locali commerciali e per i contratti a distanza. In particolare, con riferimento ai contratti a distanza, viene introdotta la fase della conferma su un mezzo durevole del contratto concluso a distanza. Per i contratti conclusi via telefono (teleselling) sono richieste, inoltre, la conferma dell'offerta da parte del professionista, e l'accettazione del consumatore il quale è vincolato unicamente solo dopo aver firmato l'offerta o dopo averla accettata per iscritto, ovvero, previo consenso, su un supporto durevole;
- il diritto di ripensamento dei consumatori a seguito della conclusione di un contratto a distanza o di un contratto negoziato fuori dei locali commerciali; tale diritto potrà essere esercitato entro un termine di 14 giorni solari, a fronte dei 10 giorni lavorativi previsti dalla precedente disciplina. Qualora un consumatore eserciti il diritto di ripensamento dopo aver chiesto l'erogazione della fornitura durante il periodo utile per l'esercizio del diritto di ripensamento, lo stesso è tenuto a versare al professionista un importo proporzionale a quanto è stato fornito fino al momento in cui il consumatore ha informato il professionista della volontà di esercitare il diritto di recesso.

Alla luce di quanto premesso, con delibera 266/2014/R/com AEEGSI ha modificato le previsioni del Codice di condotta commerciale (Allegato A alla delibera ARG/com 104/10) riguardanti gli adempimenti di natura precontrattuale e le modalità di esercizio del diritto di ripensamento da parte del solo cliente domestico, adeguandole alle nuove disposizioni del Codice del consumo.

Inoltre, con il medesimo provvedimento, l'Autorità ha apportato nuove e transitorie previsioni, applicabili ai soli clienti finali domestici, in sostituzione di parte delle disposizioni di cui deliberazione 153/2012/R/com (contratti non richiesti) in tema di obblighi per i venditori in caso di contratti stipulati fuori dai locali commerciali o a distanza, ovvero funzionali a garantire tempistiche certe per la presentazione dei reclami ed il regolare svolgimento delle misure di ripristino eventualmente attivabili; per i clienti finali, diversi dai clienti domestici, continueranno a trovare applicazione le precedenti previsioni della delibera 153/2012/R/com.

La nuova formulazione dell'articolo 66-quinquies del Codice del consumo in tema di forniture non richieste prevede l'esonero, da parte del consumatore, dall'obbligo di fornire qualsiasi prestazione corrispettiva. Secondo l'Autorità, tale disposizione non contrasta con la disciplina in tema di forniture non richieste prevista dalla deliberazione 153/2012/R/com, ma si aggiunge ad essa, in quanto le c.d. procedure di ripristino previste da quest'ultima costituiscono strumenti di tutela sovrapponibili a quelli previsti dal Codice del consumo (tutela giudiziaria e tutela dell'Autorità Garante della Concorrenza del Mercato) ai quali il cliente finale resta sempre libero di ricorrere; le misure di ripristino, infatti, hanno la finalità di consentire al cliente finale, su sua iniziativa, di poter ripristinare il rapporto contrattuale ancora in essere con il venditore precedente a quello da lui stesso dichiarato come "non voluto".

Sentenza Consiglio di Stato per oneri dispacciamento fonti rinnovabili non programmabili

Il Consiglio di Stato, con sentenza n. 2936 del 9 giugno 2014, ha dichiarato definitivamente non fondati gli appelli promossi dall'AEEGSI avverso le sentenze del TAR Lombardia, nn. 1613/2013, 1614/2013, 1615/2013 e 1830/2013, che annullavano le delibere dell'Autorità nn. 281/2012/R/efr, 343/2012/R/efr, e 493/2012/R/efr, limitatamente ai criteri di calcolo dei corrispettivi di sbilanciamento attribuiti ai produttori di energia elettrica da fonti rinnovabili non programmabili.

Il Consiglio di Stato, confermando le sentenze pronunciate dal TAR, ha ritenuto che le citate delibere dell'Autorità violassero il principio di non discriminazione.

In particolare, il Consiglio di Stato ha affermato che *"le fonti di produzione di energia elettrica non programmabili sono caratterizzate dal fatto che, pur non essendo oggettivamente impossibile la previsione di energia prodotta ed immessa in rete, tale previsione, in ragione della tipologia della fonte e delle variabili che ne condizionano l'operatività, non può raggiungere lo stesso livello di precisione delle fonti programmabili"*; pertanto l'imposizione dei costi di sbilanciamento deve tenere conto della peculiarità di tali fonte. La previsione di apposite franchigie non è ritenuta idonea ad

assolvere tale onere, atteso che le franchigie non sono differenziate in ragione della tipologia di fonte. Il Consiglio di Stato ha invitato, quindi, l'Autorità ad individuare la modalità di ripartizione dei costi di sbilanciamento, introducendo *"meccanismi calibrati sulla specificità della fonte"* che tengano conto delle *"conseguenti difficoltà di effettuare una previsione di immissione in rete che raggiunga il medesimo grado di affidabilità che devono garantire le unità di produzione di energia programmabile"*.

In aggiunta il Consiglio di Stato ha evidenziato anche la non legittimità del regime previgente in cui, invece, i costi di sbilanciamento causati dalle richiamate unità di produzione, essendo socializzati, realizzavano *"una discriminazione tra operatori a vantaggio, non giustificabile in maniera così netta, di quelli che producono energia programmabile"*.

Con la delibera 522/2014/R/eel dello scorso 23 ottobre, l'Autorità, in esecuzione della sentenza del Consiglio di Stato n. 2936/14 e della conseguente consultazione (302/2014/R/efr), ha proceduto alla revisione della disciplina degli sbilanciamenti per le fonti rinnovabili non programmabili, precedentemente definita con la delibera 281/2012/R/efr. Nello specifico:

- sono state previste delle "bande" per l'energia oggetto di sbilanciamento differenziate per le diverse fonti rinnovabili consentendo di tenere conto delle specificità delle singole fonti, pari, ad esempio, al 31% per gli impianti fotovoltaici ed all'8% per gli impianti idrici ad acqua fluente. Tali soglie potranno essere oggetto di successiva revisione, in riduzione, per tenere conto dell'evoluzione dei sistemi di previsione della disponibilità delle fonti (e, di conseguenza, della produzione di energia elettrica) e del fatto che una partecipazione più attiva al Mercato Intraday (mercato infragiornaliero) dovrebbe contribuire a ridurre gli sbilanciamenti;
- è stato stabilito che al di fuori della banda l'energia elettrica oggetto di sbilanciamento venga valorizzata con le stesse modalità con cui attualmente vengono valorizzati gli sbilanciamenti delle unità di produzione non abilitate programmabili e delle unità di consumo (prezzi medi);
- è stato stabilito che all'interno della banda l'energia elettrica oggetto di sbilanciamento venga valorizzata con un corrispettivo unitario differenziato per zona di mercato ma non anche per fonte (componente perequativa zonale). Tale corrispettivo, espresso in euro/kWh, è determinato come rapporto tra il valore economico degli sbilanciamenti delle fonti rinnovabili non programmabili all'interno delle bande (calcolato come differenza economica tra il totale dei corrispettivi di sbilanciamento, dentro e fuori le bande, e il totale dei corrispettivi di sbilanciamento al di fuori delle bande) e la somma dell'energia elettrica oggetto di sbilanciamento e rientrante all'interno delle medesime bande. Tale opzione consente, infatti, di promuovere la corretta previsione delle immissioni di energia elettrica da impianti alimentati da fonti rinnovabili non programmabili, evitando che i corrispettivi di sbilanciamento siano allocati ai clienti finali e introduce corrispettivi di sbilanciamento come strumenti per la corretta valorizzazione dell'energia elettrica immessa, senza avere alcuna funzione penalizzante.

In alternativa alla modalità sopra riportata, al fine di aumentare la flessibilità, gli utenti del dispacciamento possono scegliere l'applicazione di corrispettivi di sbilanciamento senza banda - ossia adottando la modalità in essere per gli impianti programmabili non abilitati - evitando quindi che una parte degli sbilanciamenti sia valorizzata sulla base di corrispettivi non differenziati per fonte.

Relativamente al periodo tra il 1° gennaio 2013 (data di entrata in vigore della delibera 281/2012/R/efr) e il 31 dicembre 2014, Terna applicherà i corrispettivi di sbilanciamento come inizialmente definiti dalla delibera n. 111/06 (articolo 40, commi 40.4 e 40.5) e provvederà ad effettuare i relativi conguagli entro il 31 dicembre 2014.

Il nuovo provvedimento entrerà in vigore dal 1° gennaio 2015 e nei primi mesi di applicazione Terna potrà prevedere meccanismi di acconto e conguaglio sulla fatturazione dei corrispettivi di sbilanciamento delle fonti rinnovabili non programmabili.

Infine, poiché le citate disposizioni comportano delle modifiche al Codice di rete di Terna, con la delibera 643/2014/R/efr dello scorso 18 dicembre l'Autorità ha approvato tali modifiche, compresa la pubblicazione, nel Codice di rete della stessa Terna, del valore unitario (e dei termini da cui esso

deriva) della componente perequativa zonale calcolato, per la parte degli sbilanciamenti rientranti nelle bande, ai sensi della delibera 522/2014/R/eel.

Sbilanciamenti energia elettrica in Sardegna: sentenza TAR Lombardia n. 1648 del 24 giugno 2014

Con la citata sentenza il TAR Lombardia ha accolto i ricorsi presentati da Illumia S.p.A. e, per l'effetto, ha annullato le delibere dell'Autorità 342/2012/R/eel, 239/2013/R/eel, 285/2013/R/eel, e 197/2013/E/eel in tema di disciplina degli sbilanciamenti in Sardegna.

Il TAR, innanzitutto, ha accolto la censura relativa all'assenza del carattere di urgenza invocato dall'Autorità come presupposto per l'adozione della delibera 342/2012/R/eel: nel corpo della deliberazione risulta assolutamente indimostrata la sussistenza di tale presupposto, ovvero di rischi per la sicurezza del sistema elettrico, e ciò è stato anche successivamente confermato dalle risultanze dell'indagine conoscitiva conclusa con delibera 197/2013/E/eel. Inoltre, la delibera dell'Autorità risulta viziata anche per mancato svolgimento della procedura di consultazione, che invece, avrebbe consentito di riscontrare anche in via preventiva l'assenza del presupposto di urgenza. Viene richiamato a tal proposito l'orientamento giurisprudenziale secondo cui l'attribuzione di poteri normativi alle Autorità indipendenti trova la sua giustificazione all'interno dell'ordinamento proprio in ragione del sistema di consultazione preventiva.

Da ultimo, la disciplina contenuta nella deliberazione impugnata avrebbe un'efficacia retroattiva in contrasto con la libertà di iniziativa economica e con l'affidamento in capo agli operatori. Il TAR, quindi, conclude ritenendo non chiara la ragione per la quale Terna avrebbe dovuto modificare il criterio di calcolo per la definizione del prezzo di sbilanciamento, pur essendo lo stesso disciplinato dall'art. 39.1 della delibera n. 111/06 e non costituendo gli interventi di trading attività illecite o indebite.

L'Autorità, con delibera 321/2014/C/eel del 30 giugno 2014, ha deciso di proporre ricorso in appello, con istanza di sospensione cautelare, avverso la sentenza in oggetto. In data 2 ottobre 2014 è stata depositata l'ordinanza n° 4497 che ha respinto l'istanza cautelare ed ha fissato, per il prosieguo in sede di merito, l'udienza pubblica del 20 gennaio 2015. In data 23 marzo 2015 è stata pubblicata la sentenza del Consiglio di Stato che ha respinto l'appello proposto dall'AEEGSI.

Attività di commercializzazione di vendita di energia elettrica: tariffa di riferimento 2014

A fine 2013 l'AEEGSI, con la delibera 637/2013/R/eel, aveva fissato l'aumento della tariffa di commercializzazione della vendita di energia elettrica (RCV), a valere per il primo trimestre del 2014, per tener conto del rischio morosità dei clienti finali, misurato con il tasso di mancato pagamento delle fatture decorsi 24 mesi dall'emissione (*unpaid ratio*). Contestualmente, l'Autorità, nelle more della definizione di un meccanismo a regime, aveva anche istituito un meccanismo transitorio di compensazione della morosità per prelievi fraudolenti, cui gli esercenti la maggior tutela presentano istanza di adesione entro il 30 giugno 2014.

Con la delibera 136/2014/R/eel dello scorso 27 marzo l'AEEGSI ha aggiornato, dal 1° aprile 2014, la tariffa di commercializzazione della vendita al dettaglio di energia elettrica per il servizio di maggior tutela. Tale tariffa è stata rivista al rialzo per effetto della revisione del *tax rate* inglobato nel tasso di remunerazione del capitale investito netto (WACC), ora pari all'8%, e del riconoscimento separato dell'IRAP in tariffa, prima incorporato nel WACC.

Successivamente, a valle di segnalazioni pervenute da parte di alcuni esercenti la maggior tutela, l'AEEGSI con nota del 23 luglio 2014 ha richiesto ulteriori dati di dettaglio a tali operatori, riguardanti la distinzione dell'*unpaid ratio* tra aree urbane e non urbane, nonché di fornire indicazioni circa le azioni di gestione e recupero del credito messe in atto. A seguito della richiesta, è stato pubblicato il documento per la consultazione (DCO) 576/2014/R/eel in cui sono state illustrate le analisi dei dati forniti dagli operatori in risposta alla nota del 23 luglio 2014 e gli orientamenti dell'Autorità in relazione alle modalità di copertura degli oneri connessi alla morosità, compresi i costi connessi alla morosità per prelievi fraudolenti dei clienti finali. Dalla predetta analisi non è emersa in maniera univoca la maggiore incidenza del fenomeno della morosità nelle

aree urbane e di conseguenza l'AEEGSI non ha previsto ulteriori differenziazioni della componente RCV rispetto a quanto già operato oggi (componente RCV differenziata per tipologia di utente e per gruppi di regioni). La stessa Autorità ha, però, riconosciuto l'esistenza di fattori esogeni che possono influenzare il fenomeno della morosità del singolo esercente rispetto a quanto riscontrato a livello nazionale e riflesso nella tariffa RCV: motivo per cui è stata prevista l'introduzione di un meccanismo di compensazione (partecipazione su base volontaria da parte dell'operatore) da applicare nei casi in cui l'unpaid ratio dell'esercente la maggior tutela sia superiore all'*unpaid ratio* utilizzato ai fini della determinazione della RCV. Inoltre, per quanto riguarda il riconoscimento degli oneri per prelievi fraudolenti, l'Autorità ha previsto che l'attuale meccanismo di compensazione transitorio entri in vigore a regime con alcune modifiche per la modalità da calcolo.

Con la delibera 670/2014/R/eel dello scorso 29 dicembre l'AEEGSI ha poi definito a livello nazionale l'*unpaid ratio* a 24 mesi valevole per l'anno 2015, pari a 1,36%, con un incremento di circa 0,07 punti percentuali rispetto al livello rilevato per la determinazione tariffaria dell'anno 2014, al netto dei prelievi fraudolenti ed ha conseguentemente determinato per l'anno 2015 le componenti DISPBT e RCV, nonché il corrispettivo PCV applicato ai clienti finali non domestici. Facendo seguito agli orientamenti del DCO 576/2014/R/eel l'Autorità ha anche istituito due meccanismi di compensazione (morosità e morosità dei prelievi fraudolenti), cui possono accedere gli esercenti la maggior tutela che abbiano messo in atto azioni di gestione e di recupero del credito efficienti ed ulteriori rispetto alla sola procedura di sospensione del punto di prelievo moroso. Per accedere a tali meccanismi gli esercenti dovranno presentare, entro il prossimo 30 aprile, apposita istanza a CCSE accompagnata da una relazione della società di revisione legale che esprima un giudizio di conformità degli importi dichiarati (di fatturato e di incasso) rispetto ai valori esposti nella situazione contabile della società; entro il prossimo 30 giugno CCSE comunicherà l'ammontare dei meccanismi ai singoli operatori e tali importi saranno poi liquidati dalla stessa CCSE entro il 31 luglio 2014. Nello specifico:

- il meccanismo di compensazione degli oneri connessi alla morosità dei clienti finali si applica agli esercenti la maggior tutela per i quali si sia verificato uno scostamento significativo del valore dell'*unpaid ratio* effettivo rispetto a quello assunto per il calcolo della componenti RCV applicata in corso d'anno. Tale meccanismo è transitoriamente valido per l'anno 2014, in quanto l'Autorità si riserva di effettuare ulteriori approfondimenti nel corso del 2015 sulla struttura dei costi degli esercenti la maggior tutela;
- il meccanismo di compensazione degli oneri connessi alla morosità per prelievi fraudolenti dei clienti finali è basato sull'*unpaid ratio* relativo ai prelievi fraudolenti e rapportato al fatturato riconducibile esclusivamente a tali consumi, i quali sono stati dichiarati di natura fraudolenta dal distributore locale.

Inoltre, la delibera in questione prevede l'avvio di un procedimento al fine di rivedere le modalità per la determinazione dei costi riconosciuti agli esercenti la maggior tutela a mezzo delle componenti RCV: ciò per tener conto di quanto evidenziato dagli operatori circa altri costi al momento non riconosciuti attraverso la metodologia utilizzata dall'Autorità. In quest'ambito AEEGSI valuterà in particolare la differenziazione del livello di *unpaid ratio* con riferimento ai clienti finali ancora serviti trascorso un periodo di 24 mesi e a quelli cessati, e l'impatto che tale differenziazione può avere sui singoli esercenti, e gli ulteriori costi sostenuti dagli esercenti la maggior tutela e le determinanti dei medesimi (quali la diversa dimensione aziendale e quindi, la presenza o meno di economie di scala).

Infine, il provvedimento prospetta la revisione delle modalità per la determinazione del corrispettivo PCV applicato ai clienti in maggior tutela a copertura dei costi di commercializzazione sulla base dei costi sostenuti da un venditore efficiente del mercato libero, nonché l'opportunità di procedere alla revisione dell'articolazione della componente RCV, passando da una tariffa monomia, espressa in euro/cliente, a una tariffa binomia, espressa quota parte in euro/cliente e quota parte in euro/energia venduta.

Delibera 593/2014/S/efr – Definizione delle modalità di calcolo delle sanzioni in materia di titoli di efficienza energetica

L'AEEGSI ha definito le modalità di calcolo delle sanzioni in materia di titoli di efficienza energetica, ad integrazione dei criteri generali di quantificazione della sanzione di cui alla delibera 243/2012/E/com. In particolare, ha stabilito che:

- a) al soggetto obbligato che non consegua una quota pari o superiore al valore minimo dell'obiettivo d'obbligo di propria competenza (pari al 50% per gli anni 2013-2014 ed al 60% per gli anni 2015-2016), verrà irrogata una "sanzione da ritardo" calcolata sulla base del numero dei titoli mancanti al raggiungimento della quota minima, fatto salvo l'obbligo di compensazione nel biennio successivo;
- b) al soggetto obbligato che nel biennio successivo all'anno d'obbligo non compensi la quota residua di inadempimento verrà irrogata una "sanzione definitiva" calcolata sulla base del numero dei TEE ancora mancanti per il raggiungimento dell'obiettivo. Tale sanzione dovrà essere quantificata tenendo conto:
 - ✓ della maggiore gravità di tale inadempimento rispetto al ritardo di cui al punto a);
 - ✓ dei seguenti parametri:
 - valore medio assunto dai titoli nel mercato e nei contratti bilaterali, nel periodo compreso tra il 1° giugno dell'anno successivo a quello d'obbligo al 31 maggio del secondo anno successivo;
 - numero di titoli che corrispondono all'inadempimento oggetto della sanzione;
 - costi evitati dal soggetto obbligato in ragione dell'inadempimento;
- c) al soggetto che abbia conseguito, per ciascun anno, una quota pari o superiore al valore minimo dell'obiettivo d'obbligo di propria competenza ma inferiore al 100% e nel biennio successivo non compensi la quota residua, verrà irrogata una sanzione calcolata sulla base dei criteri di cui alla lettera b).

Andamento delle Aree di attività

Risultati economici per area di attività

La rappresentazione dei risultati per area è fatta in base all'approccio utilizzato dal *management* per monitorare le *performance* del Gruppo negli esercizi posti a confronto nonché nel rispetto del principio contabile IFRS 8. Si evidenzia che i risultati dell'area "Altro" accolgono quelli derivanti dalle attività corporate di ACEA oltre che le elisioni di tutti i rapporti intersettoriali.

2014	Ambiente	Energia					Idrico				
		Generazione	Vendita	Energy Management	Elisioni intra area	Totale Area	Idrico Italia	Estero	Ingegneria	Elisioni intra area	Totale Area
Milioni di euro											
Ricavi	129	59	2.047	0	(33)	2.074	641	9	31	(28)	654
Costi	74	26	1.969	0	(33)	1.962	363	7	20	(28)	362
Margine operativo lordo	55	34	78	0	0	112	278	3	11	0	292
Ammortamenti e perdite di valore	26	19	88	0	0	107	71	0	0	0	71
Risultato operativo	28	15	(10)	0	0	4	207	2	11	0	221
Investimenti	13	12	8	0	0	20	147	1	1	0	149

2014	Reti					Altro		Totale consolidato
	Distribuzione	Illuminazione pubblica	Fotovoltaico	Elisioni intra area	Totale Area	Corporate	Elisioni di consolidato	
Milioni di euro								
Ricavi	486	67	7	(9)	551	123	(473)	3.057
Costi	244	61	2	(9)	298	117	(473)	2.339
Margine operativo lordo	242	7	4	0	253	6	0	718
Ammortamenti e perdite di valore	94	1	0	0	95	28	0	327
Risultato operativo	148	6	4	0	158	(21)	0	390
Investimenti	121	1	0	0	122	14	0	319

2013 Restated	Ambiente	Energia					Idrico				
		Generazione	Vendita	Energy Management	Elisioni intra area	Totale Area	Idrico Italia	Estero	Ingegneria	Elisioni intra area	Totale Area
Milioni di euro											
Ricavi	115	61	2.255	889	(40)	3.165	607	12	25	(20)	624
Costi	67	24	2.203	886	(40)	3.073	338	8	17	(20)	343
Margine operativo lordo	48	37	52	3	0	92	269	4	8	0	281
Ammortamenti e perdite di valore	28	18	69	1	0	89	74	0	1	0	76
Risultato operativo	20	19	(17)	2	0	3	194	3	7	0	205
Investimenti	12	5	6	0	0	11	129	0	1	0	130

2013 Restated	Reti					Altro		Totale consolidato
	Distribuzione	Illuminazione pubblica	Fotovoltaico	Elisioni intra area	Totale Area	Corporate	Elisioni di consolidato	
Milioni di euro								
Ricavi	467	127	9	(1)	601	111	(1.297)	3.319
Costi	221	120	3	(1)	344	114	(1.297)	2.644
Margine operativo lordo	245	6	6	0	257	(3)	0	675
Ammortamenti e perdite di valore	95	1	1	0	96	24	(1)	312
Risultato operativo	150	5	5	0	161	(26)	1	363
Investimenti	103	0	0	0	103	12	0	269

Si informa che, a partire dal 1° gennaio 2014, la Società Ecogena è stata allocata sotto la responsabilità dell'Area Energia - Generazione mentre fino al 31 dicembre 2013 la Società faceva capo all'Area Reti. Si precisa che la società Ecogena è consolidata, a partire dal 2014, sulla base del metodo integrale per effetto delle modifiche intervenute negli assetti societari.

Tra i ricavi delle tabelle sopra riportate è incluso il risultato sintetico delle partecipazioni (di natura non finanziaria) consolidate con il metodo del patrimonio netto.

Area Industriale Ambiente

Dati operativi e risultati economici e patrimoniali del periodo

Dati operativi	U.M.	2014	2013 Restated	Variazione	Var. %
Conferimenti a WTE	kTon	342	292	50	17,0%
Conferimenti a impianto produzione CDR	kTon	0	20	(20)	(100,0%)
Energia Elettrica ceduta	GWh	249	222	26	11,9%
Rifiuti Ingresso impianti Orvieto	kTon	95	120	(25)	(21,0%)
Rifiuti Recuperati/Smaltiti	kTon	337	298	39	13,0%

Risultati economici e patrimoniali (€ milioni)	2014	2013 Restated	Variazione	Var. %
Ricavi	128,6	115,0	13,6	11,8%
Costi	74,1	66,6	7,5	11,3%
Margine operativo lordo	54,5	48,4	6,1	12,6%
Risultato operativo	28,2	20,2	8,0	39,6%
Dipendenti medi (n.)	216	212	4	1,9%
Investimenti	13,3	12,1	1,2	9,9%
Indebitamento finanziario netto	179,6	184,6	(5,0)	(2,7%)

L'Area chiude l'esercizio 2014 con un livello di EBITDA pari a € 54,5 milioni, in aumento rispetto al 2013 per complessivi € 6,1 milioni principalmente per effetto dei migliori risultati registrati in ARIA (+ € 7,4 milioni) con particolare riferimento all'impianto di Terni in conseguenza della maggiore operatività *post revamping* e all'impianto di San Vittore per i volumi trattati. Il Gruppo Aquaser fa registrare un minor margine operativo lordo per € 1,6 milioni principalmente dovuto a Kyklos a seguito del sequestro dell'impianto avvenuto a fine luglio in conseguenza di un incidente mortale occorso a due operai di una società appaltatrice.

L'organico medio al 31 dicembre 2014 si attesta a 216 unità e risulta in aumento di 4 unità rispetto allo scorso esercizio. Contribuiscono all'incremento Aquaser (+ 2 risorse) e ARIA (+ 2 risorse).

Gli investimenti dell'Area si attestano a € 13,3 milioni e risultano sostanzialmente in linea con quelli dello scorso esercizio.

L'indebitamento finanziario dell'Area si attesta a € 179,6 milioni e decresce di € 5,0 milioni rispetto alla fine dell'esercizio 2013. La variazione è essenzialmente attribuibile al Gruppo Aquaser (- € 4,2 milioni), per effetto dei maggiori incassi a cui si aggiunge un miglioramento anche delle società ARIA e SAO che riducono l'indebitamento di ulteriori € 0,9 milioni.

Andamento della gestione

ARIA

L'attività svolta da ARIA è caratterizzata dalla gestione diretta degli asset confluiti dalle società controllate Terni En.A., E.A.L.L., Enercombustibili ed Ergo En.A., incorporate nell'esercizio 2011. La Società intrattiene rapporti di commercializzazione di energia elettrica con Acea Energia che svolge attività di operatore di mercato alla quale cede i volumi di energia in eccedenza prodotta dalle due

nuove linee dell'impianto di San Vittore del Lazio rispetto a quella ritirata dal GSE in regime di CIP 6/92.

Impianto di termovalorizzazione di Terni (UL1)

L'impianto di termovalorizzazione di Terni è destinato alla produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili ed, in particolare, in quello della termovalorizzazione di *pulper* di cartiera.

La comprensione e la risoluzione delle criticità di funzionamento delle diverse sezioni impiantistiche, avuto particolare riferimento al gruppo turboalternatore, hanno consentito di completare i processi di collaudo dal punto di vista prestazionale. L'emissione del certificato di Collaudo Finale, quale documento di sintesi dei diversi interventi eseguiti, avverrà nel corso del 2015. Inoltre si evidenzia che la pianificazione contrattuale per conferimenti del rifiuto *pulper* ha garantito il fabbisogno del combustibile per l'impianto per tutto il 2014.

Con riferimento alle verifiche avviate da GSE, per il tramite di RSE a partire dal mese di dicembre 2013, dopo aver completato il controllo congiunto sulle modalità di determinazione della frazione biodegradabile del rifiuto soggetta ad incentivazione, la Società sta completando l'iter di richiesta di emissione e ritiro dei corrispondenti certificati verdi.

Nel mese di ottobre 2014 è stata presentata una nuova istanza di autorizzazione finalizzata ad ottenere un ampliamento della categorie dei rifiuti (codici C.E.R.) non pericolosi da avviare a recupero energetico presso l'impianto di termovalorizzazione di Terni. L'iniziativa non prevede modifiche impiantistiche ed è finalizzata ad intercettare nuove tipologie di rifiuti non pericolosi potenzialmente conferibili da produttori presenti nel territorio della Regione Umbria ed in aree limitrofe, nel rispetto del principio cardine della normativa comunitaria sui rifiuti della "prossimità", rispetto ai luoghi di produzione.

In relazione alla predetta integrazione dei codici C.E.R., la Società ha presentato un'istanza coordinata di Valutazione di Impatto Ambientale e di modifica dell'Autorizzazione Integrata Ambientale alla Regione Umbria. L'istanza tiene conto delle disposizioni di cui all'art. 35 del DL 133/2014 (Sblocca Italia), avuto particolare riferimento al funzionamento dell'impianto a saturazione del carico termico. L'iter istruttorio è già stato avviato con comunicazione della Regione Umbria di "Procedibilità della domanda presentata" ed è attualmente in corso la procedura di verifica AIA presso la Provincia di Terni, quale ente competente in materia.

Impianto di produzione CDR di Paliano (UL2)

L'impianto di produzione CDR di Paliano è in possesso di un'autorizzazione unica per la produzione di CDR con scadenza 30 giugno 2018.

Come noto, nel mese di giugno 2013, tale impianto è stato interessato da un vasto incendio che ne ha distrutto una parte, con successivo sequestro da parte dell'Autorità Giudiziaria ai fini probatori fino al mese di novembre 2014 essendo stata sancita la natura dolosa dell'evento da parte di terzi ignoti.

Successivamente al dissequestro, la società ha provveduto ad avviare le verifiche preliminari per l'esecuzione degli interventi di rimozione dei materiali scaturiti dall'incendio e di ripristino dello stato dei luoghi, finalizzato ad avviare un piano d'interventi di completa sostituzione e ricostruzione dell'impianto di produzione CDR.

La Società, pertanto, ha conferito incarico ad una primaria società del settore che ha eseguito i sopralluoghi tecnici di rito e predisposto il piano di caratterizzazione e messa in sicurezza delle aree, il piano di gestione dei rifiuti e il piano di demolizioni che sono stati presentati e successivamente approvati dalla Provincia di Frosinone. Tutta la procedura è stata eseguita di concerto con gli Enti e le Autorità competenti, nonché con i tecnici incaricati dalle società di assicurazione già attive in relazione ai diversi rischi connessi e scaturiti dall'evento. È comunque necessario evidenziare che le verifiche tecniche finalizzate ad individuare lo stato dei luoghi e delle strutture dopo l'incendio sono state completate, con conseguente avvio della fase di ripristino dei luoghi finalizzata alla ricostruzione dell'impianto ed è plausibile ritenere che nel corso del primo semestre 2015 sarà completato il processo di programmazione dell'intervento di ricostruzione

dell'impianto di produzione CDR. Alla data odierna è stata espletata la gara per gli interventi di demolizione.

Essendo stata accertata la responsabilità dolosa da parte di terzi il rimborso assicurativo sarà calcolato sulla base del valore di ricostruzione a nuovo che, sulla base del dettato contrattuale, sarà decurtato del 20%. Si segnala che in accoglimento alle istanze rappresentate dalla società è stato accordato da parte dell'assicurazione un anticipo complessivo di € 2 milioni.

Impianto di termovalorizzazione di San Vittore del Lazio (UL3)

L'impianto di termovalorizzazione di San Vittore del Lazio è destinato alla produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili ed in particolare da CDR. Nel corso del periodo di riferimento le linee 2 e 3 dell'impianto hanno garantito un esercizio regolare, sia in termini di energia elettrica prodotta che in termini di CDR avviato a recupero energetico.

Con riferimento all'iter istruttorio relativo al rinnovo dell'Autorizzazione Integrata Ambientale, la Società ha provveduto a completare la trasmissione della documentazione tecnica ed al momento è attesa la conclusione del procedimento amministrativo, con l'emissione della nuova Autorizzazione Integrata Ambientale che, sulla base delle recenti modifiche introdotte dalla normativa di settore, avrà una durata di anni 16.

Con riferimento all'attività di approvvigionamento del CDR impiegato nei processi di termovalorizzazione, la Società ha provveduto a perfezionare un adeguato numero di rapporti contrattuali che garantiscono l'esercizio delle due Linee senza soluzioni di continuità. Sono attualmente in fase di perfezionamento i nuovi contratti relativi all'esercizio 2015 che consentiranno di saturare i quantitativi annui ad oggi autorizzati per le linee 2 e 3.

Con riferimento agli interventi di ricostruzione relativi alla Linea 1 dell'impianto si rappresenta che la procedura di selezione del soggetto imprenditoriale che provvederà ad eseguire gli interventi di *revamping* è stata completata ed è stato perfezionato il relativo accordo contrattuale.

La consegna delle aree oggetto d'intervento verrà perfezionata, presumibilmente, nel corso del primo trimestre 2015 con fine lavori programmata nel corso dell'esercizio 2016.

Rispetto a quanto previsto dall'art. 35 del DL 133/2014 (Sblocca Italia), si precisa ulteriormente che la Società ha altresì trasmesso alla Regione Lazio, quale ente competente in materia, la richiesta di aggiornamento dell'autorizzazione AIA dell'impianto che prevede l'utilizzo delle due Linee di Recupero Energetico attualmente in funzione, al massimo carico termico.

SAO

È proprietaria della discarica localizzata nel territorio del Comune di Orvieto, opera nell'ambito della gestione dei rifiuti urbani e speciali.

La Società ha collaborato con l'ATI4 dell'Umbria nel procedimento di revisione e aggiornamento del Piano Economico Finanziario (PEF) relativo alla gestione del Polo Impiantistico di Orvieto. Tale Piano è stato approvato dall'ATI4 con delibere n. 2 e n. 3 del 21.01.2014; tali delibere contengono anche le nuove tariffe e le diverse componenti di conferimento rifiuti vigenti dal 1° gennaio 2014.

Nel mese di marzo 2014 la società ha comunicato agli Enti locali competenti che, in conformità alle autorizzazioni rilasciate, ha provveduto ad esperire la procedura di evidenza pubblica nonché il conseguente affidamento dei lavori di *revamping* dell'impianto di trattamento rifiuti di Orvieto e che, conseguentemente, nel rispetto della pianificazione d'ambito e delle autorizzazioni sopra citate, il conferimento dei rifiuti presso il medesimo impianto avrebbero avuto termine, come in effetti si è verificato, il 30 aprile 2014. La società ha inoltre comunicato che, a decorrere dal 1° maggio 2014, i rifiuti solidi urbani indifferenziati sarebbero stati sottoposti al trattamento alternativo e successivo abbancamento in discarica autorizzato dalla Provincia di Terni. In data 6 giugno 2014 la Provincia di Terni ha autorizzato il trattamento alternativo e successivo abbancamento in discarica fino all'accertata indisponibilità di impiantistica dedicata nel territorio dell'ATI4 dell'Umbria.

In data 19 giugno 2014, la Società ha comunicato agli Enti competenti che avrebbero avuto inizio le attività di cantiere per la realizzazione del *capping* frontale per il riambientamento del gradone n° 8 della discarica di Orvieto: gli interventi sono stati completati il 27 novembre 2014.

Nel mese di Agosto 2014, la Società ha presentato istanza di modifica sostanziale dell'Autorizzazione Integrata Ambientale del polo impiantistico di Orvieto con il progetto di "Adeguamento morfologico del sito ed ottimizzazione dei volumi e del *capping* sommitale" della discarica in esercizio (2° calanco). Tale progetto prevede in particolare: l'implementazione di un ulteriore gradone, la rimodulazione del gradone 10, l'ottimizzazione del *capping* sommitale e l'impiego di un nuovo sistema di gestione della discarica. I principali obiettivi e le ricadute dell'intervento sono i seguenti: per l'ampliamento delle volumetrie di discarica, proponendo un sistema di coltivazione alternativo che consentirà di ottimizzare la gestione delle aree attualmente gestite (2° calanco) incremento della capacità netta della discarica in termini di quantitativi di rifiuti conferibili nel sito, prolungamento della vita utile della discarica assicurando la continuità del servizio pubblico essenziale dei rifiuti urbani trattati, copertura della pianificazione d'ambito e possibilità di fronteggiare esigenze di mutuo soccorso inter ATI previsto dalla vigente Legislazione Regionale e nel Piano d'Ambito, contenimento della tariffa di smaltimento in discarica dei rifiuti a vantaggio dei Comuni utenti, risparmio di risorse naturali da impiegare come materiali tecnici.

Il procedimento autorizzativo prevede una fase di Valutazione di Impatto Ambientale, avanti alla Regione Umbria ed una modifica sostanziale della vigente Autorizzazione Integrata Ambientale, che sarà eseguita dalla Provincia di Terni.

Allo stato la Regione Umbria ha comunicato la procedibilità dal punto di vista amministrativo dell'istanza presentata, mentre la Provincia di Terni ha già provveduto a tenere una prima seduta della conferenza dei servizi in sede istruttoria, in cui sono stati verificati i processi e le modalità di valutazione della documentazione presentata.

Gruppo AQUASER

Aquaser

Opera nel settore dei servizi complementari del ciclo integrato delle acque, svolgendo un'attività di recupero e smaltimento fanghi di depurazione biologica e rifiuti derivanti dalla depurazione delle acque, di trattamento di reflui e rifiuti liquidi, e la prestazione di servizi ad essi connessi.

Svolge attualmente il servizio di trasporto e recupero dei fanghi di depurazione per la maggior parte delle società idriche del Gruppo ACEA. Strategicamente assume notevole importanza anche la localizzazione degli impianti, due nel Lazio, destinati quindi ad accogliere i fanghi delle commesse di ACEA Ato2 e ACEA Ato5, e uno in Toscana nelle vicinanze di Grosseto, destinato quindi ad accogliere i fanghi delle commesse delle società operanti in Toscana ed in Umbria con effetti di contrazione dei costi di trasporto.

Le attività di recupero vengono svolte mediante il conferimento ad impianti di compostaggio, prevalentemente di terzi e lo spandimento di fanghi in agricoltura su autorizzazioni anche esse prevalentemente di terzi.

Nel corso del periodo ha proseguito le sue attività di consolidamento della propria posizione di mercato.

È necessario evidenziare che nell'ambito del più ampio progetto di riorganizzazione societaria del Gruppo ACEA, finalizzato tra l'altro a semplificare ed ottimizzare la struttura organizzativa ed operativa e la sistemazione delle relative posizioni creditorie, l'Assemblea dei Soci del 30 dicembre 2014 ha deliberato, tra l'altro, la cessione alla controllante ACEA delle partecipazioni totalitarie detenute in Solemme e SAMACE. Si informa altresì che è stato depositato il progetto di fusione di SAMACE in Solemme che avrà effetti contabili e fiscali al 1° gennaio 2015.

L'operazione di cui sopra ha la finalità di costituire un'unica società per la gestione dei rifiuti organici, conseguendo un superamento funzionale del processo con l'intento di restituire ad Aquaser l'originale connotazione di intermediario nella gestione dei fanghi e lasciando tutta l'attività di trattamento dei rifiuti organici all'interno della società che gestirà l'impiantistica.

KYKLOS

Opera nel settore del trattamento dei rifiuti con produzione e commercializzazione di ammendante compostato misto; in particolare svolge la propria attività in località Campoverde, ad Aprilia, in forza dell'Autorizzazione Unica per impianti di trattamento e di recupero di rifiuti speciali non pericolosi rilasciata dalla Provincia di Latina con una potenzialità massima di 66.000 ton/anno.

In data 8 giugno 2010 è stato avviato l'iter autorizzativo per l'adeguamento dell'attuale impianto e l'ampliamento della potenzialità fino a 120.000 ton/anno mediante la realizzazione di una sezione di digestione anaerobica con recupero di energia elettrica e termica.

Si segnala che la Provincia di Latina, in data 28 marzo 2013, ha rilasciato autorizzazione unica per variante sostanziale dell'impianto di trattamento e recupero di rifiuti e per la produzione di energia. L'intervento autorizzato, che determina una potenzialità di trattamento pari a 120.000 ton/anno di rifiuti compostabili garantisce il soddisfacimento dell'esigenza di recuperare i rifiuti organici, soprattutto nel presente periodo di emergenza rifiuti a livello regionale, evitandone la collocazione in discarica, permettendo altresì di migliorare la posizione di primo player di Kyklos nel territorio di riferimento.

In conseguenza del ricorso proposto dal Comune di Nettuno per l'annullamento, previa sospensione dell'efficacia, della suddetta autorizzazione nonché del ricorso proposto da Kyklos per l'annullamento di alcune parti della medesima autorizzazione, il 25 febbraio 2014 è stata presentata dalla Società richiesta di sospensione del termine di avvio dei lavori (fissato entro i dodici mesi dal rilascio) fino alla pubblicazione da parte del TAR Latina delle sentenze di merito che definiscono le controversie sopra descritte. La richiesta è stata accolta dalla Provincia di Latina nel mese di aprile 2014.

Si evidenzia che il 28 luglio 2014, presso l'impianto di compostaggio si è verificato un incidente, in cui hanno perso la vita due operai di imprese esterne incaricate del servizio di prelievo e trasporto del percolato.

Il percolato è un rifiuto liquido, non pericoloso, derivante dal trattamento dei rifiuti non pericolosi, svolto presso l'impianto e che viene quotidianamente prelevato, come nel caso di specie, con operazione svolta in ambiente aperto, mediante autocisterne, per essere smaltito in idonei impianti autorizzati.

Il 30 luglio 2014, il Sostituto Procuratore della Repubblica presso il Tribunale di Latina disponeva *"il sequestro preventivo in via d'urgenza dell'impianto autorizzando sin d'ora le attività finalizzate al trattamento del materiale già presente sul sito e con l'osservanza delle prescrizioni impartite dall'ASL, organo di vigilanza rispetto alla attività autorizzata"* nominandone custode il Responsabile Tecnico dell'impianto.

La competente Autorità Giudiziaria ha doverosamente avviato un'indagine, tuttora in corso, nella quale figurano, in qualità di indagati, oltre ai titolari dell'impresa autotrasportatrice e della società di intermediazione dei servizi di trasporto e smaltimento del percolato, il legale rappresentante al momento dell'incidente ed il responsabile tecnico della.

Le strutture tecniche ed amministrative di Kiklos S.r.l., pur rappresentando la corrispondenza del proprio operato a tutte le prescrizioni autorizzative e di legge, hanno prestato la più ampia collaborazione alle attività in corso da parte delle competenti Autorità e hanno dato esecuzione a tutte le prescrizioni dalle stesse impartite.

Alla luce di quanto sopra, si confida che, ultimate le attività di recupero e smaltimento dei materiali giacenti in impianto ed approntate le ulteriori misure ritenute necessarie dalle citate Autorità, si possa ottenere la rimozione del provvedimento cautelare e, conseguentemente, il ripristino delle condizioni di funzionalità ordinaria dell'impianto, che svolge anche una rilevante funzione di interesse pubblico, essendo asservito al servizio di recupero della frazione organica da raccolta differenziata prodotta da numerosi comuni principalmente della Regione Lazio.

È altresì opportuno rilevare che, fin dall'inizio della propria attività, l'impianto di compostaggio è stato oggetto di continue visite ispettive, non rilevando elementi di criticità in merito alla gestione ordinaria dell'impianto.

Il sequestro dell'impianto comporta attualmente l'impossibilità da parte di Kyklos di realizzare ricavi mentre la Società è chiamata a far fronte ai costi relativi agli impegni assunti. Il perdurare del sequestro genera un fabbisogno finanziario per fronteggiare il quale la Società ha richiesto l'intervento da parte dei soci. ACEA ha fornito a Kyklos le risorse finanziarie necessarie al pagamento degli stipendi (oltre ai contributi e ritenute di legge) e dei debiti contratti per lo smaltimento del percolato, oltre a fornire il necessario supporto per il recupero dei crediti inevasi. È evidente che verranno poste in essere tutte le azioni utili a garantire la ripresa delle attività nel corso del 2015.

SOLEMME

Opera nel settore del recupero dei rifiuti, mediante compostaggio di rifiuti organici, in particolare fanghi prodotti dalla depurazione dei reflui civili e produzione di ammendante compostato misto. L'impianto di compostaggio è inserito nel Piano rifiuti della Provincia di Grosseto.

Il mercato di riferimento di Solemme è rappresentato dai fanghi di depurazione civile prodotti nella Regione Toscana, ed in particolare nell'ambito ATO6 Ombrone, relativo alla Provincia di Grosseto e Siena e dal trattamento dei rifiuti della raccolta differenziata.

L'attuale potenzialità dell'impianto non è sufficiente a garantire il recupero delle quantità attualmente prodotte di cui, si prevede un aumento in funzione dell'incremento delle attività di depurazione dei reflui civili.

Le difficoltà incontrate nel percorso per la realizzazione della soluzione integrata per la valorizzazione energetica dei fanghi ha determinato la decisione di attivare l'iter autorizzativo per l'adeguamento dell'impianto esistente.

L'impianto di compostaggio è da lungo tempo al centro di un serrato dibattito, per il suo ampliamento e tipologia industriale, con il Comune di Monterotondo Marittimo.

Infatti il Comune ha proposto ricorso al TAR contro le autorizzazioni rilasciate dalla Provincia di Grosseto sulla proposta del nuovo impianto di digestione anaerobica e compostaggio presentata da Solemme con capacità di 70.000 T/a.

Tale autorizzazione prevede l'ampliamento dell'impianto solo successivamente all'approvazione da parte del Comune di Monterotondo Marittimo del piano attuativo presentato dalla società in merito al quale l'Amministrazione Comunale si è espressa con diniego all'adozione con delibera consiliare del 26 Marzo 2013. Nel mese di febbraio 2014 sono stati tenuti incontri tra le parti volti a chiarire tutti gli aspetti di tipo tecnico al fine di addivenire ad una soluzione che consenta di ottenere le autorizzazioni ancora mancanti.

In data 11 aprile 2014 la Provincia di Grosseto ha prorogato l'autorizzazione all'esercizio dell'impianto attuale fino al 14 aprile 2015. Si segnala che, nel corso del mese di giugno 2014 si è svolto un incontro con la nuova amministrazione per il superamento del contenzioso in essere e l'approvazione del piano attuativo propedeutico alla realizzazione del nuovo impianto la cui approvazione è prevista entro l'esercizio in corso.

Il Comune di Monterotondo Marittimo ha approvato, con Deliberazione n. 36 del 25 novembre 2014, il Piano Attuativo, che è attualmente in fase di pubblicazione (che si concluderà in data 28 febbraio 2015), propedeutica all'adozione, la quale consentirà, a valle del rilascio del permesso di costruire, di avviare le attività di cantiere per la realizzazione del nuovo impianto.

È in fase di sottoscrizione tra la Società ed il Comune di Monterotondo Marittimo una convenzione che prevede:

- perfezionamento del procedimento di approvazione del Piano Attuativo entro il 31 dicembre 2014 (già conseguito), nonché di tutti i titoli autorizzativi comunque necessari per la realizzazione e gestione del progetto di adeguamento dell'impianto;
- rinuncia da parte della Società e del Comune di Monterotondo Marittimo dei ricorsi pendenti: davanti al T.A.R. per la Società per l'impugnazione della delibera comunale di non approvazione del Piano Attuativo; davanti al Consiglio di Stato per il Comune dell'impugnativa sulla validità della Valutazione di Impatto Ambientale;

- successivamente alla realizzazione ed entrata in esercizio dell'impianto, sistemazione (congiuntamente ad ENEL) della strada che conduce all'impianto;
- successivamente all'entrata in esercizio ed il conseguimento dei ricavi dell'impianto, realizzazione di iniziative di mitigazione ed interventi per la prevenzione, riduzione ed eliminazione degli impatti ambientali generati dall'impianto;
- corresponsione di forme di compensazione ambientale al Comune per i rifiuti provenienti da fuori ATO.

SAMACE

In data 5 luglio 2013 la Società è stata interamente acquistata da Aquaser.

Opera nel settore del recupero dei rifiuti con produzione e commercializzazione di ammendante compostato misto. La Società svolge la propria attività a Sabaudia in forza dell'Autorizzazione Unica per impianti di trattamento e di recupero di rifiuti speciali non pericolosi rilasciata dalla Provincia di Latina. In data 22 maggio 2014 la Società ha presentato istanza per l'incremento della potenzialità fino a 60.000 tonnellate annue di rifiuti compostabili con la realizzazione di una nuova sezione di compostaggio aerobico, raggiungendo una potenzialità complessiva di 90.000 tonnellate di rifiuti trattabili. Con Determinazione Prot. G17953 del 12 dicembre 2014, la Regione Lazio ha rinviato il progetto a procedura di Valutazione di Impatto Ambientale.

ISA

Opera nel settore della logistica e dei trasporti ed è stata ritenuta strategica per gli obiettivi di consolidamento di mercato. Infatti, con l'acquisizione della Società, si è voluta rafforzare la propria organizzazione per svolgere in maniera più autonoma i propri servizi, non solo quelli di trasporto ma anche quelli relativi ad altre attività connesse e complementari quali lo spandimento fanghi in agricoltura, la manutenzione dei letti di essiccamento e servizi di auto spurgo, che hanno, di fatto, determinato una crescita significativa delle attività svolte. In particolare è stato sviluppato il settore della disidratazione dei fanghi e del trasporto di rifiuti liquidi che ha l'obiettivo di portare ad un miglioramento del servizio offerto oltre che ad un contenimento dei costi di recupero e/o smaltimento e di trasporto, essenzialmente dovuti alla distanza degli impianti di trattamento rispetto ai siti di produzione dei fanghi.

Si segnala che attualmente la Società dispone di un proprio parco mezzi per lo svolgimento delle attività di autotrasporto.

Area Industriale Energia

Dati operativi e risultati economici e patrimoniali del periodo

Dati operativi	U.M.	2014	2013 Restated	Variazione	Var. %
Energia Prodotta	GWh	498	500	(2)	(0,4%)
Energia Elettrica venduta Libero	GWh	7.887	9.382	(1.495)	(15,9%)
Energia Elettrica venduta Tutela	GWh	3.000	3.234	(234)	(7,2%)
Energia Elettrica Nr. Clienti Libero (P.O.D.)	N/000	347	301	46	15,4%
Energia Elettrica Nr. Clienti Tutela (P.O.D.)	N/000	1.023	1.072	(48)	(4,5%)
Gas Venduto	Msm ³	103	100	4	3,9%
Gas Nr. Clienti Libero	N/000	155	99	56	56,7%

Risultati economici e patrimoniali (€ milioni)	2014	2013 Restated	Variazione	Var. %
Ricavi	2.073,7	3.164,7	(1.091,0)	(34,5%)
Costi	1.962,0	3.073,0	(1.111,0)	(36,2%)
Margine operativo lordo	111,7	91,7	20,0	21,8%
Risultato operativo	4,4	2,6	1,8	69,2%
Dipendenti medi (n.)	532	546	(14)	(2,6%)
Investimenti	19,7	11,4	8,3	72,8%
Indebitamento finanziario netto	356,1	302,6	53,5	17,7%

L'Area chiude l'esercizio 2014 con un livello di EBITDA pari a € 111,7 milioni, in crescita, rispetto all'esercizio precedente, di € 20,0 milioni.

La variazione positiva è il risultato di effetti contrapposti; in particolare:

- l'attività di generazione, svolta da Acea Produzione, registra un decremento di € 3,6 milioni, in conseguenza di una diminuzione del margine energia (- € 3,6 milioni) per effetto della riduzione dei prezzi (pur in presenza di maggiori quantità prodotte di energia per la maggiore idraulicità) a cui si accompagna una sostanziale linearità rispetto all'esercizio 2013 degli altri costi (+ € 0,1 milioni),
- il settore della vendita chiude l'esercizio 2014 con un valore di EBITDA pari a € 77,8 milioni, contro € 54,2 milioni dell'esercizio 2013; la variazione registrata discende dal miglior margine energia conseguito (+ € 15,6 milioni), parzialmente compensato dall'incremento dei costi esterni sostenuti da Acea Energia (+ € 2,8 milioni). Con riferimento al margine energia si segnala che **i)** il margine relativo al servizio della Maggior Tutela è pari a € 49,1 milioni e risulta in crescita rispetto al 2013 (+ € 14,4 milioni rispetto al 2013) per effetto principalmente della revisione della tariffa di commercializzazione energia (RCV), prevista dalle Delibere 637/2013 e 136/2014 e da ultimo dalla Delibera 670/2014 dell'AEEGSI, che ha istituito due meccanismi di compensazione (morosità e morosità dei prelievi fraudolenti), cui possono accedere gli esercenti la maggior tutela che abbiano messo in atto azioni di gestione e di recupero del credito efficienti ed ulteriori rispetto alla sola procedura di sospensione del punto di prelievo moroso; **ii)** il margine relativo al mercato Libero è pari a € 77,0 milioni e mostra una crescita di € 12,4 milioni rispetto al 2013 dovuta al segmento *mass market* parzialmente compensata dai minori margini del segmento B2B (minori volumi), nonché dal premio derivante dall'attività di ottimizzazione dei flussi energetici, che risulta influenzato positivamente dalla sentenza del TAR Lombardia del 24 giugno 2014, che ha annullato le Delibere dell'AEEGSI n. 342/2012, 239/2013, 285/2013 e 197/2013 in tema di disciplina degli sbilanciamenti; **iii)** il

marginale relativo alla vendita del Gas risulta pari a € 10,5 milioni e presenta un significativo incremento rispetto al 2013 (+18,6%) principalmente legato alla migliore marginalità unitaria.

Con riferimento all'organico la consistenza media al 31 dicembre 2014 si è attestata a 532 unità inferiore di 14 unità rispetto al precedente esercizio ed è l'effetto di una diminuzione di risorse in Acea800 (- 23 unità) a cui si contrappone un aumento in Acea Energia (+ 8 unità).

Gli investimenti dell'Area si attestano a € 19,7 milioni ed aumentano di € 8,3 milioni essenzialmente per effetto degli investimenti sostenuti da Ecogena (+ € 5,4 milioni).

L'indebitamento finanziario netto a fine 2014 si attesta a € 356,1 milioni ed aumenta, rispetto alla fine del 2013, di € 53,5 milioni. La variazione in aumento è attribuibile al settore della vendita (€ 59,3 milioni) essenzialmente per effetto dell'aumento del capitale circolante netto, dovuto principalmente al recupero di fatturazione, che ha determinato un maggiore fabbisogno finanziario dando luogo ad un peggioramento della posizione finanziaria netta. La variazione in diminuzione è riferita al settore della produzione (- € 5,8 milioni) prevalentemente in conseguenza del minor indebitamento prodotto da Acea Produzione (- € 14,0 milioni) parzialmente compensato dal maggior indebitamento riferito ad Ecogena per € 8,2 milioni che nel 2013 era consolidata con il metodo del patrimonio netto.

Andamento della gestione

Energy Management

Dal 1° gennaio 2014 ha efficacia la fusione per incorporazione di Acea Energia Holding in **Acea Energia**; quest'ultima svolge anche le attività di "Energy Management", risultando le stesse necessarie per il funzionamento delle operazioni del Gruppo, con particolare riguardo alle attività di vendita e di produzione

Acea Energia svolge anche la funzione di interfaccia con il Gestore dei Mercati Energetici (GME) e con TERNA; verso quest'ultimo soggetto istituzionale la Società è Utente del dispacciamento in immissione per conto di Acea Produzione e di altre società del Gruppo ACEA. Essa ha svolto nel periodo le seguenti principali attività:

- l'ottimizzazione e la nomina dell'energia elettrica prodotta dagli impianti termoelettrici di Tor di Valle e Montemartini e dall'impianto idroelettrico di S. Angelo,
- la negoziazione dei contratti per l'approvvigionamento di combustibili per gli impianti di generazione,
- l'approvvigionamento di gas naturale ed energia elettrica per la società di vendita ai clienti finali,
- la commercializzazione di titoli ambientali (certificati verdi, diritti di emissione e certificati di produzione da fonte rinnovabile) per Acea Energia ed Acea Produzione,
- l'ottimizzazione del portafoglio degli approvvigionamenti di energia elettrica nonché la gestione del profilo di rischio delle società dell'Area Energia.

Nel 2014 Acea Energia ha effettuato acquisti di energia elettrica dal mercato per complessivi 9.960 Gwh, di cui 7.853 Gwh tramite contratti bilaterali e 2.107 Gwh tramite Borsa, essenzialmente per rivendita ai clienti finali del mercato libero ed in parte residuale per attività di ottimizzazione dei flussi energetici e del portafoglio acquisti.

Produzione di energia elettrica

Il sistema di produzione di **Acea Produzione** è costituito da un insieme di impianti di generazione, con una potenza installata complessiva di 344,8 MW, composto da cinque centrali idroelettriche (tre delle quali situate nel Lazio, una in Umbria e una in Abruzzo), due impianti c.d. "mini idro",

Cecchina e Madonna del Rosario, due centrali termoelettriche, Montemartini e Tor di Valle (quest'ultima provvista di un modulo a ciclo combinato dotata di spillamento sulla turbina a vapore e di un modulo turbogas a ciclo aperto che fornisce in cogenerazione il servizio di teleriscaldamento ai quartieri di Torrino Sud, Mostacciano e Torrino-Mezzocammino nel Comune di Roma).

Nell'esercizio 2014 la Società ha realizzato, tramite gli impianti direttamente posseduti, un volume di produzione pari a 498,1 GWh di cui (i) da impianti idroelettrici per 485,8 GWh, (ii) da impianti c.d. mini idro per 2,1 GWh e (iii) da produzione termoelettrica per 10,2 GWh.

Per quanto riguarda l'attività di teleriscaldamento Acea Produzione, attraverso il modulo di cogenerazione della centrale Tor di Valle, ha fornito calore nelle aree Torrino Sud e Mostacciano (ubicati nella zona sud di Roma) per complessivi 73,1 GWht, per un totale di 2.659 utenze servite.

Il comparto idroelettrico ha registrato una produzione pari a 487,9 GWh beneficiando del principale contributo, leggermente superiore alla media storica decennale attesa (+1,9%), da parte della Centrale di Salisano ad acqua fluente potabile. La produzione degli impianti fluenti di Castel Madama, Mandela ed Orte è stata, invece, significativamente maggiore (+ 27,9%) di quella attesa basata sulla media decennale tenuto conto degli interventi di manutenzione programmata per effetto di un aumentato livello degli apporti idrici per le centrali del bacino del Tevere (fiumi Aniene e Nera) e per effetto dello spostamento al 2015 del progetto di assestamento delle gallerie di adduzione di Castel Madama.

Incrementata, rispetto alle medie decennali attese, anche la produzione della centrale S. Angelo (+22,1%) con 186,1 GWh. Gli apporti medi annui dei fiumi Aventino (6.2 mc/s) e Sangro (11.8 mc/s), sono risultati rispettivamente +28% e +14% rispetto alla media dei tre anni precedenti 2011/2013. Nonostante il periodo autunnale sia stato piuttosto siccitoso, nei mesi di Novembre e Dicembre, il buon andamento delle piogge nelle stagioni invernale e primaverile ha determinato positivi valori di apporti idraulici sui fiumi consentendo di produrre alla potenza media annua di 21,3 MW.

La produzione termoelettrica della società è risultata pari a 10,2 GWh al 31 dicembre 2014.

Si conferma il trend negativo della produzione per il ciclo combinato della centrale Tor di Valle per il quale sono state avviate le attività di progettazione e ingegneria relative ai lavori di ammodernamento. Inoltre, i prezzi di mercato particolarmente bassi hanno condizionato anche la produzione della sezione di cogenerazione che registra un'ulteriore diminuzione di produzione rispetto all'utilizzo passato. Il ciclo combinato, tenuto in esercizio come riserva fredda, ha svolto nel corso del 2014 prevalentemente il duplice ruolo di unità di rilancio ai sensi del Piano di Emergenza della città di Roma, e di back-up dell'unità di cogenerazione tramite il sistema di spillamento vapore collegato alla rete di teleriscaldamento. Per quanto riguarda la sezione di cogenerazione, il vincolo posto in termini di emissioni di massa di NOx al gruppo TG3 ha reso necessario il ricorso alle caldaie ausiliarie per la produzione del calore destinato al teleriscaldamento. Quanto detto è comunque in linea con i piani della società relativamente all'esecuzione del progetto di ammodernamento della centrale per il quale la Regione Lazio ha rilasciato parere positivo di compatibilità ambientale.

Il 2014 rappresenta il settimo anno di esercizio della Centrale Montemartini quale Unità Essenziale per la Sicurezza del Sistema Elettrico, ai sensi della Deliberazione AEEGSI n. 111/06, nell'ambito del Piano di Sicurezza del Sistema Elettrico Nazionale - Piano di Emergenza della Città di Roma.

Vendita di energia elettrica e gas

Per quanto concerne il mercato della vendita, nel periodo è proseguita la rifocalizzazione della strategia di vendita di **Acea Energia** attraverso una più capillare ed attenta selezione dei clienti perseguendo una duplice direttiva. La prima tende a privilegiare la contrattualizzazione del cliente di piccole dimensioni (residenziali e *microbusiness*) e la seconda consiste nel mantenere le *joint venture* attualmente in essere se fortemente radicate sul territorio e se garantiscono adeguata profittabilità.

In quest'ottica è proseguita nel periodo la gestione delle partecipazioni **Umbria Energy** e **Elga Sud** operanti rispettivamente in Umbria e Puglia. Si informa che in data 15 ottobre è stata aperta una verifica mirata da parte della Agenzia delle entrate – Direzione Provinciale BAT – su Elga Sud per l'anno di imposta 2010 che si è chiusa in data 12 novembre 2014 con la notifica di un processo verbale di constatazione. I rilievi contestati hanno riguardato l'indeducibilità ai fini Ires e Irap di alcuni costi e l'importo complessivo delle maggiori imposte richieste ammonta ad € 27 mila. La società ha fatto richiesta di adesione al PVC e nel corso del mese di febbraio 2015 ha provveduto al pagamento delle somme richieste dall'agenzia.

Prosegue la liquidazione di **Voghera Energia Vendite** la *joint venture* tra ASM Voghera e Acea Energia. Si informa che l'Agenzia delle Dogane nel corso dell'esercizio ha proceduto:

- all'annullamento in autotutela, per gli anni 2009, 2010, 2011 e 2012, dell'avviso di pagamento ed irrogazione sanzioni di circa € 10 milioni oltre sanzioni notificati nel mese di febbraio 2014 (per complessivi € 25 milioni);
- alla chiusura in adesione per l'anno 2008 dell'accertamento con un versamento di € 124 mila a titolo di imposta, sanzione e interessi;
- ha notificato, in data 28 ottobre, un processo verbale di constatazione relativo all'esercizio 2010, nel quale si contesta unicamente il mancato versamento di accise ed imposte addizionali sulla fatturazione ad unico cliente per € 28 mila, oltre sanzioni per € 19 mila. La società chiederà a rimborso al cliente le maggiori somme accertate perché non versate dal cliente.

Con riferimento alle tariffe applicate al servizio di maggior tutela:

- in materia di tariffe di distribuzione sono stati applicati ai clienti finali del mercato di Maggior Tutela le tariffe obbligatorie di distribuzione aggiornate trimestralmente secondo quanto previsto dall'Autorità dall'allegato A del TIT e valevoli per tutto l'anno 2014,
- per quanto attiene ai contributi di allacciamento e in quota fissa sono stati utilizzati i parametri definiti dall'Autorità con la deliberazione n. 348/2007 allegato B (TIC) e valevoli per tutto l'anno 2014.

Nel corso del 2014 la vendita di energia elettrica sul mercato della Maggior Tutela è stata pari a 3.000 GWh con una riduzione tendenziale del 7,2%. Il numero dei punti di prelievo è pari a 1.023.316 unità (erano 1.071.557 al 31 dicembre 2013): la riduzione è connessa alla forte competizione sul mercato romano da parte dei principali *competitor* alla quale la società fa fronte attraverso una costante attività commerciale per il mantenimento della propria clientela.

La vendita di energia elettrica sul Mercato Libero si è attestata a 7.344 GWh per Acea Energia e 543 GWh per le *Joint Venture* di vendita, per un totale di 7.887 GWh con un decremento rispetto al 31 dicembre 2013 del 15,9%.

Inoltre Acea Energia ha venduto 103,5 milioni di standard metri cubi (smc) di gas a clienti finali e grossisti che hanno riguardato 154.601 punti di riconsegna (erano pari a 98.676 unità al 31 dicembre 2013).

Si comunica infine che, ai sensi della Delibera 637/2013/R/EEL dell'AEEGSI, è stato riconosciuto alla Società un importo di € 5,4 milioni relativamente al meccanismo di compensazione della morosità per i prelievi fraudolenti, a seguito dell'istanza presentata nel mese di giugno 2014; l'importo è stato effettivamente erogato in data 31 dicembre 2014.

In merito al procedimento sanzionatorio avviato in data 8 novembre 2012 nei confronti di Acea Energia con delibera 462/2012/S/eel, in esito al contraddittorio avvenuto nel corso del 2013 con la Società, l'AEEGSI con delibera 540/2013/S/eel del 28 novembre 2013 ha dichiarato l'ammissibilità della proposta di impegni presentata in data 25 ottobre 2013 e ne ha disposto la pubblicazione. In data 19 febbraio 2014, l'AEEGSI ha pubblicato le osservazioni, presentate fuori termine, da Federconsumatori, alle quali Acea Energia ha risposto nel mese di marzo 2014 ribadendo la propria posizione già contenuta negli impegni pubblicati.

Con delibera 174/2014/S/eel dello scorso 17 aprile, AEEGSI ha approvato e reso obbligatori gli impegni proposti dalla Società, chiudendo così il procedimento avviato nei suoi confronti con la delibera 462/2012/S/eel. In sintesi:

- l'impegno relativo all'eliminazione delle cd. "code di fatturazione", ovvero la rinuncia a fatturare, per i clienti non trattati orari della maggior tutela, i consumi stimati dal venditore riferiti al periodo compreso fra la data di rilevazione del dato di misura (effettivo del distributore o dato più recente tra stima del distributore e autolettura del cliente) e la data di emissione della bolletta al cliente finale, dovrà essere attuato a partire dal primo ciclo di fatturazione bimestrale successivo alla data di comunicazione degli impegni da AEEGSI ad Acea Energia;
- l'impegno relativo al pagamento di un indennizzo a favore della clientela del servizio di maggior tutela interessata da fatturazione bloccata al 31 dicembre 2012, modulato in base alla durata del disservizio, dovrà essere attuato non oltre il secondo ciclo di fatturazione bimestrale successivo alla data di comunicazione degli impegni da AEEGSI ad Acea Energia;
- Acea Energia dovrà dare adeguata comunicazione ai clienti finali degli impegni che eseguirà;
- Acea Energia dovrà trasmettere all'Autorità, entro 240 giorni dalla notifica degli impegni, la prova documentale della completa attuazione degli stessi nonché la comunicazione dei costi sostenuti per l'implementazione degli impegni, dandone evidenza contabile nella nota di commento ai conti annuali separati (*unbundling* contabile);
- se Acea Energia contravviene agli impegni assunti, AEEGSI potrà riavviare il procedimento sanzionatorio ed irrogare una sanzione amministrativa pecuniaria fino al doppio di quella che sarebbe stata irrogata in assenza degli impegni.

Si evidenzia che in ottemperanza a quanto stabilito nella richiamata delibera, la Società ha provveduto in data 24 dicembre 2014 a comunicare all'Autorità l'avvenuta completa esecuzione degli impegni, fornendo altresì il relativo riscontro documentale.

Si informa che successivamente alla chiusura dell'esercizio Acea Energia:

- ha proposto ricorso al TAR Lombardia per ottenere l'annullamento della Delibera 670/2014 dell'AEEGSI poiché la componente tariffaria destinata a remunerare i costi di commercializzazione del servizio risulta del tutto inidonea a garantire l'effettiva copertura dei medesimi;
- ha ricevuto, in data 25 febbraio 2015, la notifica dell'avvio di un procedimento istruttorio (rif.PS/9815) da parte dell'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato (di seguito AGCM) ai sensi dell'art. 27, comma 3, del Decreto Legislativo 206 del 2005 (di seguito "Codice del Consumo") nonché dell'art. 6 del Regolamento sulle procedure istruttorie in materia di pubblicità ingannevole e comparativa, pratiche commerciali scorrette, violazioni dei diritti dei consumatori nei contratti, clausole vessatorie (di seguito "Regolamento") adottato dall'Autorità con delibera del 5 giugno 2014. Il procedimento è stato aperto in conseguenza di una serie di segnalazioni ricevute dall'AGCM sia da parte di singoli clienti sia dall'Associazione di consumatori Adiconsum Toscana. Il procedimento in questione, ai sensi dell'art. 7 del Regolamento, si concluderà entro 150 giorni decorrenti dal 25 febbraio 2015. Acea Energia ha presentato richiesta di accesso agli atti del procedimento, con particolare riguardo al fascicolo istruttorio;
- ha ricevuto, in data 19 marzo 2015, l'avvio, da parte dell'AEEGSI, di un procedimento per l'adozione di provvedimenti sanzionatori e prescrittivi per mancata o tardiva erogazione di indennizzi automatici (deliberazione 111/2015/S/eel). Il termine di durata dell'istruttoria è di 180 giorni dalla data di notifica del provvedimento.

Cogenerazione

La gestione operativa di Ecogena, anche nel 2014, è stata concentrata su due principali aree: il monitoraggio tecnico-economico degli impianti in esercizio ed i nuovi progetti in corso di realizzazione.



Ecogena ha proseguito le attività di costruzione della nuova centrale di trigenerazione a servizio del complesso immobiliare "Europarco" a Roma in zona EUR; nel mese di luglio 2014 è stato avviato il servizio energia in favore del nuovo parco a tema "Cinecittà World" presso Castel Romano. Il servizio proseguirà in regime ridotto fino alla metà del prossimo anno quando si prevede di passare ad un regime di pieno funzionamento. Il servizio di fornitura energia è prevista contrattualmente per un periodo di 15 anni. Nel corso del secondo semestre dell'anno è ripreso l'esercizio a pieno regime della centrale di cogenerazione a servizio dello stabilimento Sigma Tau di Pomezia. La sospensione si era resa necessaria per svolgere delle verifiche tecnico-legali, ultimate con buon esito. Prosegue infine la realizzazione delle opere edili presso le aree dedicate alla costruzione del nuovo centro commerciale "Laurentino", a Roma in zona Laurentina/Tor Pagnotta. Visti i ritardi delle opere edili, si prevede di poter attivare il servizio energia non prima di Giugno 2017. Prosegue infine la campagna commerciale presso alcuni clienti di Acea Energia, appartenenti principalmente al segmento business, con l'intento di promuovere i servizi di efficienza energetica della Società. Si informa infine che la partecipata EurPower è stata posta in liquidazione nel mese di novembre 2014.

Area Industriale Idrico

Dati operativi e risultati economici e patrimoniali del periodo

Dati operativi*	U.M.	2014	2013 Restated	Variazione	Var. %
Volumi Acqua	Mm ³	540	566	(26)	(4,6%)
Energia Elettrica Consumata	GWh	557	535	22	4,1%
Fanghi Smaltiti	kTon	214	194	20	10,3%

* Valori quota Gruppo ACEA

Risultati economici e patrimoniali (€ milioni)	2014	2013 Restated	Variazione	Var. %
Ricavi	653,8	624,1	29,7	4,8%
Costi	361,6	343,3	18,3	5,3%
Margine operativo lordo	292,2	280,8	11,4	4,1%
Risultato operativo	221,0	205,3	13,1	6,4%
Dipendenti medi (n.)	2.413	2.423	(10)	(0,4%)
Investimenti	148,9	130,0	18,9	14,5%
Indebitamento finanziario netto	488,1	610,8	(122,7)	(20,1%)

L'EBITDA dell'Area si è attestato al 31 dicembre 2014 a € 292,2 milioni e registra una crescita di € 11,4 milioni rispetto a quello del 2013.

La variazione è influenzata:

- positivamente dall'iscrizione dei maggiori ricavi a seguito dell'applicazione del Metodo Tariffario Idrico (MTI) varato dall'AEEGSI con delibera 643/2013: le maggiori variazioni si spiegano soprattutto con riferimento all'EBITDA di ACEA Ato2 (+ € 15,7 milioni) ed ACEA Ato5 (+ € 6,8 milioni); giova ricordare che una parte dell'incremento è dovuta all'iscrizione dei conguagli relativi alle cd. partite passanti ovvero il riconoscimento in tariffa di alcune tipologie di costi dell'esercizio 2012 e 2013 e comprendono la copertura dei costi sostenuti per fronteggiare l'emergenza ambientale e altre componenti di costo (i.e. energia elettrica e oneri locali) oltre all'inflazione prevista dalla regolazione vigente;
- negativamente dall'iscrizione, avvenuta nel 2013, di fenomeni non ripetutisi nel 2014 e che riguardano: **i)** la componente FNI spettante alle società idriche toscane per il 2012 ed il 2013 nell'ambito della procedura di formazione delle tariffe 2012 e 2013 stabilita dall'articolo 6 della citata delibera; **ii)** l'attualizzazione del debito di GORI verso la Regione Campania che ha generato nel 2013 l'iscrizione di un provento (pari a € 15,0 milioni) in conseguenza della rideterminazione e riscadenziamento del debito per l'acquisto di acqua sulla base dell'Accordo sottoscritto nel mese di giugno tra GORI, la Regione e l'Ente d'Ambito. L'Accordo include un piano di rientro di durata ventennale con applicazione degli interessi legali (nella misura del 2,5%) solo a partire dall'undicesimo anno.

Si riduce inoltre l'EBITDA delle Società operanti all'estero per effetto della ridotta attività anche a seguito della cessazione – avvenuta alla fine del 2012 - del contratto di gestione di Aguazul Bogotá.

Con riferimento ai costi operativi si segnala una crescita complessiva di € 18,3 milioni. La crescita è essenzialmente attribuibile ad ACEA Ato2, prevalentemente in conseguenza dei maggiori costi derivanti dal contratto di servizio verso la Capogruppo (+ € 3,4 milioni) dall'incremento del canone di concessione (+ € 2,0 milioni), dai maggiori costi di acquisto energia (+ € 8,7 milioni) e per lo smaltimento fanghi (+ € 4,4 milioni).

Contribuiscono alla variazione anche (i) Laboratori + € 2,8 milioni per incrementi del costo del personale distaccato dalla società ACEA Ato2 (+ € 2,9 milioni) impiegato nelle attività di manutenzione della rete idrica, nelle attività tecniche amministrative per la gestione delle licenze

idriche nonché altri costi per prestazioni verso la stessa; (ii) ACEA Ato5 per un aumento dei costi energia (+ € 1,2 milioni) ed aumento degli oneri diversi di gestione in particolare dovuti alla rettifica consumi di anni precedenti. Tali incrementi sono parzialmente compensati dalla diminuzione dei costi operativi sostenuti dalle altre società, in particolare da Agua Azul Bogotà (- € 1,3 milioni).

Il costo del lavoro ammonta ad € 79,0 milioni e risulta diminuito, rispetto al 2013, di € 4,2 milioni sostanzialmente per effetto della crescita dei costi capitalizzati in conseguenza delle modifiche intervenute nel corso del 2014 in merito alle procedure di capitalizzazione dei costi interni. L'organico medio al 31 dicembre 2014 si riduce di 11 unità e si attesta a 2.413 unità.

L'indebitamento finanziario dell'Area si attesta al 31 dicembre 2014 a € 488,1 milioni e decresce di € 122,7 milioni soprattutto per le migliori performance fatte registrare da ACEA Ato2 e ACEA Ato5 in conseguenza delle azioni di contenimento del circolante che hanno riguardato, tra le altre, le fatturazioni dei conguagli pregressi. Di segno opposto sono invece i risultati dell'estero (+ € 7,6 milioni) e dei servizi di ingegneria (+ € 9,6 milioni).

Gli investimenti dell'Area si attestano a € 148,9 milioni (+ € 18,9 milioni) e sono stati registrati quasi esclusivamente da ACEA Ato2 (+€ 17,6 milioni).

Andamento della gestione

Area Lazio - Campania

ACEA Ato2

Il Servizio Idrico Integrato nell'ATO 2 Lazio Centrale - Roma è stato avviato il 1° gennaio 2003. La presa in carico dei servizi dai Comuni dell'ATO è avvenuta gradualmente e i Comuni attualmente gestiti sono 75 rispetto ai 112 dell'intero ATO. Al 31 dicembre 2014 la situazione complessiva relativa al territorio gestito risulta essere la seguente:

Situazione acquisizioni	n° comuni
Comuni interamente acquisiti al S.I.I.	75
Comuni parzialmente acquisiti nei quali ACEA ATO 2 svolge uno o più servizi:	19
- di cui Comuni nei quali viene svolto il solo servizio del consorzio acquisito	5
- di cui Comuni parzialmente acquisiti ma con Soggetto Tutelato	3
- di cui Comuni parzialmente acquisiti	11
Comuni in cui ACEA ATO 2 non gestisce alcun servizio	13
Comuni che hanno dichiarato di non voler entrare nel S.I.I.*	5
* Sono comuni sotto i 1.000 abitanti che potevano esprimere la loro volontà in base al comma 5 del D.Lgs. 152/06.	

Tra i Comuni più grandi ancora non acquisiti rientra Civitavecchia per il quale la Regione Lazio, con D.G.R. 318 del 10/10/2013, ha disposto l'esercizio dei poteri sostitutivi per il trasferimento del servizio idrico integrato al gestore unico dell'ATO 2, mediante la nomina di un Commissario ad acta. Si segnala inoltre che è stata di recente rinnovata l'Amministrazione Comunale per cui si è in attesa di comunicazioni riguardo gli indirizzi assunti sulla gestione del SII. Sul trasferimento del S.I.I. di Civitavecchia pendono tuttavia notevoli criticità di carattere patrimoniale, gestionale e autorizzativo su cui al momento non è ancora possibile anticipare ipotesi di sviluppo e risoluzione. Il 29 dicembre 2014 sono state acquisite le gestioni dei servizi idrici di adduzione e/o distribuzione idrica nei Comuni di Capranica Prenestina, Olevano Romano, Canterano, Rocca Canterano, Gerano

e Rocca di Papa (servizi svolti precedentemente dalla Società Acque Potabili in regime di gestione tutelata). Per i Comuni di Capranica Prenestina ed Olevano Romano, per i quali già veniva svolta l'attività di gestione della fognatura e depurazione, il trasferimento ad ACEA Ato2 del servizio idrico completa l'acquisizione del Servizio Idrico Integrato (SII), mentre per i restanti quattro Comuni si tratta dell'acquisizione del solo servizio idrico in attesa del completo trasferimento del SII che potrà avvenire solo successivamente alla messa a norma delle reti di fognatura e degli impianti di depurazione delle acque reflue.

La Società cura il servizio di **distribuzione di acqua potabile** nella sua interezza (captazione, adduzione, distribuzione al dettaglio e all'ingrosso). L'acqua è derivata dalle sorgenti in virtù di concessioni a durata pluriennale.

Le fonti di approvvigionamento forniscono l'acqua potabile a circa 3.600.000 di abitanti in Roma e Fiumicino e in più di 60 Comuni del Lazio, attraverso cinque acquedotti ed un sistema di condotte in pressione.

Tre ulteriori fonti di approvvigionamento forniscono la risorsa non potabile da immettere nella rete di innaffiamento di Roma.

Il servizio di fognatura consta di circa 6.084 km di rete fognaria (di cui circa 4.088 km di rete a servizio del Comune di Roma) e di oltre 300 km di collettori, senza tenere conto della consistenza degli allacci fognari.

La Società gestisce il sistema depurativo e gli impianti di sollevamento annessi alla rete ed ai collettori fognari.

Nel 2014 i principali **impianti di depurazione** hanno trattato un volume di acqua pari a circa 565 milioni di mc, con un incremento di circa il 3% rispetto al medesimo periodo dell'anno precedente. La produzione di fanghi, sabbie e grigliati relativa a tutti gli impianti gestiti, nel periodo di osservazione, è stata di oltre 160,0 mila tonnellate, con un incremento di circa il 10% rispetto al 2013.

Al 31 dicembre 2014 la Società gestisce un totale di 541 **impianti di sollevamento fognari**, di cui 173 nel Comune di Roma ed un totale di 174 impianti di depurazione di cui 33 nel Comune di Roma.

Con riferimento alla problematica relativa ai sequestri degli impianti di depurazione si informa che alla data del 31 dicembre 2014 risultano sotto sequestro n. 8 impianti e n. 5 scarichi non depurati. A tal proposito si evidenzia che nel corso del mese di agosto: **(i)** è stata presentata in Tribunale l'istanza di dissequestro per il depuratore Colle Pisano; **(ii)** è stata rilasciata l'autorizzazione allo scarico di Valle Silla ed è stata presentata in Tribunale l'istanza di dissequestro con riferimento al dissequestro del depuratore Valle Silla e Pastene nel Comune di Rocca di Cave; **(iii)** il Tribunale Ordinario di Roma ha disposto il sequestro «del tratto di tubazione interrato sito nel piazzale Dunant civico 1 e della cameretta Acea» disponendo l'interdizione dell'esecuzione di opere di escavazione sull'area antistante. Il sequestro di natura probatoria è scaturito a seguito di decesso del caposquadra della ditta in appalto che stava lavorando, per conto Acea, all'interno della cameretta. Si ricorda, inoltre, che è ancora pendente il ricorso presso il TAR per il depuratore Colle Pisano di Monteporzio Catone per il quale la Provincia ha rilasciato l'autorizzazione a fine dicembre 2013, imponendo prescrizioni non attuabili nei tempi richiesti ed in contrasto con gli interventi di adeguamento precedentemente concordati in conferenza dei servizi. Tali prescrizioni saranno motivi aggiunti di ricorso al TAR. Anche per l'impianto di depurazione di Allumiere è pendente il ricorso presso il TAR per il depuratore Bolzella per il quale la Provincia ha rilasciato l'autorizzazione nel mese di febbraio 2014, imponendo limiti tabellari in contrasto con la natura del fosso e delle autorizzazioni rilasciate in precedenza. A marzo 2015 è stato dissequestrato il depuratore di Roma Est.

Per quanto riguarda la **tariffa**, si informa che con deliberazione 141/2014/R/idr del 27 marzo 2014, AEEGSI ha approvato i valori del moltiplicatore tariffario 2012 (pari a 1,025) e 2013 (pari a 1,053) proposti dalla Conferenza dei Sindaci riunitasi il 4 marzo 2014.

Con riferimento all'aggiornamento tariffario 2014 – 2015 AEEGSI ha approvato, con delibera 463/2014/R/idr del 25 settembre 2014, la proposta tariffaria 2014 e 2015 ed i relativi moltiplicatori tariffari sottoposti all'esame della Conferenza dei Sindaci del 10 luglio 2014; i moltiplicatori tariffari, pari rispettivamente a 1,148 e 1,251, prevedono un incremento annuale del 9% per entrambe le annualità tariffarie oggetto di approvazione.

Con la citata deliberazione l'Autorità ha effettuato le seguenti principali osservazioni:

- mancato riconoscimento dei costi sostenuti per le emergenze idriche riconducibili ai temi di potabilità delle fonti di approvvigionamento per un valore di € 0,24 milioni;
- accoglimento provvisorio degli altri costi sostenuti per le emergenze ambientali (€ 9,6 milioni) nelle more di ulteriori approfondimenti e in attesa degli esiti dei procedimenti giudiziari;
- accoglimento con prescrizione di mantenimento dell'isoricavo, in base ai volumi 2013 effettivamente rilevati, della modifica dell'articolazione tariffaria approvata dall'Ente d'Ambito fermo restando che l'AEEGSI si riserva di verificare, in sede applicativa, il rispetto dei criteri stabiliti dall'art. 39 della delibera 643/2013.

Inoltre, come stabilito dalla deliberazione 141/2014/R/idr di approvazione delle tariffe degli anni 2012 e 2013 dell'ATO 2 di Roma, la Conferenza, nell'ambito dell'attuazione del MTI, ha completato gli ulteriori approfondimenti richiesti in merito al dimensionamento della componente "FoNI", in rapporto al riconoscimento dei costi operativi programmati, in coerenza al vincolo ai ricavi del Gestore. Tale verifica ha comportato la conseguente modifica, accolta dall'AEEGSI, del valore della componente FoNI per il 2013, pur confermando i valori del VRG e del moltiplicatore tariffario già approvati per il biennio 2012 e 2013 e azzerando la componente FNI_{FoNI} per il 2013.

Al fine di contenere gli incrementi tariffari annuali l'Ente d'Ambito, con l'accordo del gestore, ha riallocato i conguagli riferiti alle annualità 2012 e 2013, prevedendone il recupero successivamente al 2015 per un importo pari a circa € 19 milioni.

Conseguentemente i ricavi del 2014, determinati sulla base delle determinazioni tariffarie assunte per il 2014, ammontano complessivamente a € 500,2 milioni comprensivi della stima dei conguagli delle partite passanti nonché dei differenziali rispetto a quanto iscritto negli esercizi 2012 e 2013.

ACEA Ato5

Svolge il servizio idrico integrato sulla base di una convenzione per l'affidamento del servizio di durata trentennale sottoscritta il 27 giugno 2003 tra la società e la provincia di Frosinone (in rappresentanza dell'Autorità d'Ambito costituita da 86 comuni). A fronte dell'affidamento del servizio, ACEA Ato5 corrisponde un canone di concessione a tutti i Comuni in base alla data di effettiva acquisizione della gestione.

La gestione del servizio idrico integrato sul territorio dell'ATO 5 – Lazio Meridionale - Frosinone interessa un totale di 85 comuni (restano ancora da rilevare le gestioni ai Comuni di Atina, Paliano e Cassino Centro Urbano limitatamente al servizio idrico) per una popolazione complessiva di circa 480.000 abitanti, una popolazione servita pari a circa 460.000 abitanti ed un numero di utenze pari a circa 187.101. Nel corso del 2014 non sono state formalizzate nuove acquisizioni ma si segnala che il 17 settembre 2014 è stato sottoscritto con il Comune di Atina un protocollo di intesa al fine di chiudere definitivamente il contenzioso ancora pendente e procedere finalmente alla consegna degli impianti strumentali alla gestione del SII nel territorio comunale.

Per quanto riguarda il Comune di Paliano, nel mese di agosto 2014, ACEA Ato5 ha sottoposto ad AMEA – attuale gestore del servizio – un protocollo di intesa finalizzato alla risoluzione delle diverse problematiche aperte che hanno impedito sino ad oggi la formalizzazione del passaggio del SII.

Relativamente al Comune di Cassino, nel mese di dicembre 2014, il TAR Latina ha accolto il ricorso proposto dalla Società ordinando al Comune di concludere gli adempimenti entro novanta giorni dalla notifica (o, se anteriore, dalla comunicazione in via amministrativa della decisione) e, decorso inutilmente tale termine, dovrà provvedere un Commissario *ad acta* nominato con la stessa decisione.

Il sistema idrico - potabile è costituito da impianti e reti, di adduzione e distribuzione, che fanno capo a 6 fonti principali da cui hanno origine altrettanti sistemi acquedottistici. La copertura di tale servizio è di circa il 97%.

Il sistema fognario - depurativo consta di una rete di collettori e fognatura collegati a impianti terminali di depurazione delle acque reflue. Sono 201 gli impianti di sollevamento gestiti dalla società e, per quanto riguarda la depurazione, sono 111 gli impianti biologici gestiti oltre a 16 fosse Imhoff e 3 percolatori.

A seguito delle ricognizioni e del relativo censimento delle utenze allacciate alla rete fognaria (per effetto delle Sentenza della Corte Costituzionale n. 335/2008) è emerso che la copertura di tale servizio è di circa il 68% rispetto alle utenze idriche.

Con riferimento alla **tariffa** relativa agli anni 2012 e 2013, approvata dalla Conferenza dei Sindaci il 5 marzo 2014, la Società ha iniziato a fatturare la tariffa corrispondente al moltiplicatore tariffario massimo ammissibile secondo la delibera AEEGSI 585/2012.

Con riferimento all'aggiornamento tariffario 2014 - 2015 ed alla correlata pianificazione economico - finanziaria, la Società ha presentato apposita istanza all'Ente d'Ambito e all'AEEGSI in data 29 aprile 2014. Il moltiplicatore tariffario contenuto nell'istanza è pari a 1,669 per il 2014 e a 1,660 per il 2015 superiore quindi a quello prescritto, previa istruttoria dell'AEEGSI, del 9%.

A seguito della diffida dell'AEEGSI all'Ente d'Ambito, il 14 luglio 2014 i Sindaci hanno deliberato l'approvazione del moltiplicatore tariffario per l'anno 2014 e 2015 nella misura massima provvisoriamente prevista dal metodo tariffario (rispettivamente 1,090 per il 2014 da applicarsi sulle tariffe 2013 e 1,090 per il 2015 da applicarsi sulle tariffe 2014), determinando tariffe provvisorie pari ad €/mc 1,680 per il 2014 e €/mc 1,831 per il 2015, "fermo restando che per quanto riguarda i valori di *theta* proposti dal gestore che determinano variazioni tariffarie nei termini assoluti superiori al limite previsto dal MTN, verrà disposta un'istruttoria da parte dell'AEEGSI".

E' stata deliberata inoltre la nuova articolazione tariffaria, che in base all'art. 39 dell'allegato A alla deliberazione 643/2013/R/idr, obbliga gli Enti d'Ambito o soggetto competente ad abolire il consumo minimo impegnato alle utenze domestiche.

I Sindaci hanno deliberato altresì "di trasmettere la deliberazione all'AEEGSI, unitamente alla documentazione posta all'ordine del giorno per la conseguente istruttoria, in ottemperanza della diffida dell'AEEGSI del 16 giugno 2014, di cui all'art. 5 comma 5.6 della deliberazione 643/2013/R/idr". La delibera della Conferenza dei Sindaci è stata pubblicata alla fine del mese di settembre 2014.

Il 19 febbraio 2015, nell'ambito dell'effettuazione degli approfondimenti istruttori di cui al comma 7.1 della delibera 585/2012, AEEGSI ha avanzato all'Ente d'Ambito una richiesta di chiarimenti e informazioni, da fornire entro il 6 marzo 2015.

Conseguentemente i ricavi del 2014 ammontano complessivamente, compresi i conguagli delle partite cd. passanti, a € 67,2 milioni e sono calcolati, così come avvenuto per gli esercizi 2012 e 2013, considerando il moltiplicatore tariffario contenuto nell'istanza del Gestore approvata dalla Conferenza dei Sindaci il 14 luglio 2014.

Con riferimento ai conguagli pregressi riferiti al periodo 2006 - 2011, quantificati dal Commissario ad acta in € 75,2 milioni (alla data del 31 dicembre 2014 tale ammontare è pari a € 64,6 milioni), si informa che ACEA Ato5, a partire dal mese di luglio u.s., ha iniziato a fatturare all'utenza. Si ricorda che, come indicato dalla delibera 643/2013, la fatturazione dei conguagli è prevista in tre annualità nel pieno rispetto delle modalità di recupero fissate.

Si rinvia per maggiori dettagli al paragrafo "Informativa sui servizi in concessione".

GORI

La Società gestisce il Servizio idrico Integrato di tutto il territorio dell'ATO n. 3 Sarnese Vesuviano della Regione Campania che si sviluppa per una superficie di 897 Km² con una popolazione di circa un 1,44 milioni di abitanti.

La rete idrica attualmente gestita si sviluppa per una lunghezza complessiva di 4.388 Km e si articola in una rete di adduzione primaria che si estende per 360 Km e in una rete di distribuzione di circa 4.028 Km, mentre la rete fognaria si estende per circa 2.298 Km.

Nella tabella di seguito riportata sono schematizzati i principali dati tecnici, ripartiti per servizio, rilevati al 31 dicembre 2014:

Dati Tecnici Esercizio 2014		
Comuni Gestiti	(n°)	76
Popolazione residente (ril. ISTAT al 1/1/ 2013)	(n°)	1 441 170
Rete idrica distribuzione	(Km)	4 028
Rete adduzione	(Km)	360
Totale Rete	(Km)	4 388
Sorgenti	(n°)	9
Pozzi	(n°)	67
Serbatoi	(n°)	183
Sollevamenti	(n°)	113
Servizio Fognatura		
Rete Fognaria	(Km)	2 298
Sollevamenti	(n°)	149
Servizio Depurazione		
Impianti	(n°)	12

Sulla base di apposita convenzione stipulata con l'Ente d'Ambito Sarnese Vesuviano il 30 settembre 2002, la Società è affidataria per un periodo di 30 anni del servizio idrico integrato.

Per quanto riguarda le **tariffe**, il Commissario straordinario p.t. dell'Ente d'Ambito Sarnese Vesuviano, con delibere n. 26 e n. 27 del 31 marzo 2014 ha aggiornato il Piano Economico Finanziario (PEF), trasmettendo all'AEEGSI il PEF, il Piano degli Interventi ed ha fissato i Vincoli ai ricavi garantiti e i moltiplicatori tariffari per gli anni 2014 e 2015.

Sulla base di quanto previsto dalla delibera 643/2013, le ipotesi assunte dal Commissario straordinario ai fini delle determinazioni tariffaria 2014-2015 ovvero delle regole tariffarie applicabili e dell'individuazione del quadrante di appartenenza hanno portato alla collocazione di GORI nel IV Quadrante, ciò in ragione di un rapporto tra investimenti necessari negli anni 2014-2017 e il valore delle infrastrutture esistenti maggiore del parametro ω , pari a 0,5 ed all'ipotesi assunta che intervenga una variazione sistemica dovuta al trasferimento delle opere regionali, ai sensi della delibera della Regione Campania n. 172/2013 del 03/06/2013 che ha disposto appunto il trasferimento delle "Opere Regionali".

Costituendo i precedenti assunti i presupposti da cui si è partiti per la determinazione del VRG 2014 iscritto in Bilancio, occorre altresì indicare le variazioni intervenute con impatto su tale Vincolo.

In primo luogo è da considerare l'entrata in vigore della Legge Regionale della Campania n.16/2014 "Interventi di rilancio e sviluppo dell'economia regionale nonché di carattere ordinamentale e organizzativo (collegato alla legge di stabilità regionale 2014)" che ai commi 88-91 dell'art.1 prevede che il trasferimento, in favore dei gestori del S.I.I. operanti in Campania, delle Opere

Regionali, avvenga solo all'esito di un periodo di efficientamento da attuarsi nel termine di trentasei mesi. Pertanto il trasferimento avverrà presumibilmente con l'avvio dell'esercizio 2018.

In secondo luogo, a seguito dell'ispezione effettuata dall'Autorità presso GORI in data 15 aprile 2014 sono emersi elementi di contestazione circa alcune assunzioni poste alla base del calcolo delle tariffe 2012 e 2013. I rilievi contestati hanno impatto irrilevante sui Vincolo 2012/2013 e sul teta e sono stati cautelativamente considerati ai fini della determinazione del vincolo 2014.

In particolare le violazioni dell'art. 7, comma 1, dell'Allegato A alla deliberazione 585/2012/R/idr e del punto 3.4.4 della determinazione 2/2012 TQI e dell'art. 8, comma 4, dell'Allegato A alla deliberazione 585/2012/R/idr e del punto 3.4.4 della determinazione 2/2012 TQI, hanno portato a rettificare i valori contestati in ModStratificazione e conseguentemente producendo un adeguamento del valore dei Capex.

Per l'anno 2014, si è conseguentemente determinato un VRG pari a € 174,2 milioni (quota Gruppo € 64,5 milioni) cui corrisponde un theta incrementale pari a 1,438 rispetto alla tariffa 2012.

Tali ricavi, analogamente a quelli degli esercizi 2012 e 2013, comprendono la differenza tra quello derivante dall'applicazione delle regole contenute nelle delibere 585/2012 e 643/2013 e quello massimo ammissibile in una prima fase: tale differenza ammonta complessivamente a € 39 milioni (quota Gruppo € 14,4 milioni).

I conguagli pregressi maturati al 31 dicembre 2011 ammontano complessivamente a € 79,4 milioni (quota Gruppo € 29,4 milioni) ed ammontavano inizialmente ad € 122,5 milioni (quota Gruppo € 45,3 milioni). Tali conguagli sono stati approvati, ai sensi dell'articolo 31 dell'Allegato A alla delibera 643/2013, dal Commissario Straordinario dell'Ente d'Ambito con delibera n. 43 del 30 giugno 2014. La delibera ha fissato altresì la tempistica di fatturazione in quattro anni di uguale importo. La diminuzione è conseguenza delle fatturazioni avvenute a decorrere dal mese di settembre 2014. Si evidenzia infine che per effetto dell'accordo attuativo stipulato in data 24 marzo 2014 tra la Regione Campania, il Commissario Straordinario dell'Ente d'Ambito Sarnese Vesuviano e la Società, che ha comportato la rideterminazione del debito verso la Regione Campania fissato a seguito dell'accordo di regolazione del 24 giugno 2013, i conguagli tariffari maturati fino al 2011 sono stati integrati di € 9,8 milioni (quota Gruppo € 3,6 milioni).

La Società ha provveduto ad accantonare tale ammontare per far fronte all'onere relativo all'adeguamento del valore dei crediti per le fatture da emettere per conguagli tariffari, in relazione ai tempi previsti per la fatturazione ed il recupero degli stessi. In conseguenza dell'emissione, nell'esercizio 2014, di parte dei conguagli di competenza ante 2011, la quota di fondo attualizzazione ritenuta eccedente è stata riclassificata al fondo svalutazione crediti al fine di fronteggiare il rischio relativo all'incasso delle cosiddette "partite pregresse".

Per quanto riguarda il prestito ponte di € 40 milioni scaduto il 30 giugno 2011 si informa che nel mese di aprile 2014 è stato sottoscritto il contratto di riscadenziamento del finanziamento ponte in mutuo pluriennale avente scadenza al 31 dicembre 2021. Tale accordo ha permesso di regolarizzare la posizione debitoria della Società con conseguenti effetti positivi in termini di miglioramento del rating e dell'accesso al credito bancario.

GESESA

La Società opera all'interno dell'Autorità dell'Ambito Territoriale Ottimale ATO n. 1 Calore Irpino che promuove e sviluppa l'iniziativa per la Gestione del SII sui Comuni delle Province di Avellino e Benevento. Attualmente, l'Autorità, retta dal Commissario Straordinario di cui al D.G.R. n. 813/2012, non ha provveduto ancora ad affidare ad un gestore Unico la gestione del SII.

L'ATO n. 1, ha recepito – di recente – nell'ambito di un più ampio discorso sulla programmazione e gestione delle Risorse Idriche nella Regione Campania - le indicazioni provenienti dalla Struttura di Missione sulla Programmazione e Gestione delle Risorse Idriche, tese ad agevolare la comune volontà degli ex-AATO di individuare un unico Gestore sul territorio che fa capo alle stesse Autorità. Questo, anche in forza alle modifiche introdotte dalla Legge 164/2014 Art. 7; al decreto Ambientale n. 152/2006, con particolare riferimento agli artt. 147 e 172 e di recente dalla legge di Stabilità

2015. Tale attività riveste carattere d'urgenza proprio grazie alle scadenze fissate dall'art. 172 del già citato decreto 152/2006, che fissa la 30 settembre 2015 il termini in cui gli Enti di Governo d'Ambito devono adottare provvedimenti definitivi in ordine all'affidamento della gestione del servizio ad un gestore unico (commi 1-3), disciplinando anche l'attuazione della fase di 'prima applicazione' della norma. Infatti, tale attività nella fase transitoria, è prevista anche nell'Art. 19 comma 3 del disegno di Legge regionale 477/13 di riordino del SII, che rinvia alle previsioni del citato art. 172.

La Società gestisce il SII in 12 Comuni della Provincia di Benevento per una popolazione complessiva di circa 95.000 abitanti distribuiti su un territorio di 451 Km². Le utenze complessive ammontano a circa 45.000. Il servizio di fognatura e depurazione è fornito a circa l'80% degli utenti.

Attualmente la Società è impegnata nelle attività di acquisizione del Consorzio CABIB formato da sette Comuni.

Area Toscana - Umbria

Acque

In data 28 dicembre 2001 Acque ha sottoscritto la convenzione di gestione, entrata in vigore il 1° gennaio 2002, avente durata ventennale. Sulla base di tale convenzione il Gestore riceve in affidamento in via esclusiva il servizio idrico integrato dell'ATO n. 2 costituito dall'insieme dei servizi pubblici di captazione, adduzione e distribuzione di acqua ad usi civili, di fognatura e di depurazione delle acque reflue. Dell'Ambito fanno parte 55 comuni. A fronte dell'affidamento del servizio, Acque corrisponde un canone di concessione a tutti i Comuni comprensivo delle passività pregresse a carico delle gestioni preesistenti all'affidamento.

In data 11 febbraio 2015 l'AIT ha accolto, la proposta presentata dalla Società, di allungamento della concessione al 2026 che sarà pienamente efficace a seguito del consenso delle Banche finanziatrici.

Con riferimento al processo di approvazione delle **proposte tariffarie** per gli anni 2014 e 2015, si informa che il 3 aprile 2014 la Conferenza Territoriale dell'ATO2 Basso Valdarno ha approvato il Vincolo ai ricavi garantiti ed il *theta* degli anni 2014 e 2015.

Il *theta*, rispetto all'anno precedente, è pari al 6,5% sia per il 2014 che per il 2015. Al fine di mantenere l'incremento tariffario a tale livello è stato posticipato al 2016 il recupero tariffario di parte della componente di recupero dei conguagli 2012.

In data 24 aprile 2014 la Società ha provveduto all'invio dell'istanza di aggiornamento tariffario ai sensi della delibera 643/2013/R/idr secondo le modalità previste dall'AEEGSI. Nella stessa data l'assemblea dell'Autorità Idrica Toscana (AIT) ha approvato la proposta tariffaria così come formulata dalla Conferenza Territoriale.

I dati e le valutazioni contenuti nell'istanza di aggiornamento presentata dalla Società differiscono dalle elaborazioni approvate dall'assemblea dell'AIT relativamente alla formula utilizzata per il calcolo del moltiplicatore tariffario in quanto la Società ritiene non corretta e non rispettosa del principio del *full cost recovery* la formulazione adottata dall'AIT.

A seguito della modifica della formula per il calcolo del Theta, al fine di mantenere comunque l'incremento tariffario annuo del 6,5%, sono stati modificati i conguagli da recuperare nell'anno 2016. In sintesi le due proposte tariffarie differiscono nell'importo della parte di conguagli Rc traslata al 2016 ed in ultima analisi nell'importo complessivo dei ricavi da tariffa garantiti.

AEEGSI, con deliberazione 402/2014/R/idr del 31 luglio 2014, ha approvato i moltiplicatori tariffari per il 2014 ed il 2015 rispettivamente pari a 1,134 e 1,208; tali moltiplicatori tengono conto, considerata l'entità degli investimenti programmati, dell'utilizzo di vite utile dei cespiti più brevi rispetto a quelle regolatorie in conseguenza della facoltà esercitata dall'AIT di adottare gli ammortamenti finanziari.

I conguagli pregressi relativi all'annualità 2011 sono stati approvati dalla Autorità Idrica Toscana il 30 giugno 2014 con delibera n. 35 ed ammontano ad € 3,8 milioni (quota Gruppo € 1,7 milioni). L'AEEGSI con la deliberazione 402/2014 del 31 luglio 2014 ha approvato "le proposte tariffarie comunicate all'Autorità nelle more delle opportune verifiche istruttorie da parte dell'Autorità Idrica Toscana, relativamente alle osservazioni presentate da Acque S.p.A. le cui risultanze verranno eventualmente considerate a titolo di conguaglio". L'AIT ha accolto le osservazioni presentate dalla Società ed intende considerarle a titolo di conguaglio nel prossimo PEF. I ricavi del 2014 ammontano complessivamente, compresi i conguagli delle partite passanti, a € 125,9 milioni (quota Gruppo € 56,7 milioni).

Come noto, nel mese di ottobre 2006 Acque ha sottoscritto con una cordata di banche un contratto che prevede la concessione di un finanziamento complessivo di € 255,0 milioni destinato a coprire le esigenze finanziarie del piano di investimenti dal 2005 al 2021 pari a circa € 670,0 milioni. Al 31 dicembre 2013 il tiraggio effettivo era di € 218,0 milioni. A partire dal mese di giugno 2014 è iniziato il periodo di rimborso del finanziamento con quote semestrali crescenti secondo un profilo definito nel finanziamento stesso; l'ultima quota di rimborso è prevista nel mese di dicembre del 2021. Complessivamente i rimborsi effettuati nel 2014 sono stati pari a € 2,1 milioni; nel 2015 il rimborso complessivo sarà pari a € 8,3 milioni.

Publiacqua

In data 20 dicembre 2001 è stata sottoscritta la convenzione di gestione, entrata in vigore il 1° gennaio 2002, avente durata ventennale. Sulla base di tale convenzione il Gestore riceve in affidamento in via esclusiva il servizio idrico integrato dell'ATO n. 3 costituito dall'insieme dei servizi pubblici di captazione, adduzione e distribuzione di acqua ad usi civili, di fognatura e di depurazione delle acque reflue. Dell'Ambito fanno parte 49 comuni, di cui 6 gestiti tramite contratti ereditati dalla precedente gestione di Fiorentinagas. A fronte dell'affidamento del servizio il Gestore corrisponde un canone di concessione a tutti i Comuni comprensivo delle passività pregresse a carico delle gestioni preesistenti all'affidamento.

Nel giugno 2006 si è conclusa l'operazione per l'ingresso di ACEA - per il tramite del veicolo Acque Blu Fiorentine S.p.A. - nel capitale della società.

Con riferimento al processo di approvazione delle proposte tariffarie per gli anni 2014 e 2015, si informa che in data 18 aprile 2014 la Conferenza Territoriale n° 3 Medio Valdarno dell'Autorità Idrica Toscana ha approvato il nuovo sviluppo tariffario e il Piano Economico Finanziario per il periodo 2014-2021, poi approvato successivamente dall'Assemblea dell'AIT in data 24 aprile 2014. Il *theta*, rispetto all'anno precedente, è pari al 3,4% per il 2014 e al 6,4% per il 2015.

L'AEEGSI, con deliberazione 402/2014/R/idr, ha approvato i moltiplicatori tariffari per il 2014 ed il 2015 rispettivamente pari a 1,101 e 1,171; tali moltiplicatori tengono conto, considerata l'entità degli investimenti programmati, dell'utilizzo di vite utile dei cespiti più brevi rispetto a quelle regolatorie in conseguenza della facoltà esercitata dall'AIT di adottare gli ammortamenti finanziari. Inoltre il vincolo ai ricavi garantiti include la valorizzazione della componente FNI^{new} calcolato sulla base del parametro ψ pari a 0,4.

Sulla base delle determinazioni tariffarie approvate sono stati calcolati i ricavi del 2014 che ammontano complessivamente, compresi i conguagli delle partite passanti, a € 201,8 milioni (quota Gruppo € 80,7 milioni).

Si informa che l'Autorità Idrica Toscana, con lettera del 27 settembre 2013, ha avviato la quarta revisione tariffaria relativa ai costi, annunciando la sua volontà di effettuarla sulle annualità 2010-2011, escludendo quindi il 2012, anno in cui è entrato in vigore il Metodo Tariffario Transitorio. Il processo di revisione si è concluso con la approvazione della delibera n. 36 del 30 giugno 2014: l'Autorità Idrica Toscana ha determinato un conguaglio di € 8,9 milioni (quota Gruppo € 3,6 milioni) inferiore di circa € 10 milioni (quota Gruppo € 4 milioni) rispetto a quanto stanziato nei precedenti

esercizi che rappresenta il recupero dei minori ammortamenti e della remunerazione del capitale investito che, vigente il MTN, venivano riconosciuti al Gestore ex ante.

Sotto il profilo delle fonti di finanziamento il 29 novembre 2012 la Società ha contratto un nuovo finanziamento ponte, della durata di 18 mesi meno un giorno, fino al 23 maggio 2014 di complessivi € 75,0 milioni di cui erogati complessivamente, alla data di sottoscrizione, € 60 milioni. In data 15 maggio 2014 la società ha inoltrato richiesta alla Banca Agente per la proroga della Scadenza Finale del Finanziamento alla data del 30 novembre 2014. La richiesta è stata accolta positivamente dalle Banche Finanziatrici e quindi si è provveduto ad apportare le modifiche necessarie al Contratto di Finanziamento.

Alla scadenza del finanziamento ponte la Società ha sottoscritto finanziamenti bilaterali per l'importo complessivo di € 92,5 milioni aventi scadenza (i) per € 55 milioni il 30 giugno 2015 e (ii) per € 37,5 milioni il 27 novembre 2015.

La Società ha avviato, inoltre, i contatti con le principali banche finanziatrici per valutare insieme la migliore soluzione percorribile per il finanziamento del Piano Economico Finanziario 2015-2021.

Acquedotto del Fiora

Sulla base della convenzione di gestione, sottoscritta il 28 dicembre 2001, Acquedotto del Fiora ha ricevuto in affidamento in via esclusiva il servizio idrico integrato dell'ATO n. 6 Ombrone costituito dall'insieme dei servizi pubblici di captazione, adduzione e distribuzione di acqua ad usi civili, di fognatura e di depurazione delle acque reflue.

La convenzione di gestione ha una durata di venticinque anni decorrenti dal 1° gennaio 2002.

Nell'agosto 2004 si è conclusa l'operazione per l'ingresso di ACEA – per il tramite del veicolo Ombrone S.p.A. – nel capitale della Società.

Con riferimento al processo di approvazione delle proposte tariffarie per gli anni 2014 e 2015, si informa che in data 8 aprile 2014, la Conferenza Territoriale n° 6 Ombrone dell'Autorità Idrica Toscana ha approvato il nuovo sviluppo tariffario e il Piano Economico Finanziario per il periodo 2014-2021, poi approvato successivamente dall'Assemblea dell'AIT del 24 aprile 2014. Il *theta*, rispetto all'anno precedente, è pari al 6,5% sia per il 2014 che per il 2015. Il 31 luglio 2014 l'AEEGSI ha ratificato il tutto con Deliberazione 402/2014/R/idr approvando i moltiplicatori tariffari per il 2014 ed il 2015 rispettivamente pari a 1,134 e 1,208; tali moltiplicatori tengono conto, considerata l'entità degli investimenti programmati, dell'utilizzo di vite utile dei cespiti più brevi rispetto a quelle regolatorie in conseguenza della facoltà esercitata dall'AIT di adottare gli ammortamenti finanziari. Inoltre il vincolo ai ricavi garantiti include la valorizzazione della componente FNI^{new} calcolato sulla base del parametro ψ pari a 0,5.

Al fine di contenere gli incrementi tariffari annuali l'Ente d'Ambito, con l'accordo del gestore, ha riallocato i conguagli riferiti alle annualità 2012 e 2013, prevedendone il recupero successivamente al 2015 per un importo pari a circa € 3,7 milioni (quota Gruppo € 1,5 milioni).

I conguagli pregressi relativi all'annualità 2011 sono stati approvati dall'AIT il 30 giugno 2014 con delibera n. 38 ed ammontano ad € 4,2 milioni (quota Gruppo € 1,7 milioni).

I ricavi del 2014 ammontano complessivamente, compresi i conguagli delle partite passanti, a € 90,1 milioni (quota Gruppo € 36,1 milioni).

Sul fronte finanziario si ricorda che la Società ha sottoscritto, in data 5 marzo 2012, la proroga, per ulteriori 18 mesi, ovvero fino a settembre 2013, del contratto di finanziamento ponte che è passato da € 80 milioni a € 92,8 milioni essendo stato erogato l'ulteriore importo di € 12,8 milioni. Infine in data 5 settembre 2013 è stata stipulata una ulteriore estensione del Bridge fino all'importo di € 105,0 milioni (quota Gruppo € 42,0 milioni) con scadenza 30 settembre 2014 necessario a coprire i fabbisogni della restante quota di nuovi investimenti 2013 e di buona parte degli investimenti previsti da Piano per il 2014. Le procedure che avrebbero auspicabilmente dovuto consentire, entro la scadenza del Bridge, il consolidamento dell'attuale debito in una struttura finanziaria a medio/lungo termine nonché assicurare la modesta finanza ancora necessaria per assicurare la completa realizzazione del Piano degli Interventi, erano in fase avanzata. Nel contempo, sulla scia

delle nuove evidenze regolatorie nonchè a valle della delibera dell'AIT sul nuovo MTI, la Società ha potuto procedere all'invio delle lettere d'invito alla procedura di selezione di uno o più Istituti Finanziari interessati al progetto, con scadenza del termine di presentazione delle offerte fissata per il 31 luglio 2014 prorogato poi, sulla base delle richieste degli stessi istituti, al 15 ottobre 2014. Stante la suddetta proroga dei termini di gara sul finanziamento di medio/lungo termine – essendo lo stesso necessario anche al rifinanziamento del *Bridge* in essere – la scadenza dello stesso Finanziamento "Ponte" prevista per il 30 settembre 2014 è risultata non più coerente e per tale ragione la Società, nel corso del mese agosto 2014, ha tempestivamente richiesto ed ottenuto una proroga della scadenza Bridge al 31 marzo 2015.

Umbra Acque

In data 26 novembre 2007 ACEA si è aggiudicata definitivamente la gara indetta dall'Autorità d'Ambito dell'ATO 1 Perugia per la scelta del socio privato industriale di minoranza di Umbra Acque S.p.A. (scadenza della concessione 31 dicembre 2027). L'ingresso nel capitale della società (con il 40% delle azioni) è avvenuto con decorrenza 1° gennaio 2008.

La Società ha esercitato la sua attività su tutti i 38 Comuni costituenti gli ATO 1 e 2.

Con delibera 252/R/idr del 29 maggio 2014, l'AEEGSI ha approvato le proposte tariffarie per il 2014 ed il 2015 che prevedono moltiplicatori tariffari pari rispettivamente a 1,126 e 1,195.

L'Ente d'Ambito nella propria relazione illustrativa specifica che ha optato per la non applicazione degli ammortamenti finanziari e, nell'esercizio della propria discrezionalità, ha azzerato la componente tariffaria FNI^{new} per l'anno 2014. A carico della tariffe 2014, 2015 e 2016 è stato anche riconosciuto un conguaglio relativo all'annualità 2012 pari a € 6,3 milioni, per un importo massimo di € 2,1 milioni l'anno.

I ricavi del 2014 ammontano complessivamente, compresi i conguagli delle partite passanti, a € 60,9 milioni (quota Gruppo € 24,4 milioni).

Area Industriale Reti

Dati operativi e risultati economici e patrimoniali del periodo

Dati operativi	U.M.	2014	2013 Restated	Variazione	Var. %
Energia Elettrica distribuita	GWh	10.294	10.784	(490)	(4,5%)
Energia prodotta da impianti fotovoltaici	GWh	15	17	(2)	(11,4%)
TEE venduti/annullati	Nr.	92.698	3.578	89.120	2.490,8%
Nr. Clienti	N/000	1.623	1.627	(4)	(0,3%)
Km di Rete	Km	29.752	29.421	331	1,1%

Risultati economici e patrimoniali (€ milioni)	2014	2013 Restated	Variazione	Var. %
Ricavi	551,4	601,0	(49,6)	(8,3%)
Costi	298,1	343,7	(45,6)	(13,3%)
Margine operativo lordo	253,3	257,3	(4,0)	(1,6%)
Risultato operativo	158,4	161,0	(2,6)	(1,6%)
Dipendenti medi (n.)	1.377	1.400	(23)	(1,6%)
Investimenti	122,4	103,2	19,2	18,6%
Indebitamento finanziario netto	623,1	683,5	(60,4)	(8,8%)

L'EBITDA al 31 dicembre 2014 si è attestato a € 253,3 milioni e registra un decremento di € 4,0 milioni rispetto all'esercizio precedente.

La variazione è la combinazione: **(i)** della riduzione registrata da ACEA Distribuzione relativamente al primo margine dell'energia che diminuisce di € 10,6 milioni riconducibile principalmente alla nuova tariffa per impresa 2014, alla riduzione del margine Vaticano ed ai minori consumi. Tale diminuzione è solo in parte compensata dall'efficientamento dei costi operato dalla società; **(ii)** della riduzione dei margini del ramo fotovoltaico per € 1,4 milioni. I margini derivanti dalla pubblica illuminazione risultano sostanzialmente in linea con quelli dello scorso esercizio. Il costo del personale registra una riduzione di € 7,0 milioni rispetto al 2013 sostanzialmente per effetto della crescita dei costi capitalizzati in conseguenza delle modifiche intervenute nel corso del 2014 in merito alle procedure di capitalizzazione dei costi interni.

Con riferimento all'organico la consistenza media al 31 dicembre 2014 è pari a 1.377 unità inferiore di 23 unità rispetto al medesimo periodo del precedente esercizio, attribuibili principalmente ad ACEA Distribuzione.

L'indebitamento finanziario netto si è attestato alla fine del 2014 a € 623,1 milioni evidenziando un miglioramento di € 60,4 milioni principalmente dovuto alle azioni condotte sul circolante che hanno portato a maggiori incassi in prossimità della fine del 2014. Le variazioni positive sull'indebitamento finanziario riguardano sia ACEA Distribuzione (- € 41,1 milioni) che ARSE (- € 24,8 milioni).

Gli investimenti dell'Area si attestano a € 122,4 milioni e crescono di € 19,2 milioni. La variazione è interamente attribuibile ad ACEA Distribuzione, per effetto principalmente degli investimenti in sistemi informativi e degli interventi di ampliamento sulla rete AT, MT e BT.

Andamento della gestione

Distribuzione di energia elettrica

Bilancio dell'energia

Come evidenziato nella tabella sottostante, al 31 dicembre 2014 ACEA Distribuzione ha immesso in rete 10.953,6 GWh registrando una diminuzione pari al 3,79% rispetto al 2013.

GWh	2014	2013	Variazione %
Fonte A.U.	2.852,1	3.107,6	(8,22%)
Fornitura estera	432,1	431,5	0,13%
Mercato di maggior tutela	3.284,1	3.539,1	(7,20%)
Mercato libero	7.666,5	7.844,1	(2,26%)
Distributori sottonesi	2,9	2,1	35,26%
Totale generale	10.953,6	11.385,3	(3,79%)

Tariffe per il servizio di trasporto

L'anno 2014 rappresenta il terzo anno in cui trova applicazione la nuova struttura tariffaria definita dall'AEEGSI per il periodo di regolazione 2012 - 2015.

Le disposizioni normative sono articolate in tre Testi Integrati e l'AEEGSI ha confermato, per il servizio di distribuzione, il disaccoppiamento della tariffa applicata ai clienti finali (c.d. tariffa obbligatoria) rispetto alla tariffa di riferimento per la determinazione del vincolo ai ricavi ammessi per ciascuna impresa (c.d. tariffa di riferimento).

La principale novità introdotta rispetto al precedente periodo di regolazione (2008-2011), è rappresentata dall'introduzione della tariffa di riferimento per il servizio di distribuzione per impresa, che sostituisce il precedente meccanismo di determinazione dei ricavi ammessi basato sulla tariffa media nazionale integrata dalle perequazioni generali sulla distribuzione in AT, AT/MT e BT e dalla perequazione specifica aziendale.

La nuova tariffa, per il quarto periodo regolatorio, riconosce per impresa:

- il capitale investito netto della filiera di media e bassa tensione ricostruito al 2007 con un criterio parametrico, e quello effettivo a partire dal 2008;
- il capitale investito netto effettivo al 2010 sulla filiera di alta tensione e di trasformazione dalla alta alla media tensione.

Con delibera dell'AEEGSI 607/2013/R/eel del 19 dicembre 2013 il tasso di remunerazione del capitale investito netto (*wacc*) è stato fissato per il 2014 pari al 6,4%.

Sul fronte dei costi operativi, la nuova tariffa per impresa copre i costi specifici attraverso un coefficiente di modulazione dei costi medi nazionali, che è determinato dall'AEEGSI in funzione dei costi effettivi dell'impresa, come risultanti dai conti annuali separati e riconosciuti nella perequazione specifica aziendale nel 2010, e delle variabili di scala all'anno 2010.

Tali costi, nella definizione della tariffa per impresa per l'anno 2014, secondo quanto definito dalla delibera 607/2013, vengono maggiorati dai contributi di connessione a forfait riconosciuti a livello nazionale considerati come contributi in conto capitale e non più detratti dai costi operativi.

Inoltre, i contributi di connessione a forfait di ciascuna impresa vengono detratti direttamente dal capitale investito dell'impresa considerandoli al pari di cespiti MT/BT con vita utile regolatoria riconosciuta pari a 30 anni.

Ulteriore novità introdotta a partire dal quarto ciclo regolatorio riguarda l'articolazione della tariffa in base ai punti di prelievo (ad eccezione della tipologia relativa all'illuminazione pubblica), a differenza del precedente ciclo in cui la tariffa di riferimento di distribuzione era differenziata oltre che sui punti di prelievo, sul consumo e la potenza. La scelta è motivata dall'esigenza di stabilizzare i ricavi di distribuzione utilizzando una variabile meno soggetta alle fluttuazioni della domanda di energia.

L'AEEGSI, con comunicazione ufficiale del 29 settembre 2014, ha rideterminato la tariffa di riferimento per il servizio di distribuzione dell'energia elettrica (delibera del 3 aprile n. 154/2014) per gli anni 2012-2014: nello specifico le tariffe 2012 e 2013 saranno incrementate dello 0,4% e quelle del 2014 dello 0,55%. Il Collegio dell'Autorità darà seguito a tale comunicazione entro il 30 marzo 2015, in occasione della comunicazione della tariffa di riferimento dell'anno 2015.

L'AEEGSI con la delibera del 19 Dicembre 2013 n. 607/2013 ha, altresì, aggiornato le tariffe per i servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica e le condizioni economiche per l'erogazione del servizio di connessione per l'anno 2014 e con delibera del 3 Aprile n. 154/2014 ha pubblicato la tariffa per impresa riconosciuta per l'anno 2014.

L'aggiornamento della tariffa di riferimento di distribuzione per gli anni successivi al primo avverrà individualmente in base agli incrementi patrimoniali comunicati dalle imprese nell'ambito delle raccolte dati sulla RAB. Il criterio di aggiornamento prevede che:

- la quota della tariffa a copertura dei costi operativi sia aggiornata mediante il meccanismo del *price-cap* (con un obiettivo di recupero di produttività del 2,8%);
- la parte a copertura dei costi relativi alla remunerazione del capitale investito sia aggiornata mediante il deflatore degli investimenti fissi lordi, la variazione dei volumi del servizio erogato, gli investimenti lordi realizzati entrati in esercizio e differenziati per livello di tensione ed il tasso di variazione collegato alla maggiore remunerazione riconosciuta agli investimenti incentivati;
- la parte a copertura degli ammortamenti sia aggiornata mediante il deflatore degli investimenti fissi lordi, la variazione dei volumi del servizio erogato, il tasso di variazione collegato alla riduzione del capitale investito lordo per effetto di alienazioni, dismissioni e fine vita utile e il tasso di variazione collegato agli investimenti lordi entrati in esercizio.

L'introduzione della tariffa per impresa semplifica il sistema perequativo dal momento che la nuova tariffa ingloba parte delle perequazioni generali e la perequazione specifica aziendale.

L'AEEGSI conferma il meccanismo, già introdotto nel terzo ciclo regolatorio, di maggiore remunerazione di alcune categorie di investimenti, ampliandone la casistica e prevedendo, oltre ai progetti *smart grids*, la maggiore remunerazione per interventi di rinnovo e potenziamento delle reti in media tensione nei centri storici.

La tariffa a copertura dei costi di commercializzazione è basata sui costi standard nazionali, differenziati in funzione dell'erogazione del servizio di vendita per la maggior tutela in forma "integrata" o funzionalmente separata dal servizio di distribuzione. L'AEEGSI ha eliminato la perequazione per l'attività di commercializzazione e ha previsto l'azzeramento del recupero di produttività sui costi di commercializzazione. La copertura degli investimenti sostenuti è garantita in maniera indiretta con il *lag* temporale di due anni a partire dagli investimenti realizzati dal 2012. Sul fronte della tariffa di trasmissione, l'AEEGSI ha previsto l'introduzione di una tariffa binomia (potenza e consumo) per i clienti in alta tensione, e la modifica della struttura della tariffa di costo per il servizio di trasmissione verso Terna (CTR) introducendo un corrispettivo anch'esso binomio. La revisione delle due tariffe ha comportato l'introduzione di un nuovo meccanismo di perequazione.

I meccanismi di perequazione generale dei costi e ricavi di distribuzione per il nuovo ciclo regolatorio si articolano in:

- perequazione dei ricavi relativi al servizio di distribuzione;

- perequazione dei ricavi per la fornitura dell'energia elettrica ai clienti domestici;
- perequazione dei costi di trasmissione;
- perequazione del valore della differenza tra perdite effettive e perdite standard.

In data 10 Aprile 2014, con deliberazione 169/2014, l'AEEGSI ha esteso l'algoritmo di calcolo della perequazione delta perdite previsto per l'anno 2013 (delibera 608/2013) anche all'anno 2014 in attesa della chiusura del procedimento di studio delle reti elettriche. Tale algoritmo prevede la restituzione delle imprese in surplus del 75% dell'efficienza e limita le restituzioni nei confronti delle imprese in deficit.

Si segnala che il 20 maggio 2014, A2A Reti Elettriche S.p.A. ha presentato ricorso al TAR per la Lombardia chiedendo ed ottenendo l'annullamento di una serie di delibere che, a partire dalla delibera 559/2012, hanno revisionato i fattori di perdite standard e modificato gli algoritmi di calcolo della perequazione delle perdite eccedentarie. L'AEEGSI, con delibera 269/2014, ha proposto ricorso in appello verso il TAR per la Lombardia. Il Consiglio di Stato, accogliendo il ricorso presentato dall'AEEGSI, ha ripristinato la validità delle delibere 559/2012 e 608/2013.

In attesa di una successiva revisione della modalità di copertura dei costi connessi all'utilizzo dell'energia elettrica per gli usi propri, continua ad essere disciplinata la perequazione dell'acquisto dell'energia elettrica fornita agli usi propri della trasmissione e della distribuzione. La disciplina del *load profiling* prevede che l'energia elettrica destinata al mercato di maggior tutela sia determinata residualmente ed includa anche l'energia elettrica corrispondente ai consumi propri di distribuzione e di trasmissione. L'AEEGSI ha confermato senza modifiche la modalità di calcolo della perequazione del costo di acquisto dell'energia elettrica a carico delle imprese distributrici ed assorbita dagli usi propri della trasmissione e della distribuzione, secondo quanto stabilito nel TIV.

Nel nuovo Testo Integrato del Trasporto, l'AEEGSI ha previsto un meccanismo di riconoscimento in acconto, con cadenza bimestrale, dei saldi di perequazione relativi alla perequazione dei ricavi relativi al servizio di distribuzione e dei costi di trasmissione. Con la lettera di CCSE del 21 Febbraio 2014, sono stati comunicati gli acconti bimestrali riconosciuti ad ACEA Distribuzione per l'anno 2014 nonché le scadenze per le regolazioni di tali acconti.

Il Testo Integrato di Misura (TIME) disciplina le tariffe per il servizio di misura articolate nelle attività di installazione e manutenzione dei misuratori, raccolta, validazione e registrazione delle misure. Il Testo Integrato prevede il passaggio a Terna del servizio di raccolta, registrazione e validazione delle misure relative ai punti di interconnessione tra le reti delle imprese di distribuzione e la RTN; tale modifica sarà resa operativa con successivi provvedimenti, per cui al momento rimane in capo all'impresa di distribuzione lo svolgimento dell'intero servizio di misura.

La struttura dei corrispettivi risulta invariata rispetto al precedente ciclo ad eccezione dell'introduzione di una componente tariffaria a copertura del valore residuo non ammortizzato dei misuratori elettromeccanici sostituiti prima della conclusione della loro vita utile con misuratori elettronici, c.d. MIS (RES), da fatturare ai clienti finali in BT.

Con delibera 607/2013 è stata aggiornata la quota parte dei parametri relativi alla perequazione dei ricavi per il servizio di misura relativa all'anno 2014.

Le tariffe a copertura del servizio di misura si aggiornano, come per il servizio di distribuzione, con il meccanismo del *price-cap* per la quota a copertura dei costi operativi (con un obiettivo di recupero di produttività del 7,1%) e con il deflatore, la variazione del capitale investito e il tasso di variazione dei volumi per la parte a copertura del capitale investito e degli ammortamenti. Il tasso di remunerazione del capitale di misura è equivalente a quello del servizio di distribuzione.

ACEA Distribuzione è ancora in attesa del riconoscimento dell'importo di perequazione dei ricavi di misura dell'anno 2011 e della raccolta dati degli anni successivi (2012, 2013, 2014).

Con riferimento al meccanismo di integrazione dei ricavi previsto dalla delibera 607/2013 ACEA Distribuzione ha provveduto nei termini (31 marzo 2014) all'invio della richiesta di adesione.

L'AEEGSI non ha previsto l'estensione di tale meccanismo per l'anno 2014.

Il "Testo Integrato delle disposizioni dell'Autorità delle condizioni economiche per l'erogazione del servizio di connessione" (TIC), Allegato C alla deliberazione ARG/Elt/199/11, disciplina le condizioni economiche per l'erogazione del servizio di connessione e di prestazioni specifiche (spostamenti di impianto di rete richiesti da utenze, volture, subentri, disattivazione, ecc., ...) delle utenze passive, in sostanziale continuità rispetto al precedente periodo regolatorio.

Obiettivi di efficienza energetica

Con Determina DIUC 9/2013 l'AEEGSI ha reso pubblici i dati relativi alla quantità di energia elettrica e di gas naturale distribuita sul territorio nazionale dai soggetti obbligati nell'anno 2012. Tali dati sono funzionali alla determinazione della quota degli obiettivi di efficienza energetica in capo a ciascuna impresa di distribuzione per l'anno 2014, da conseguire, entro il 31 maggio 2015, in misura almeno pari al 50%.

Con la delibera 13/2014/R/efr del 23 gennaio 2014 sono stati definiti i criteri per la quantificazione del contributo tariffario a copertura dei costi sostenuti dai distributori di energia elettrica e gas in materia di titoli di efficienza energetica (TEE) a partire dall'anno d'obbligo 2013; il meccanismo introduce elementi per tener conto dei prezzi medi di mercato dei TEE, evitando il riconoscimento a piè di lista degli oneri sostenuti dai distributori.

L'obiettivo di ACEA Distribuzione per l'anno 2014 risulta pari a 174.316 TEE e la stima dei medesimi per gli anni 2015 e 2016, definita in base al criterio della media biennale dell'energia distribuita nei due anni precedenti, è pari rispettivamente a 199.154 e 244.502 TEE.

Per quanto riguarda l'obiettivo 2013 – pari a 140.938 TEE – ACEA Distribuzione ha provveduto con comunicazione inoltrata al GSE in data 30 maggio 2014 all'annullamento di 92.698 TEE pari al 65% dell'obiettivo. In merito alla valorizzazione dei TEE annullati, l'AEEGSI ha comunicato con la determina DMEG/Efr/9/2014 il contributo tariffario pari a 110,27 €/TEE e un contributo tariffario preventivo per l'anno d'obbligo 2014 in 110,39 €/TEE. La rimanente quota dell'obiettivo in capo ad ACEA Distribuzione per il 2013 dovrà essere recuperata nel biennio successivo 2014-2015.

Vigilanza dell'AEEGSI

Alla luce degli interventi urgenti disposti con il provvedimento 300/2013/R/eel, l'8 luglio 2013 l'AEEGSI ha definito l'avvio di un procedimento sanzionatorio nei confronti di ACEA Distribuzione per accertare le violazioni in materia di aggregazione delle misure.

Ciò in ragione del fatto che la Società non ha ottemperato alle attività di propria competenza funzionali all'aggregazione delle misure, indispensabili ai fini della determinazione delle partite fisiche ed economiche del servizio di dispacciamento.

L'inadempimento ha trovato oggettiva evidenza nei disallineamenti, superiori alla soglia normativamente ammessa, tra energia elettrica misurata e fatturata per il trasporto relativamente alle utenze nella pertinenza degli utenti del dispacciamento (venditori) attivi nell'ambito romano negli anni 2011 e 2012.

ACEA Distribuzione, ai sensi della delibera 243/2012/E/com, il 17 agosto 2013 ha presentato impegni utili al perseguimento dell'interesse tutelato dalle disposizioni che si assumono violate.

In particolare, tali impegni consistono, principalmente, nel ristoro degli oneri finanziari riconosciuti dal sistema ai predetti utenti del dispacciamento, al fine di evitare la socializzazione di un costo altrimenti a carico dei clienti finali.

Gli stessi impegni contemplavano il superamento della condotta lesiva- rappresentata da disallineamenti tra misure e fatturato delle competenze 2011 e 2012 – entro il mese di ottobre 2013, nonché l'evidenza oggettiva al sistema – con riferimento alla competenza 2013 – della definitiva risoluzione delle problematiche di processo determinanti tali disallineamenti.

A fronte della richiesta di chiarimento pervenuta dall'AEEGSI e dell'incontro svolto con la stessa in data 25 giugno 2014, ACEA Distribuzione ha inviato una comunicazione nella quale ha:

- rappresentato l'avanzamento in merito all'allineamento tra misurato e fatturato per gli anni 2011 e 2012, impegnandosi a riportare i valori all'interno delle soglie consentite entro il successivo 31 ottobre 2014 (obiettivo conseguito nei tempi);

- chiarito le modalità di quantificazione degli oneri finanziari che la Società si era impegnata a riconoscere al Sistema;
- proposto l'ulteriore impegno – su esplicita richiesta dell'AEEGSI – di anticipare la pubblicazione delle misure verso gli utenti del dispacciamento.

Si rimane in attesa di una esposizione formale da parte dell'Autorità in merito a quanto proposto dalla Società.

Si segnala infine che, in data 20 febbraio 2014, l'AEEGSI con Delibera 62/2014/S/eel ha avviato un procedimento sanzionatorio nei confronti della Società per accertare le violazioni relative:

- al mancato rispetto dell'obiettivo di misuratori elettronici messi in servizio (95% al 30/06 dell'anno n+1 sui misuratori installati al 31/12 dell'anno n);
- all'obbligo di raccogliere i dati relativi ai registri di misura delle ore 24:00 dell'ultimo giorno di ogni mese.

Con tale delibera l'AEEGSI ha avviato un procedimento per accertare la violazione dell'art. 8 bis, dell'allegato A della deliberazione 292/06 ed ha fissato in 150 giorni il termine di durata dell'istruttoria. Il 6 maggio u.s. la Società ha presentato memoria difensiva nella quale ha prospettato il raggiungimento dell'obiettivo del 95% entro la fine dell'anno 2014. Anche in questo caso, si è in attesa di un riscontro formale da parte dell'Autorità relativamente a quanto esposto dalla Società.

In ultimo si riporta che nelle giornate del 16 e 17 settembre u.s. l'AEEGSI, in collaborazione con la Guardia di Finanza, ha effettuato, nei confronti di ACEA Distribuzione una verifica ispettiva in materia di erogazione del servizio di misura di energia elettrica ai sensi della delibera 239/2014/R/eel. Tale verifica, che si inserisce nell'ambito dell'indagine conoscitiva sul servizio di misura avviata con la delibera 475/2013/R/eel e conclusasi lo scorso 18 giugno, ha riguardato:

- il funzionamento del sistema di acquisizione dei dati di misura dell'energia elettrica prelevata dai clienti finali, nonché dell'energia elettrica prodotta e immessa in rete da impianti di generazione;
- le modalità di validazione, registrazione e messa a disposizione delle misure dell'energia elettrica, sia nei confronti dei venditori che del GSE (in quest'ultimo caso i dati sono necessari all'erogazione degli incentivi a favore degli impianti di produzione alimentati con fonti rinnovabili);
- le modalità di ricostruzione delle misure mancanti;
- il funzionamento del sistema di misura dell'energia elettrica scambiata con le altre reti connesse alla propria rete;
- le informazioni circa i punti di prelievo sprovvisti di misuratore diversi dall'illuminazione pubblica;
- richieste di chiarimento su alcuni dati forniti per l'indagine conoscitiva del 18 giugno u.s.;
- i motivi del mancato invio al GSE, come da report dello stesso Gestore del 3 giugno 2014, di quota parte dei dati di misura del periodo 2007 - 1° trimestre 2014 relativi a impianti fotovoltaici incentivati.

In esito alla verifica ispettiva l'AEEGSI non ha formalizzato alcun rilievo formale alla gestione del processo di misura da parte di ACEA Distribuzione.

Illuminazione Pubblica

Il 15 marzo 2011 ACEA e Roma Capitale hanno stipulato l'adeguamento del Contratto di Servizio di pubblica illuminazione.

I punti salienti della rinegoziazione sono:

- l'allungamento del contratto fino al 2027, rendendolo coerente con la Concessione, prolungando quindi la durata residua da 4 anni e 5 mesi a 17 anni,
- la revisione dei parametri contrattuali, allineandoli a quelli del capitolato CONSIP della gara "Servizio Luce 2",
- la certezza del titolo di poter eseguire direttamente le attività connesse ad ampliamenti di rete,

- il riconoscimento, alla scadenza del contratto, naturale o meno, del valore non ammortizzato degli investimenti effettuati da ACEA,
- la sterilizzazione del c.d. "rischio-prezzo" dell'energia elettrica per l'alimentazione dell'impianto di illuminazione pubblica,
- la previsione di un indennizzo a favore di ACEA in caso di risoluzione anticipata del contratto per fatto di Roma Capitale, calcolato sulla base della marginalità attualizzata degli anni a scadenza (ovvero al 31 dicembre 2027).

Nel 2014 Acea Illuminazione Pubblica ha realizzato complessivamente 797 punti luce su richiesta di Roma Capitale e 430 per clienti terzi tra i quali si segnalano quelli realizzati in Lungotevere Vittorio Gassman, Via Poggio Verde, e le stazioni del Pigneto e di Piazza dei Mirti.

Si segnala che, a seguito di numerosi furti di cavi avvenuti nell'anno, nel 2014 sono stati posati oltre 30 km di nuovi cavi utilizzando una nuova tipologia di cavo elettrico, in alluminio ramato che, combinando una minore quantità di rame con l'alluminio, comporta come primo e principale vantaggio la difficile separazione, se non mediante mezzi e processi industriali, dei due metalli.

Fotovoltaico, risparmio energetico e cogenerazione

Fotovoltaico

Successivamente alla cessione del ramo fotovoltaico avvenuta nel mese di dicembre 2012, ARSE possiede impianti per una potenza complessiva di poco superiore ai 13 MWp. Tali impianti hanno evidenziato una produzione complessiva nell'anno 2014 di 15,46 GWh.

Il settore è attualmente colpito da una serie di sviluppi normativi e regolatori che lasciano prevedere una flessione dei ricavi prodotti dagli impianti.

In particolare si segnala che in data 23 dicembre 2013 è stato emanato il decreto legge n.145 ("Destinazione Italia"), in cui ai sensi dell'art. 1, comma 2 a decorrere dal 1° gennaio 2014, i Prezzi Minimi Garantiti, definiti dall'AEEGSI ai fini dell'applicazione del servizio di ritiro dedicato di cui alla deliberazione n. 280/07, sono pari, per ciascun impianto, al prezzo zonale orario nel caso in cui l'energia ritirata sia prodotta da impianti che accedono a incentivazioni a carico delle tariffe elettriche.

Inoltre, in relazione al decreto "spalma incentivi", la Società ha deciso di optare per la lettera c) del comma 3 dell'articolo 26 della Legge, ossia, fermo restando il periodo di riconoscimento ventennale, la tariffa è ridotta di una quota percentuale dell'incentivo riconosciuto alla medesima data, per la durata residua del periodo di incentivazione secondo la seguente quantità:

- 6 per cento per gli impianti aventi potenza nominale superiore a 200 kW e fino alla potenza nominale di 500 kW (ove per potenza nominale si intende la somma delle potenze delle singole sezioni incentivate);
- 7 per cento per gli impianti aventi potenza nominale superiore a 500 kW e fino alla potenza nominale di 900 kW (ove per potenza nominale si intende la somma delle potenze delle singole sezioni incentivate);
- 8 per cento per gli impianti aventi potenza nominale superiore a 900 kW (ove per potenza nominale si intende la somma delle potenze delle singole sezioni incentivate).

Risparmio energetico

Le iniziative finalizzate al riconoscimento di TEE da parte del GSE ad oggi sono concentrate soprattutto all'interno del Gruppo relativamente ad interventi di efficientamento energetico in linea con i programmi di sviluppo delle singole società quali, ad esempio, le attività collegate ad interventi nel settore della depurazione. Sono inoltre in corso di valutazione interventi di efficientamento energetico nel settore dell'illuminazione pubblica tramite LED e presso strutture terze.

Corporate

Risultati economici e patrimoniali del periodo

Risultati economici e patrimoniali (C milioni)	2014	2013 Restated	Variazione	Var. %
Ricavi	122,8	111,1	11,7	10,5%
Costi	116,7	113,9	2,8	2,5%
Margine operativo lordo	6,1	(2,8)	8,9	(317,9%)
Risultato operativo	(21,5)	(26,5)	5,0	(18,9%)
Dipendenti medi (n.)	670	680	(10)	(1,5%)
Investimenti	14,2	11,9	2,3	19,3%
Indebitamento finanziario netto	(442,1)	(467,0)	24,9	(5,3%)

ACEA chiude l'esercizio 2014 con un livello di EBITDA positivo per € 6,1 milioni in miglioramento, rispetto al 31 dicembre 2013, di € 8,9 milioni essenzialmente per l'effetto combinato **(i)** dell'aumento dei ricavi per contratti di servizio, **(ii)** della diminuzione complessiva dei costi esterni in seguito all'adozione di politiche generali di contenimento dei costi e **(iii)** per l'iscrizione di alcune partite straordinarie. Si rileva che il 2013 era stato influenzato per € 4,9 milioni dal rilascio parziale degli importi accantonati per il secondo ciclo del Piano di Incentivazione a medio – lungo termine e di quelli accantonati a fronte di DPO destinati a Dirigenti e Quadri poiché gli obiettivi assegnati erano stati solo parzialmente conseguiti. Ne consegue che il reale aumento dei costi del personale ammonta a € 0,2 milioni.

L'organico medio al 31 dicembre 2014 si attesta a 670 unità e risulta essere in riduzione rispetto all'esercizio precedente (erano 680).

Gli investimenti si attestano a € 14,9 milioni e, rispetto al 31 dicembre 2013, registrano un aumento di € 2,3 milioni, attribuibili all'acquisto ed al potenziamento di software a supporto delle attività di amministrazione e di sicurezza aziendale.

L'indebitamento finanziario netto al 31 dicembre 2014 è pari a € 442,1 milioni e registra un miglioramento rispetto alla chiusura dell'esercizio 2013 di € 24,9 milioni, in conseguenza **(i)** della regolazione finanziaria dei contratti di servizio e dei corrispettivi dovuti dalle società controllate nell'ambito dei contratti di tesoreria, **(ii)** dell'iscrizione dei dividendi 2013 deliberati dalle Società controllate, **(iii)** dallo svincolo di parte dell'*escrow account* istituito a garanzia degli impianti fotovoltaici ceduti nel 2012 ad RTR per € 4,9 milioni. Di contro si segnala **(i)** la distribuzione del saldo dei dividendi 2013 deliberati dall'Assemblea dei Soci in data 5 giugno 2014, **(ii)** il peggioramento delle valutazioni al cambio e del *fair value* degli strumenti finanziari (€ 18,2 milioni), nonché **(iii)** il fabbisogno generato dalle variazioni del circolante.

Attività di ACEA S.p.A.

ACEA S.p.A., nella propria funzione di holding industriale, definisce gli obiettivi strategici a livello di Gruppo e di società controllate e ne coordina l'attività.

Nell'ambito di Gruppo, ACEA S.p.A. opera come tesoreria centralizzata per le maggiori Società controllate.

Il rapporto *intercompany*, in attesa della rivisitazione dei contratti di tesoreria vigenti, che sono scaduti il 31 dicembre 2013 e sono stati prorogati fino a tutto il 31 dicembre 2014, si esplica attraverso:

- istituzione di una linea di credito a medio – lungo termine di importo prefissato a copertura del fabbisogno generato dagli investimenti;
- la linea di credito (i) ha durata triennale a partire dal 1° gennaio 2011, (ii) genera interessi ad un tasso, aggiornato annualmente, pari all'IRS a 3 anni più uno *spread* allineato a quello di un Bond emesso sul mercato dei capitali con rating BBB e (iii) prevede una commissione di affidamento annuale calcolata sul *plafond*;
- istituzione di una linea *general purpose* per le esigenze correnti delle società.

La linea (i) ha durata triennale a partire dal 1° gennaio 2011, (ii) genera interessi passivi ad un tasso, aggiornato annualmente, pari all'IRS a 3 anni più uno *spread* allineato a quello di un Bond emesso sul mercato dei capitali con rating BBB ed un tasso attivo calcolato sulla base della media aritmetica dei tassi giornalieri "EURIBOR a 3 mesi" in ciascun trimestre solare meno uno *spread* pari a 5 bppa e (iii) prevede una commissione di affidamento annuale calcolata sul *plafond*.

E' da evidenziare che ACEA S.p.A. svolge inoltre la funzione di garante a favore delle Società del Gruppo: a tal proposito il contratto che regola la linea *general purpose* fissa un *plafond* per le garanzie ed un costo distinto tra garanzie bancarie e garanzie societarie.

ACEA S.p.A. presta inoltre alle società controllate e collegate servizi di natura amministrativa, finanziaria, legale, logistica, direzionale e tecnica al fine di ottimizzare le risorse disponibili nell'ambito della Società stessa e per utilizzare in modo ottimale il *know-how* esistente in una logica di convenienza economica. Tali prestazioni sono regolate da appositi contratti di servizio.

I contratti precedenti vigenti erano validi per il triennio 2011 – 2013 e si basavano su corrispettivi contrattuali a prezzi di mercato e le quantità effettivamente erogate.

Per quanto attiene i contratti di servizio, a decorrere dal 1° gennaio 2014 e con durata triennale, nel corso della prima parte del 2014, ACEA S.p.A. ha concluso le attività volte a **(i)** rivedere il catalogo dei servizi offerti, **(ii)** allineare corrispettivi a prezzi di mercato, **(iii)** rendere i contratti di servizio *compliance* ai fini regolatori e del M.O.G.C. e **(iv)** introdurre nuovi SLA (*Service Level Agreement*) in un'ottica di miglioramento del livello di servizio offerto, da rapportare a relativi KPI (*Key Performance Indicator*).

Il nuovo tariffario determina sostanzialmente una diminuzione di corrispettivi totali per quasi tutte le Società. Nel corso del terzo trimestre 2014 la maggior parte delle società del Gruppo hanno provveduto ad approvare, nei rispettivi Consigli di Amministrazione, i contratti di servizio.

Si informa inoltre che, nell'ambito del progetto Acea 2.0, sono stati stipulati addendum specifici al contratto di servizio che regolano le prestazioni rese da ACEA alle principali Controllate.

Il corrispettivo è stabilito pari al costo sostenuto.

Fatti di Rilievo intervenuti nell'esercizio

Moody's migliora l'outlook di ACEA da "Negativo" a "Stabile"

Il 18 febbraio 2014, Moody's ha comunicato di aver modificato l'*outlook* di ACEA da "Negativo" a "Stabile", confermando il *rating* pari a "Baa2".

La revisione segue la modifica dell'*outlook* sul debito sovrano del Governo della Repubblica Italiana, deciso recentemente da Moody's.

Il cambiamento dell'*outlook* è, inoltre, dovuto: **(i)** ai risultati conseguiti dalla Società nel secondo semestre del 2013 in termini di miglioramento della struttura finanziaria e del profilo di liquidità, grazie anche al collocamento - avvenuto il 5 settembre scorso - di un prestito obbligazionario da € 600,0 milioni; **(ii)** alla positiva evoluzione del quadro regolatorio idrico.

Programma di emissioni obbligazionarie

Il 10 marzo 2014 il Consiglio di Amministrazione ha approvato l'adozione di un Programma di Emissioni Obbligazionarie (*Euro Medium Term Note Programme*) fino ad un importo massimo di € 1,5 miliardi di durata quinquennale. L'adozione dell'EMTN è finalizzata al rifinanziamento di alcuni *bond* e prestiti in scadenza in un'ottica di riduzione degli oneri finanziari e di allungamento della durata media del debito.

Fitch Ratings migliora l'outlook di Acea SpA da "Negativo" a "Stabile" confermando il rating a "BBB+"

Il 29 maggio 2014, Fitch Ratings ha comunicato di aver migliorato l'*outlook* di ACEA da "Negativo" a "Stabile", confermando il *Long-Term Issuer Default Rating* (IDR) e il *Senior Unsecured Rating* a "BBB+" e il *Short-Term* IDR a "F2".

L'Agenzia spiega la revisione dell'*outlook* con: **(i)** la positiva evoluzione del quadro regolatorio idrico; **(ii)** i risultati conseguiti dalla Società negli ultimi dodici mesi; **(iii)** la maggiore visibilità, a lungo termine, sull'evoluzione dei *business*, sulla politica dei dividendi e sugli obiettivi finanziari del Gruppo, in seguito all'approvazione del Piano Strategico 2014-2018.

ACEA S.p.A. – Assemblea degli azionisti

In data 5 giugno 2014, l'Assemblea degli Azionisti approva il Bilancio 2013 e la distribuzione di un dividendo di € 0,42 per azione di cui € 0,25 già distribuito a titolo di acconto.

In merito alla composizione del Consiglio di Amministrazione, l'Assemblea ha stabilito in sette il numero dei componenti, ha nominato il nuovo Consiglio che resterà in carica per tre esercizi e precisamente fino all'approvazione del Bilancio 2016 e ha definito i compensi spettanti ai Consiglieri.

ACEA S.p.A. – Nomina dell'Amministratore Delegato

In data 9 giugno 2014, il Consiglio di Amministrazione ha nominato Alberto Irace Amministratore Delegato della Società. Il Consiglio ha, inoltre, approvato l'assetto dei poteri, riconoscendo al Presidente Catia Tomasetti il compito istituzionale di rappresentare la Società, convocare e presiedere i lavori del Consiglio, nonché la responsabilità delle Funzioni Relazioni Esterne e Comunicazione, Affari Istituzionali, Audit e Segreteria Societaria.

All'Amministratore Delegato sono stati conferiti, in linea con l'assetto precedente, tutti i poteri per la gestione ordinaria della Società e del Gruppo.

Il Consiglio ha, inoltre, confermato Franco Balsamo Dirigente Preposto alla Redazione dei Documenti Contabili Societari.

ACEA S.p.A. – Nomina dei Componenti dei Comitati Interni

In data 2 luglio 2014 il Consiglio di Amministrazione di ACEA S.p.A., presieduto da Catia Tomasetti, ha nominato i membri dei seguenti Comitati Interni:

- Comitato Controllo e Rischi (Elisabetta Maggini, Paola Antonia Profeta, Giovanni Giani)

- Comitato Operazioni con Parti Correlate (Diane d'Arras, Elisabetta Maggini, Paola Antonia Profeta)
- Comitato per le Nomine e la Remunerazione (Elisabetta Maggini, Paola Antonia Profeta, Giovanni Giani)
- Comitato Etico (Paola Antonia Profeta, Francesco Caltagirone, Elisabetta Maggini).

Collocamento prestito obbligazionario da 600 milioni di euro a valere sul programma EMTN

In data 8 luglio 2014 ACEA ha concluso il collocamento di un'emissione obbligazionaria per un importo complessivo di 600 milioni di Euro della durata di 10 anni e tasso fisso, a valere sul programma *Euro Medium Term Notes* (EMTN) da 1,5 miliardi di Euro deliberato dal Consiglio di Amministrazione in data 10 marzo 2014.

L'emissione è finalizzata al rifinanziamento di alcuni bond e prestiti in scadenza, in un'ottica di riduzione degli oneri finanziari e di allungamento della durata media del debito.

Il prestito obbligazionario è destinato esclusivamente a investitori istituzionali dell'Euromercato.

Acea: 200 milioni di euro dalla Banca Europea per gli Investimenti (BEI) per potenziare il servizio idrico di Roma e Lazio. Programmati 680 milioni di euro di investimenti complessivi

In data 4 agosto 2014 ACEA e BEI hanno siglato un accordo che prevede il finanziamento di 200 milioni di euro volto a coprire una parte significativa di investimenti che ACEA ha programmato nei prossimi 4 anni – pari a 680 mln di euro complessivi - per potenziare e rafforzare le infrastrutture del servizio idrico integrato dell'ambito territoriale ottimale del Lazio Centrale Ato2 (Roma e provincia di Roma). L'elenco delle realizzazioni finanziate da BEI – circa 30, tra grandi e piccoli interventi - comprende in particolare la costruzione di nuovi impianti o la riqualificazione di quelli esistenti per l'estrazione e il trattamento delle acque, la tutela delle fonti idriche, la costruzione e la riqualificazione degli invasi, il potenziamento dell'interconnessione tra gli acquedotti, il miglioramento della sicurezza e della qualità della risorsa idrica, l'ampliamento o il rifacimento delle reti idriche e fognarie, il potenziamento e la ristrutturazione di impianti di trattamento delle acque reflue.

Fatti di rilievo intervenuti successivamente alla chiusura dell'esercizio

Acea 2.0: investimenti per 500 milioni di euro per gestione digitale di infrastrutture e reti

Nel corso del mese di febbraio, sono stati pubblicati sulla Gazzetta Ufficiale dell'Unione Europea i primi due lotti dei nuovi bandi di gara che ACEA ha predisposto per digitalizzare le modalità di intervento e gestione delle proprie reti idriche e di distribuzione elettrica. Il Gruppo ACEA ha così avviato un percorso che, entro il 2016, permetterà di gestire attraverso innovative tecnologie *mobile* e in modo perfettamente integrato, tutti i processi di lavoro: dalla realizzazione di infrastrutture ai servizi di manutenzione, dalla gestione delle reti al *customer care*, etc. Questa rivoluzione sarà possibile grazie al sistema *Work Force Management* (WFM), una piattaforma informatica digitale - realizzata dalla multinazionale SAP - che consentirà di coordinare e monitorare in tempo reale tutte le attività di ACEA e dei suoi fornitori.

La gestione delle reti idriche a Roma e Frosinone e la distribuzione di energia elettrica a Roma saranno le prime due aree industriali a essere interessate dal processo di digitalizzazione, a partire dalla selezione dei fornitori, che dovranno obbligatoriamente adottare la nuova metodologia di lavoro digitale.

ACEA ha infatti predisposto una nuova modalità di bandi che consentirà di investire sul territorio circa 500 milioni di euro, attuando una significativa concentrazione dei lotti: da 100 appalti annuali si passerà a 5 macroappalti, attivando così affidamenti strategici e di lungo periodo (da un minimo di 3 a un massimo di 5 anni).

Una volta diventati operativi, i nuovi affidamenti permetteranno di gestire digitalmente ogni fase lavorativa dei 43.000 interventi che ACEA realizza ogni anno sul territorio romano e laziale, riducendo di circa un terzo i tempi di lavoro e di servizi forniti. Tecnici e operai, dotati di *tablet* e palmari, dopo aver completato ciascuna fase del proprio incarico, potranno documentarne gli esiti inviando foto georeferenziate. Questo consentirà un controllo in tempo reale dell'andamento dei lavori e degli interventi di manutenzione, con l'applicazione automatica di penali in caso di ritardi e di premialità (fino al 10% del valore dell'appalto) in caso di risultati ottimali. Il sistema permette inoltre di monitorare in tempo reale le performance dei lavori eseguiti, che saranno valutate ogni quattro mesi sulla base di parametri di qualità del servizio elaborati e certificati da uno studio ad hoc.

Principali rischi e incertezze

Per la natura del proprio business, il Gruppo è esposto a diverse tipologie di rischi, e in particolare a rischi regolatori, rischi di credito, rischi operativi, rischi cambio, rischio mercato, rischio liquidità ed al rischio tasso di interesse. Al fine del contenimento di tali rischi il Gruppo ha posto in essere attività di analisi e di monitoraggio che sono di seguito dettagliate.

È necessario evidenziare che non si prevedono, alla data di predisposizione della relazione sulla gestione corrente, particolari rischi e incertezze, oltre quelli menzionati nel presente documento, che possano determinare effetti significativi sulla situazione economica, patrimoniale e finanziaria del Gruppo ACEA.

Rischi Regolatori

È noto che il Gruppo ACEA opera prevalentemente nei mercati regolamentati ed il cambiamento delle regole di funzionamento di tali mercati nonché le prescrizioni e gli obblighi che li caratterizzano possono significativamente influire sui risultati e sull'andamento della gestione. Pertanto il Gruppo si è dotato di una struttura che possa intensificare i rapporti con gli organismi di governo e regolazioni locali e nazionali.

Tale struttura assicura il monitoraggio della evoluzione normativa, sia nella fase di supporto alla predisposizione di commenti ed osservazioni ai Documenti di Consultazione, in linea con gli interessi delle società del Gruppo, che nella coerente applicazione delle disposizioni normative all'interno dei processi aziendali, dei business dell'energia elettrica, del gas e dell'acqua.

Rischi operativi e ambientali

ACEA Ato2 – criticità connesse all'esistenza di scarichi non a norma

La sottoscrizione della Convenzione di Gestione ha sancito ufficialmente l'obbligo del trasferimento ex lege dei servizi idrici integrati dei Comuni appartenenti all'ATO2 (ad eccezione dei servizi tutelati). In realtà i tempi e le modalità attuative di tale trasferimento sono stati disattesi dagli eventi, a causa sia della mancata disponibilità da parte di alcune Amministrazioni comunali all'effettivo trasferimento del Servizio, sia della impossibilità per il Gestore, in particolare a partire dal 2008, di acquisire la gestione di impianti idrici, fognari e depurativi non conformi alle norme di legge vigenti per non sottoporsi e/o sottoporre i propri Dirigenti alla conseguente azione penale da parte della magistratura.

Le maggiori criticità sono derivate infatti dalla presenza di scarichi ancora non depurati e/o impianti di trattamento esistenti da rifunzionalizzare e/o adeguare a nuovi limiti di emissione determinati dall'Autorità di Controllo a seguito di una diversa valutazione del regime idrologico dei corsi d'acqua ricettori o, addirittura, della natura del recettore (suolo anziché corso d'acqua) per aver ritenuto lo scarico di alcuni depuratori sul suolo nei casi di corsi d'acqua asciutti trovati asciutti all'atto dei controlli.

La situazione di vera e propria emergenza ambientale ha richiesto anche interventi di natura istituzionale. Infatti la Regione ha sottoscritto nel 2008 un "Protocollo d'intesa per l'attuazione del piano straordinario di risanamento delle risorse fluviali, lacuali e marine finalizzato al superamento dell'emergenza scarichi nell'ATO2 – Lazio Centrale – Roma" con cui ha inteso disporre appositi finanziamenti per l'attuazione di alcuni degli interventi mirati al superamento dell'emergenza.

Ad oggi, grazie al notevole sforzo tecnico ed economico prodigato, sono stati collettati a depurazione 151 scarichi. Rimangono 95 scarichi ancora attivi di cui 62 inseriti in piani di intervento che sta curando ACEA Ato2 e 33 da eliminare a cura dei Comuni o della Regione con finanziamenti pubblici.

E' stato recentemente predisposto, anche tenendo conto delle nuove norme regolatorie del SII, un Programma degli Interventi per il periodo 2014-2017 con ulteriori indicazioni fino a fine concessione (2032). In tale Programma sono stati ricompresi, oltre che gli interventi di eliminazione degli anzidetti 62 scarichi ancora attivi, anche gli interventi per il completo

risanamento igienico-sanitario del territorio dell'ATO2 quali l'adeguamento o il potenziamento dei depuratori obsoleti, che scaricano su "suolo" o in "fossi non perenni", secondo le interpretazioni dell'ente preposto al rilascio dell'autorizzazione o per variazione del regime idraulico.

Il Programma degli Interventi anzidetto presenta tuttavia forti criticità dovute ai tempi pluriennali prevedibili per la realizzazione delle opere non compatibili con l'obbligo di immediato rispetto della normativa vigente. Tali tempi sono dovuti sia alla fase di rilascio delle autorizzazioni che alla fase costruttiva vera e propria.

A ciò si aggiunge la forte inerzia che ha caratterizzato gli investimenti di settore, in considerazione del lungo iter attuativo della legge Galli con la conseguente necessità di colmare gap infrastrutturali considerevoli in tempi troppo stretti, se raffrontati a quelli necessari per il superamento delle varie fasi autorizzative previste dalle norme vigenti. Il che ha provocato ritardi nell'attuazione degli interventi rispetto ai vincoli imposti dalle direttive comunitarie in materia ambientale e di potabilità, con la conseguenza dell'applicazione di procedure d'infrazione da parte della comunità europea.

Tali criticità sono state rappresentate da parte della Società in tutte le sedi istituzionali (Regione Lazio, Provincia di Roma, Autorità d'Ambito ATO2, Prefettura, Amministrazioni Comunali) al fine di coinvolgere tutti i soggetti interessati nella necessità di accelerare al massimo i processi amministrativi propedeutici alla realizzazione delle opere.

ACEA Ato2 – criticità del sistema fognario e depurativo

Sotto il profilo autorizzativo, risultano ancora permanere le criticità connesse alla classificazione del regime idraulico dei corsi d'acqua ed in generale dei corpi idrici recettori dal quale sostanzialmente derivano, soprattutto all'atto del rinnovo dei titoli autorizzativi, l'applicazione di limiti più restrittivi o comunque diversi da quelli per i quali la struttura impiantistica è stata progettata, realizzata e gestita.

A tale proposito, la Società, in taluni casi ha ritenuto di adire la giustizia amministrativa affinché fossero rimosse le prescrizioni autorizzative ritenute non allineate con le previsioni di legge.

Sotto il profilo sanzionatorio, nel corso del 2014, si è registrata una relativa flessione delle sanzioni di carattere amministrativo applicate per le violazioni di disposizione afferenti alla disciplina degli scarichi, che risentono, sensibilmente, dell'incerto quadro regolatorio in merito alla classificazione dei corpi recettori sopra delineato.

Le attività di depurazione sono state interessate da attività di indagine da parte dell'Autorità Giudiziaria, nel contesto delle quali, sono stati emessi, nel corso dell'esercizio 2014, provvedimenti di sequestro per due depuratori; per uno di questi il provvedimento di sequestro è stato rimosso nel corso dell'esercizio.

Parimenti, sempre nel corso dell'esercizio, sono stati emessi provvedimenti di dissequestro per tre impianti.

Con riferimento ai grandi depuratori, permangono i provvedimenti di sequestro dell'impianto di Roma Nord e dell'impianto di Roma Est, con riferimento ai quali la Società, pur rivendicando la piena legittimità del proprio intercorso operato, ha proseguito il piano di manutenzione straordinaria e *revamping*, in un'ottica di fattiva collaborazione con le indicazioni provenienti dalle autorità coinvolte.

ACEA Ato2 – criticità del sistema idropotabile

A seguito dell'acquisizione della gestione del SII sono emerse due criticità:

- qualità dell'acqua emunta;
- carenza idrica principalmente nella zona a Sud di Roma.

Per quanto attiene alla prima la crisi quali-quantitativa generata dalla presenza sul territorio di fonti con acqua di qualità non conforme rispetto a parametri chimici come arsenico e fluoro naturalmente presenti nelle fonti di approvvigionamento sotterranee in aree di origine vulcanica, con conseguenti criticità in termini di quantità e qualità dell'acqua distribuita (Comuni del comprensorio dei Castelli Romani e più in generale ricadenti nelle aree vulcaniche dell'ATO con oltre 170.000 abitanti e quattordici Comuni), ha visto la Società impegnata nell'elaborazione e

realizzazione di adeguati piani di rientro, necessari per il rispetto dei parametri dettati dal D. Lgs. n.31/2001 e recepiti nella successiva pianificazione degli investimenti del Piano d'Ambito.

A tal fine sono state pianificati e realizzati interventi di:

- ✓ sostituzione delle fonti di approvvigionamento locali qualitativamente critiche con fonti connotate da migliori caratteristiche qualitative;
- ✓ miscelazione delle fonti con acque prive degli elementi indesiderati;
- ✓ realizzazione di impianti di potabilizzazione mediante tecnologia a filtrazione o ad osmosi inversa.

Le attività di cui sopra si sono concluse nel 2014 con la messa in esercizio del potabilizzatore "Le Corti" in agro del Comune di Velletri.

Oggi, a seguito dell'ultimazione delle attività innanzi descritte, risulta, pertanto, necessario completare gli interventi, già programmati, volti a garantire la qualità dell'acqua distribuita sui citati territori anche in condizioni sfavorevoli (siccità, fuori servizio) e implementare gli impianti di potabilizzazione per aumentarne l'affidabilità. Gli sforzi della Società verranno poi indirizzati a realizzare nuovi impianti per incrementare l'approvvigionamento idrico, soprattutto nel periodo estivo, nei comuni di Oriolo Romano, Sant'Oreste, Allumiere (seconda linea) e Fiano Romano.

Per quanto attiene alla seconda criticità, ovvero la carenza idrica riscontrata principalmente nella zona dei Colli Albani, il cui approvvigionamento dipende dall'acquedotto del Simbrivio, da quello della Doganella e da oltre 140 pozzi locali, nel corso degli anni sono stati realizzati vari interventi volti a mitigare tale criticità, quali la derivazione della sorgente del Pertuso, l'attivazione di nuovi impianti, il serbatoio di Arcinazzo e l'impianto "booster" del Ceraso,

Tuttavia, seppur in presenza di tali interventi e di un favorevole andamento climatico, nel corso del 2014 si sono, nuovamente, registrate delle criticità nei comuni dei Colli Albani (Velletri, Genzano di Roma, Lanuvio ed Ariccia) per lo più legate alla configurazione delle infrastrutture impiantistica e di rete asservita al territorio, per le quali la Società sta valutando le idonee misure da porre in essere.

Area Energia

Con riferimento all'**Area Energia**, i principali rischi operativi connessi all'attività delle società da essa controllate (Acea Energia ed Acea Produzione) possono essere relativi a danni materiali (danni agli *asset*, inadeguatezza dei fornitori, negligenza), danni per mancata produzione, risorse umane e danni derivanti da sistemi e da eventi esogeni.

Le società, per far fronte ad eventuali rischi di natura operativa, hanno provveduto, sin dall'avvio delle attività, a sottoscrivere con primari istituti assicurativi polizze per *Property Damage* (danni materiali a cose), *Business Interruption* (danni per mancata produzione) e *Third Part Liability* (responsabilità civile verso terzi). Le società pongono particolare attenzione all'aggiornamento formativo dei propri dipendenti, e contestualmente alla definizione di procedure organizzative interne e alla stesura di appositi mansionari.

Area Reti

Con riferimento all'**Area Reti**, i rischi principali ricadenti in questo raggruppamento possono essere classificati come segue:

- ✚ rischi inerenti all'efficacia degli investimenti di sostituzione/ammodernamento delle reti elettriche, in riferimento agli effetti attesi sul miglioramento degli indicatori di continuità del servizio;
- ✚ rischi relativi alla qualità, affidabilità e durata delle opere realizzate;
- ✚ rischi relativi al rispetto dei tempi di ottenimento delle prescritte autorizzazioni, sia riguardo alla costruzione e messa in esercizio degli impianti (ex legge regionale 42/90 e norme collegate) sia relativamente all'esecuzione dei lavori (autorizzazioni dei municipi e altre similari), in rapporto alle esigenze di sviluppo e potenziamento degli impianti.

Circa il **rischio relativo all'efficacia degli investimenti** discende in primis dalla sempre più stringente disciplina dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas in tema di continuità del servizio. La

risposta messa in campo da Acea Distribuzione per contrastare tale rischio consiste nel rafforzare gli strumenti di analisi del funzionamento delle reti al fine di orientare sempre meglio gli investimenti (es. Progetto ORBT), e nell'applicazione di nuove tecnologie (es. automazione rete MT, smart grid, ecc.)

Circa **il rischio relativo alla qualità dei lavori**, ACEA Distribuzione ha implementato sistemi di controllo operativo, tecnico/qualitativi, tra i quali spicca la costituzione dell'Unità Ispezione Cantieri (inserita nell'U.O Qualità e Sicurezza). Gli esiti delle ispezioni, gestiti informaticamente ed analizzati statisticamente, forniscono classifiche di merito (indici reputazionali) con un sistema di "vendor rating" sviluppato in collaborazione con l'Università di Tor Vergata (Roma). Tale sistema produce una valutazione di merito basata sulla reputazione degli appaltatori in riferimento al rispetto dei parametri di qualità e sicurezza dei lavori in cantiere.

Il sistema consente, inoltre, di rilevare ed applicare penali; nei casi di inadempienze gravi, il committente può disporre la sospensione delle attività dell'appaltatore. Nell'esercizio 2014 sono stati sospesi per "non conformità" sulla sicurezza n. 43 cantieri, a fronte di un totale di 1240 visite effettuate.

Nel corso dell'anno rimane confermato il buon livello raggiunto dell'indice reputazionale generale delle imprese che hanno operato per ACEA Distribuzione.

L'Unità Sicurezza e Tutela di ACEA S.p.A. ha in corso l'implementazione di un sistema di rating dei Fornitori nel quale entra in gioco anche l'indicatore suddetto.

È in atto un sistema di valutazione relativo alle prestazioni affidate ai professionisti esterni coinvolti nelle attività di progettazione ed esecuzione dei lavori.

Circa **il rischio relativo al rispetto dei tempi** esso deriva dalla numerosità dei soggetti che devono essere interpellati nei procedimenti di autorizzazione e dalla notevole incertezza sui tempi di risposta da parte di tali soggetti; il rischio è insito nella possibilità di dinieghi e/o nelle condizioni tecniche che i predetti soggetti possono porre (ad esempio realizzazione di impianti interrati anziché "fuori terra", con conseguente maggior costo di impianto e di esercizio). Si fa notare anche il maggior costo operativo derivante dalla notevole durata dei procedimenti, che costringe le strutture operative ad un presidio impegnativo (elaborazione e presentazione di approfondimenti di progetto, valutazioni ambientali, ecc.), nonché alla partecipazione a conferenze di servizi e incontri tecnici presso gli Uffici competenti. Il rischio sostanziale resta, comunque, legato al mancato ottenimento di autorizzazioni, con conseguente impossibilità di adeguare gli impianti e conseguente maggior rischio legato alle performance tecniche del servizio (al presente, risulta in sofferenza il procedimento per l'ammmodernamento della rete AT nell'area del Litorale e il procedimento con Terna, per la realizzazione della nuova cabina primaria Castel di Leva). Si rimarca che un elemento di particolare criticità consiste nei lunghi tempi di risposta di alcune amministrazioni interpellate.

Area Ambiente

I termovalorizzatori, nonché in grado minore gli impianti di trattamento dei rifiuti, sono caratterizzati da un elevato livello di complessità tecnica, che ne impone la gestione da parte di risorse qualificate e strutture organizzative dotate di un elevato livello di *know how*. Sussistono quindi concreti rischi per quanto attiene la continuità di performance tecnica degli impianti, nonché connessi all'eventuale esodo delle professionalità (non facilmente reperibili sul mercato) aventi specifiche competenze gestionali in materia.

Tali rischi sono stati mitigati attraverso l'implementazione e l'attuazione di specifici programmi e di protocolli di manutenzione e gestionali, redatti anche sulla base dell'esperienza di conduzione impiantistica maturata.

Sotto altro profilo, gli impianti e le relative attività sono parametrati su specifiche caratteristiche dei rifiuti di ingresso. L'eventuale difformità di tali materiali rispetto alle specifiche, può dare corso a concrete difficoltà gestionali, tali da compromettere la continuità operativa degli impianti e da rappresentare rischi di ricadute di natura legale.

Per tale motivo sono state attivate specifiche procedure di verifica e controllo dei materiali di ingresso mediante prelievi a spot e campagne analitiche ai sensi della normativa vigente.

Rischio mercato

Il Gruppo è esposto a diversi rischi di mercato con particolare riferimento al rischio di oscillazione dei prezzi delle *commodity* oggetto di compravendita, al rischio tasso di interesse e, solo in minima parte, al rischio cambio. Per contenere l'esposizione entro limiti definiti il Gruppo è parte di contratti derivati utilizzando le tipologie offerte dal mercato.

Rischio cambio

Il Gruppo non è particolarmente esposto a tale tipologia di rischio che è concentrata sulla conversione dei bilanci delle controllate estere.

Per quanto riguarda il *Private Placement* di 20 miliardi di yen il rischio cambio è coperto tramite un *cross currency* descritto a proposito del rischio tasso di interesse.

Rischio di prezzo commodity

Il Gruppo è esposto alle oscillazioni dei prezzi di energia elettrica e gas naturale che possono influenzare in maniera significativa i risultati.

Al fine di mitigare tale rischio il Gruppo si è dotato di una struttura di controllo che assicura l'analisi e la misurazione dell'esposizione ai rischi di mercato in coerenza con le Linee di Indirizzo del Sistema di Controllo Interno di ACEA e con i limiti e i criteri generali dei Rischi dell'Area Industriale Energia.

L'analisi e la gestione dei rischi è effettuata secondo un processo di *Risk Management* che prevede l'esecuzione di attività, con periodicità differente (annuale, mensile e settimanale), svolte dal Comitato Rischi, dall'Unità *Risk Control* e dai *Risk owner*. In particolare:

- annualmente devono essere definite le misure degli indicatori di rischio, ossia dei limiti, che devono essere rispettati nella gestione del portafoglio. Tali attività sono in carico al Comitato Rischi che approva la proposta di *Risk Control*;
- mensilmente, l'Unità *Risk Control* è responsabile del controllo dell'esposizione ai rischi di mercato delle società dell'Area Industriale Energia e della verifica del rispetto dei limiti definiti. Quando richiesto dal Sistema di Controllo Interno, *Risk Control* è responsabile dell'invio all'Unità *Internal Audit* di ACEA S.p.A. delle informazioni richieste nel formato adeguato.

I limiti di rischio dell'Area industriale Energia sono definiti in modo tale da:

- minimizzare il rischio complessivo dell'intera area;
- garantire la necessaria flessibilità operativa nelle attività di approvvigionamento delle *commodities* e di *hedging*;
- ridurre le possibilità di *over-hedging* derivanti da variazioni nei volumi previsti per la definizione delle coperture.

Il Rischio Mercato è distinguibile in Rischio Prezzo, ossia il rischio legato alla variazione dei prezzi delle commodity, e Rischio Volume, ossia il rischio legato alla variazione dei volumi effettivamente venduti rispetto ai volumi previsti dai contratti di vendita ai clienti finali (profili di vendita). L'obiettivo dell'analisi e gestione dei rischi è in linea generale quello di assicurare il raggiungimento degli obiettivi finanziari del Gruppo ACEA; in particolare:

- proteggere il Primo Margine contro imprevisti e sfavorevoli shock di breve termine del mercato dell'Energia Elettrica e del Gas Naturale che abbiano impatti sui ricavi o sui costi;
- identificare, misurare, gestire e rappresentare l'esposizione al rischio della società Acea Energia;
- ridurre i rischi attraverso la predisposizione e l'applicazione di adeguati controlli interni, procedure, sistemi informativi e competenze.
- delegare ai Risk Owner il compito di proporre le opportune strategie operative di copertura dai singoli rischi, nell'ambito di livelli minimi e massimi prefissati.

La valutazione dell'esposizione al rischio prevede le seguenti attività:

- aggregazione delle commodity e architettura dei book di rischio;

- analisi puntuale dei profili orari degli acquisti e delle vendite contenendo le posizioni aperte, ossia l'esposizione delle posizioni fisiche di acquisto e vendita delle singole commodities, entro limiti volumetrici prestabiliti;
- creazione scenari di riferimento (prezzi, indici);
- calcolo degli indicatori/ metriche di rischio (Esposizione volumetrica, VAR, PAR di portafoglio, range di prezzo);
- verifica del rispetto dei limiti di rischio vigenti.

Rischio tasso di interesse

L'approccio del Gruppo ACEA alla gestione del rischio di tasso d'interesse, tenuto conto della struttura degli *asset* e della stabilità dei flussi di cassa del Gruppo, è stato finora essenzialmente volto a preservare i costi di *funding* e a stabilizzare i flussi finanziari, in modo tale da garantire i margini e la certezza dei suddetti flussi di cassa derivanti dalla gestione caratteristica.

L'approccio del Gruppo alla gestione del rischio di tasso di interesse è pertanto prudente e la modalità di gestione dello stesso risulta tendenzialmente statica.

In particolare per gestione statica (da contrapporsi a quella dinamica) si intende una tipologia di gestione del rischio di tasso di interesse che non prevede un'operatività giornaliera sui mercati ma un'analisi e controllo della posizione effettuati periodicamente sulla base di esigenze specifiche. Tale tipologia di gestione prevede pertanto un'operatività sui mercati non a fini di trading bensì orientata alla gestione di medio/lungo periodo con l'obiettivo di copertura dell'esposizione individuata.

ACEA ha finora scelto di ottimizzare il rischio di oscillazione dei tassi di interesse scegliendo un *range* di *mix* di indebitamento tra tasso fisso e variabile.

Come noto infatti l'indebitamento a tasso fisso consente ad un operatore di essere immune al rischio *cash flow* in quanto stabilizza gli oneri finanziari a conto economico mentre è molto esposto al *fair value risk* in termini di variazioni del valore di mercato dello *stock* di debito.

Rischio liquidità

Nell'ambito della *policy* del Gruppo l'obiettivo della gestione del rischio di liquidità, per ACEA e le società controllate, è quello di avere una struttura finanziaria che, in coerenza con gli obiettivi di *business* e con i limiti definiti dal Consiglio di Amministrazione, assicuri un livello di liquidità adeguato ai fabbisogni finanziari, mantenendo un corretto equilibrio tra durata e composizione del debito.

Il processo di gestione del rischio di liquidità, che si avvale di strumenti di pianificazione finanziaria delle uscite e delle entrate idonei a gestire le coperture di tesoreria nonché a monitorare l'andamento dell'indebitamento finanziario consolidato, è realizzato sia attraverso la gestione accentrata della tesoreria sia mediante il supporto e l'assistenza fornita alle società controllate e collegate con le quali non sussiste un contratto di finanza accentrata.

Rischio di credito

ACEA ha emanato già nel 2012 le linee guida della *credit policy* con le quali sono state individuate differenti strategie di gestione dei crediti attraverso criteri di flessibilità in funzione della segmentazione della clientela. Il rischio credito viene gestito tenendo conto sia della tipologia dei clienti (pubblici e privati) sia dei comportamenti disomogenei dei singoli clienti (*score comportamentale*). La gestione dinamica delle strategie di recupero è effettuata attraverso un sistema gestionale del credito, implementato negli ultimi anni sulle principali società del Gruppo. Il Progetto Acea2.0 include anche la revisione complessiva del processo di gestione del credito sia in termini di mappa applicativa che di standardizzazione delle attività per tutte le società del Gruppo. Dal punto di vista organizzativo si è proceduto ad un ulteriore rafforzamento della gestione accentrata attraverso la costituzione di unità organizzative *ad hoc* all'interno della Capogruppo. Le strutture delle singole società deputate alla gestione dei crediti riportano funzionalmente al CFO di ACEA che ha il presidio *end to end* di tutto il processo.

Anche nel corso del 2014 il Gruppo ha proseguito a porre in essere operazioni di cessione pro soluto, rotativa e spot, di crediti verso clienti privati e Pubbliche Amministrazioni. Tali operazioni hanno pertanto dato luogo all'integrale eliminazione dal bilancio delle corrispondenti attività oggetto di cessione essendo stati trasferiti i rischi e i benefici ad esse connesse.

Rischi connessi al rating

La possibilità di accesso al mercato dei capitali ed alle altre forme di finanziamento nonché i costi connessi dipendono, tra l'altro, dal merito di credito assegnato al Gruppo.

Eventuali riduzioni del merito di credito da parte delle agenzie di rating potrebbero costituire una limitazione alla possibilità di accesso al mercato dei capitali e incrementare il costo della raccolta con conseguenti effetti negativi sulla situazione economica, finanziaria e patrimoniale del Gruppo.

L'attuale rating di ACEA è riportato nella tabella che segue.

Società	M/L Termine	Breve Termine	Outlook	Data
Moody's	Baa2	Na	Stabile	19/02/2014
Standard & Poor's	BBB-	A-3	Stabile	18/10/2013
Fitch	BBB+	F2	Stabile	29/05/2014

Evoluzione prevedibile della gestione

I risultati raggiunti dal Gruppo ACEA nel 2014 sono superiori alle previsioni.

Nel **settore ambiente**, il posizionamento complessivo di ARIA, titolare, direttamente o per il tramite della controllata SAO, di importanti infrastrutture impiantistiche destinate alla produzione di energia elettrica dal recupero dei rifiuti, consente di valutare, in termini positivi, le prospettive aziendali, sia nel breve che nel medio periodo. Ciò anche in considerazione del potenziamento delle infrastrutture impiantistiche per il recupero energetico che il Gruppo intende eseguire presso l'impianto di termovalorizzazione di San Vittore in cui saranno avviati gli interventi già autorizzati dalla Regione Lazio. È infatti sempre critica la situazione in cui versa il territorio della Regione Lazio in relazione allo smaltimento dei rifiuti resa particolarmente evidente dalla gestione commissariale introdotta, in forza di quanto previsto dall'art. 1 commi 358 e 359 della L. 228/2012, con il decreto del Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Mare del 3 gennaio 2013, concernente la situazione di grave criticità nella gestione dei rifiuti urbani nella Provincia di Roma. In tale contesto sono stati infatti previsti nel Piano Industriale nuovi investimenti volti a potenziare ulteriormente sia la propria capacità di produzione di Cdr e termovalorizzazione che di compostaggio con l'obiettivo di diventare il terzo operatore nazionale nel settore del trattamento industriale dei rifiuti. Con riferimento al sequestro dell'impianto di Kyklos, in conseguenza dell'incidente mortale avvenuto il 28 luglio, verranno poste in essere tutte le azioni utili a garantire la ripresa delle attività nel corso del 2015.

Nel settore della **generazione elettrica**, saranno avviati interventi strutturali di risanamento nella centrale di Castel Madama (assestamento delle gallerie di adduzione) così come proseguiranno i progetti industriali in corso con particolare riferimento all'estensione della rete del teleriscaldamento; tale progetto ha una durata di almeno tre anni e servirà il nuovo comprensorio di Torino-Mezzocammino nella zona sud di Roma. Inoltre, al fine di rendere maggiormente efficiente la produzione degli impianti di Tor di Valle si prevede di completare l'attività di pianificazione, progettazione e gestione dell'iter autorizzativo del progetto di ammodernamento del sito nonché avviarne la fase realizzativa.

Nel settore dei **servizi idrici** obiettivo prioritario è l'attuazione delle azioni necessarie al contenimento del circolante. Nell'ambito del progetto Acea 2.0 la gestione delle reti idriche a Roma e Frosinone saranno le prime ad essere interessate dal processo di digitalizzazione, a partire dalla selezione dei fornitori, che dovranno obbligatoriamente adottare la nuova metodologia di lavoro digitale.

Nel settore delle **reti**, la delibera 157/2012 dell'AEEGSI del 26 Aprile ha approvato la tariffa di riferimento di ACEA Distribuzione, eliminando l'incertezza derivante dalla provvisorietà della tariffa pur persistendo alcuni elementi di indeterminazione legati alla mancata definizione di partite perequative correlate al terzo ciclo regolatorio. Alle incertezze regolatorie, si aggiungono le difficoltà di contesto operativo per il mantenimento del livello degli indicatori tecnico gestionali. Le azioni principali da intraprendere, infatti, continueranno a riguardare, come nel recente passato, gli investimenti, i processi e l'organizzazione. In questa ottica la distribuzione di energia elettrica a Roma (così come le reti idriche di Roma e Frosinone) sarà interessata dal processo di digitalizzazione.

Nell'ambito del mercato della **vendita di energia elettrica** sarà sempre più intenso l'impegno nella accurata selezione dei clienti con particolare riferimento alla solvibilità continuando un percorso di crescita commerciale in termini di espansione nel settore *mass market* finalizzato all'acquisizione di clienti domestici e *small business*.

Obiettivo ormai consolidato delle società di vendita è quello di porre in essere tutte le azioni volte al continuo e costante miglioramento del processo di fatturazione e vendita al fine di contenere la crescita del circolante e contribuire alla riduzione dell'indebitamento del Gruppo.

Il Gruppo ACEA continuerà ad impegnarsi in un'opera di razionalizzazione ed efficientamento dei processi operativi di tutte le aree di business e di quelli corporate. Tali obiettivi verranno perseguiti anche attraverso un importante sviluppo dei sistemi informativi con particolare riguardo a quelli di *billing* nonché all'introduzione del *work force management*.

La struttura finanziaria del Gruppo ACEA risulta solida per gli anni futuri, in quanto l'intera posizione debitoria alla data del 31 dicembre risulta posizionata sul lungo termine con una vita media di circa 7,6 anni. Il debito è regolato per il 64,2% a tasso fisso in modo da garantire la protezione da eventuali rialzi dei tassi di interesse nonché da eventuali volatilità finanziarie o creditizie.

ACEA dispone alla data odierna di linee di credito *committed* e *uncommitted* per circa € 1,1 miliardi di cui aventi scadenza oltre il 2015 per € 300 milioni.

I Rating assegnati ad ACEA sul lungo termine dalle tre principali Agenzie di Rating Internazionali sono i seguenti:

- Standard & Poor's: "BBB-";
- Fitch "BBB+";
- Moody's "Baa2".

Deliberazioni in merito al risultato di esercizio e alla distribuzione ai soci

Signori Azionisti,
nell'invitarVi ad approvare il bilancio che Vi sottoponiamo, Vi proponiamo di destinare l'utile di esercizio chiuso al 31 dicembre 2014 pari a € 89.601.433,50 come segue:

- € 4.480.071,67, pari al 5% dell'utile, a riserva legale,
- € 85.100.774,04 ai Soci, corrispondenti ad un dividendo unitario di € 0,3996,
- € 20.587,78 a utili a nuovo.

Si propone inoltre di distribuire l'importo di € 10.733.430,96, corrispondenti ad un dividendo unitario di € 0,0504, tramite utilizzo delle riserve formate con utili di esercizi precedenti.

Il dividendo complessivo (cedola n. 16) di € 95.834.205,00, pari a € 0,4500 per azione, sarà messo in pagamento a partire dal 24 giugno 2015 con stacco cedola in data 22 giugno e record date il 23 giugno.

Alla data di approvazione del bilancio le azioni proprie sono pari a n. 416.993

ACEA S.p.A.
Il Consiglio di Amministrazione