



Piano Industriale 2015-2019

Roma, novembre 2015

Agenda



Gruppo Acea

- Opening remarks 3
- Acea oggi 4
- Piano Industriale 2015-2019 highlights 5
- Progetto Acea 2.0 6

Piano Industriale 2015-2019

- Gruppo Acea 8
- Ambiente 16
- Energia 20
- Idrico 23
- Reti 26
- Corporate 29

Piano Industriale 2015-2019

- Processo di consolidamento del settore delle local utilities 31
- Key takeaways 33

Appendice

- Risultati 9M2015 36
- Risultati 1H2015 46
- Risultati 2014 47
- Quadro regolatorio idrico 48
- Quadro regolatorio distribuzione elettrica 49
- Principali assunzioni 51



Opening remarks

Sviluppo delle attività regolate

Accelerazione della crescita nell'area Ambiente

Trasformazione tecnologica (Progetto Acea 2.0)

Riduzione dei costi e continuo miglioramento della qualità del servizio

Focalizzazione sul mantenimento di una struttura finanziaria solida

Politica dei dividendi sostenibile



AMBIENTE

Acea ha trattato nel 2014 oltre 770.000 tonnellate di rifiuti. Nello stesso anno, gli impianti waste-to-energy hanno **prodotto circa 250 GWh di energia elettrica.**

Particolare attenzione è dedicata allo sviluppo di investimenti nel waste to energy e nei rifiuti organici, in coerenza con l'obiettivo strategico del Gruppo di valorizzazione ambientale ed energetica dei rifiuti.

La presenza geografica ed operativa della Società nell'area Ambiente è **concentrata in tre regioni del centro Italia: Umbria, Lazio e Toscana.**



IDRICO

Nel settore dei servizi idrici, **nel 2014, sono stati venduti 540 milioni di mc di acqua potabile a quasi 9 milioni di clienti.** **Primo operatore nazionale,** Acea gestisce il servizio idrico integrato nella Provincia di Roma e in altre zone del **Lazio, Toscana, Umbria e Campania.**

Grazie all'esperienza acquisita in oltre un secolo di attività, la Società è all'avanguardia nella progettazione, sviluppo, costruzione e gestione dei servizi idrici integrati, oltre a svolgere quotidianamente numerose analisi di laboratorio. **Acea opera da diversi anni in America Latina.**



ENERGIA

Nell'area Energia, Acea è tra i principali player italiani con circa **11 TWh di elettricità venduta nel 2014 a circa 1,5 milioni di clienti.** Acea commercializza tale quantità di energia elettrica a beneficio dei propri clienti e per il consumo interno delle società del Gruppo. A supporto delle operazioni con i clienti, Acea ha il suo call center.

La Società, inoltre, **possiede e gestisce sette centrali idroelettriche (122 MW) e tre impianti termo/Cogen (243 MW).**

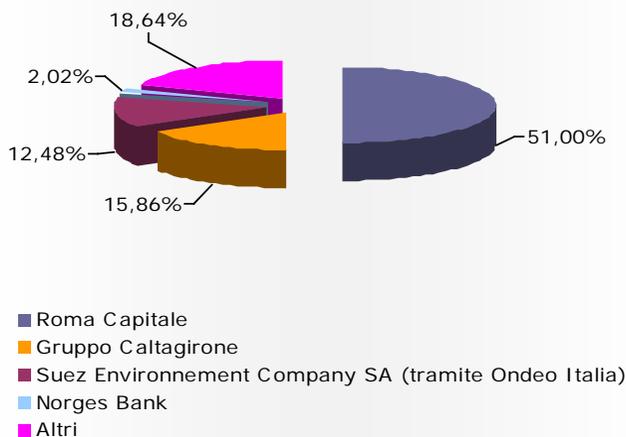


RETI

Nell'area Reti, Acea è tra i principali operatori in Italia. Distribuisce oltre 10 TWh di energia nella città di Roma, a 1,6 milioni di clienti. La Società è impegnata 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, individuati dall'AEEGSI.

Acea gestisce l'illuminazione pubblica e artistica di Roma con oltre 217.000 punti luce distribuiti su una superficie di 1.500 Km². La Società è, inoltre, **impegnata in diversi progetti di efficienza energetica.**

Acea: assetto proprietario



Fonte: CONSOB (Novembre 2015)

Piano Industriale 2015-2019 highlights

Punti di forza e vantaggi competitivi

Gestore di asset con potenzialità di crescita nei settori regolati

Solidità finanziaria

Leadership e know how nelle competenze tecnico-manageriali

Ampio portafoglio clienti

Brand conosciuto

Capacità di cogliere le opportunità che il contesto può offrire

Ottime relazioni con il Regolatore

Priorità strategiche

Trasformazione tecnologica (Progetto Acea 2.0) finalizzata al miglioramento dell'efficienza

Sviluppo delle attività regolate

Forte crescita nell'area Ambiente

Continuo miglioramento della struttura finanziaria

Ulteriori opportunità

(non incluse nel Piano Industriale)

Opportunità di M&A

Il Governo italiano intende promuovere il processo di consolidamento del settore delle utilities

Incentivi agli Azionisti pubblici affinché cedano le partecipazioni nelle local utilities



Acea sta rivoluzionando il proprio modo di lavorare e di offrire servizi attraverso una **massiccia iniezione di tecnologie digitali**, che interesserà:

~8.000.000
CLIENTI

~7.000
DIPENDENTI

~140.000 KM di
RETE

~831
IMPIANTI

Per rispondere all'esigenza di garantire integrità, univocità e qualità dei dati, ACEA ha scelto le **soluzioni SAP** (leader a livello mondiale di sistemi gestionali per le Utilities).

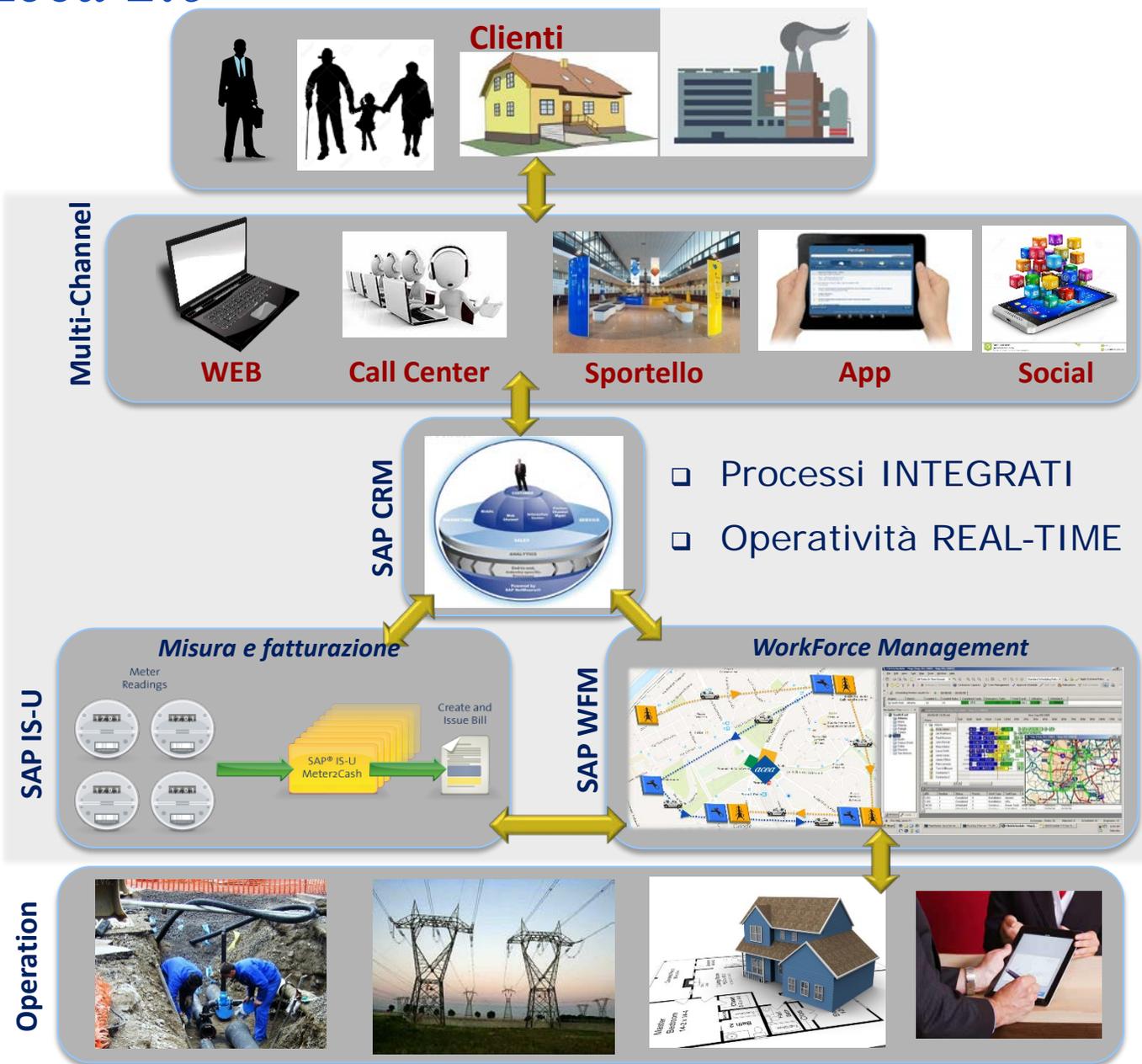
Nuova piattaforma di **Customer Service**

Soluzione **Work Force Management**
per la gestione della forza lavoro sul territorio supportata da tecnologia mobile

Nuova piattaforma per:
migliori prestazioni delle soluzioni, **accesso diretto e real-time** ai dati senza bisogno di layer intermedi, possibilità di utilizzare le **nuove applicazioni**

Nuova **piattaforma unica ERP**
(processi di acquisto, contabilità, ecc)

Principali progetti



2015

✓ ACEA ATO2

OBIETTIVO 2016

- Altre Società Idriche
- ACEA Distribuzione
- ACEA Illuminazione Pubblica
- ACEA Energia

Piano Industriale 2015-2019

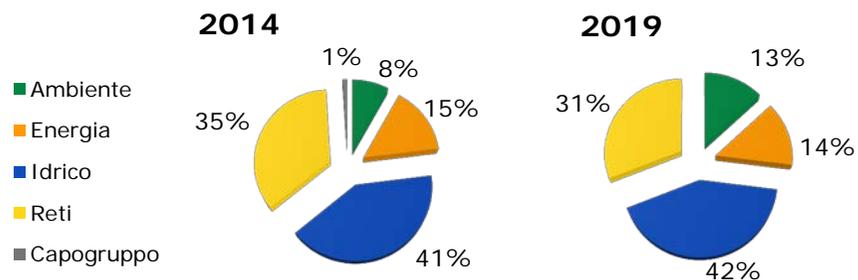
➤ *Gruppo Acea*



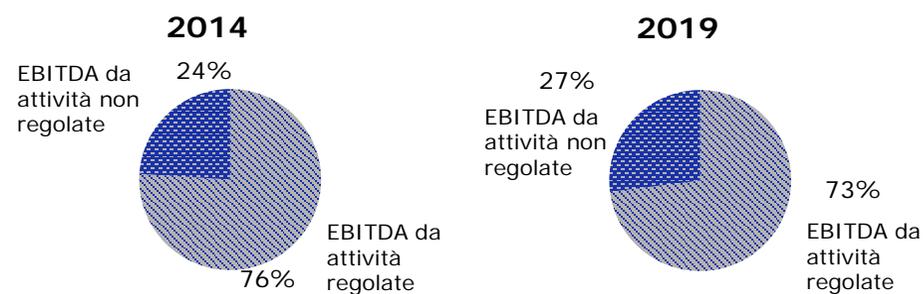
	2014	2019 Piano
EBITDA (mln €)	718	864
UTILE NETTO ante minorities (mln €)	169	247
INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO (mln €)	2.089	2.251
INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO/EBITDA	2,9x	2,6x
CAPITALE INVESTITO (mld €)	3,6	4,2

2019 ROIC pre-tax : 12%

EBITDA per settori

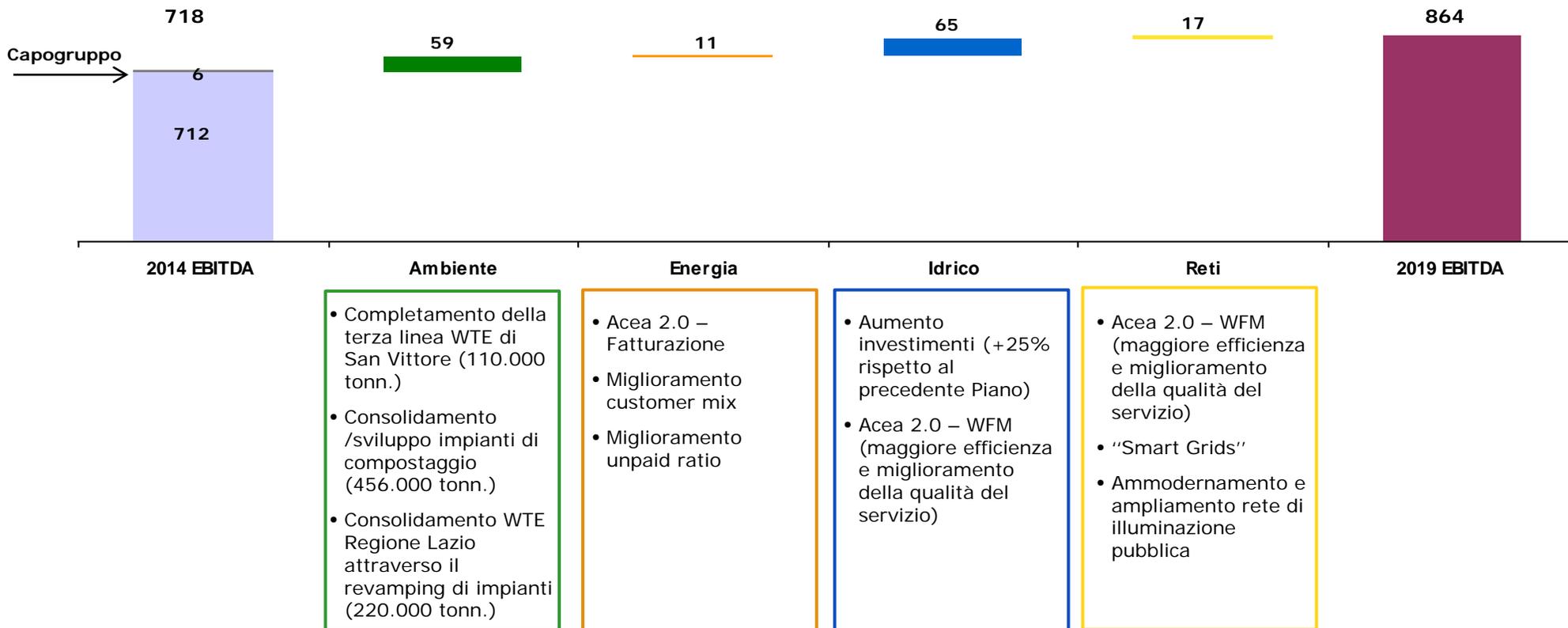


EBITDA da attività regolate





Crescita Organica (mln €)

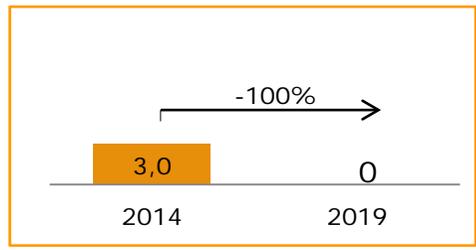


**Efficienze complessive nel periodo di Piano: \cong 70 mln €
a partire dal 2019: \cong 30 mln € a regime**
Acea 2.0, WFM, digitalizzazione della rete, appalto unico, insourcing



Energia

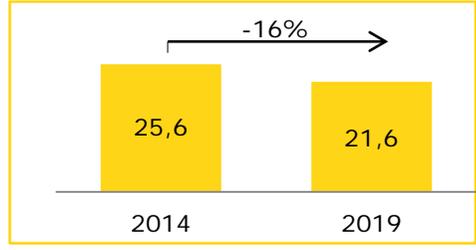
- ✓ Progetto Acea 2.0
- ✓ Gestione dei reclami



mln€ Costi di processo

Reti

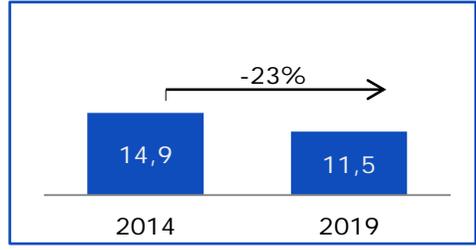
- ✓ Digitalizzazione della rete
- ✓ Work Force Management
- ✓ Appalto unico



€/POD
Efficientamento base costi aggredibili

Idrico

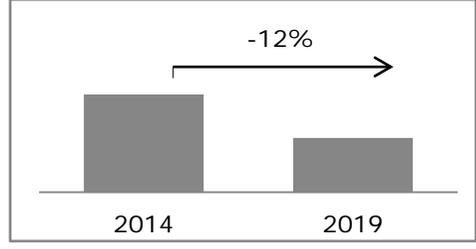
- ✓ Digitalizzazione della rete
- ✓ Work Force Management
- ✓ Appalto unico



€/abitanti
Efficientamento base costi aggredibili

Capogruppo

- ✓ Standardizzazione dei processi Acea 2.0
- ✓ Insourcing



Ottimizzazione costo del lavoro

**Efficienze complessive nel periodo di Piano: \cong €70m
a partire dal 2019: \cong 30 mln € a regime**



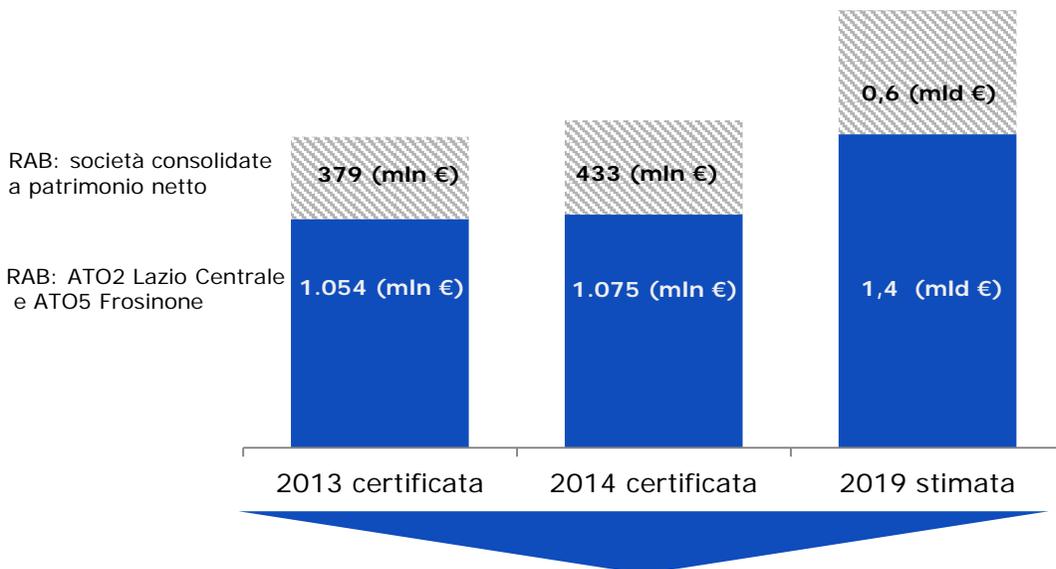
Il Piano Industriale 2015-2019 è stato definito sulla base dell'attuale modalità di determinazione del costo del capitale nella struttura tariffaria.

E' stato assunto – in linea con i sistemi adottati nei mercati soggetti a regolamentazione «matura» – un'estensione del periodo utilizzato a base del calcolo del Risk Free Rate (BTP Y10) e del RPI (inflazione) a 10 anni. Il costo del capitale così determinato è stato mantenuto costante durante tutto il periodo del Piano.

RAB

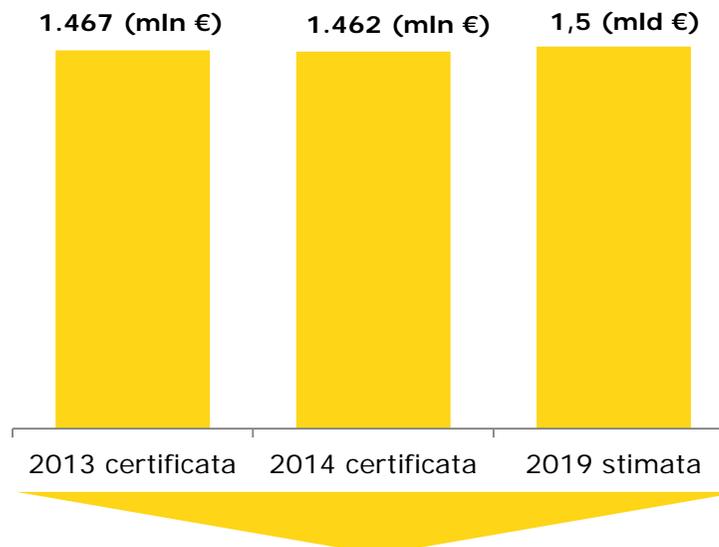
La RAB che concorre alla formazione della tariffa dell'anno "n" corrisponde al valore delle immobilizzazioni dell'anno "n-2" (definite come costo storico dei cespiti dell'impresa rivalutato con i deflatori di periodo) al netto del fondo ammortamento rivalutato con i deflatori di periodo.

RAB - IDRICO



Il tasso di crescita della RAB nel settore Idrico è elevato in quanto nei primi anni il livello degli investimenti supera fisiologicamente il livello degli ammortamenti riconosciuti

RAB – DISTRIBUZIONE ELETTRICA



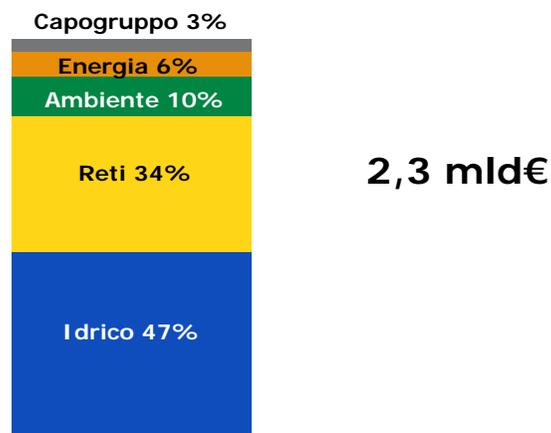
Nel settore elettrico, la RAB è più «matura» e pertanto il rapporto investimenti/ammortamenti è $\cong 1$



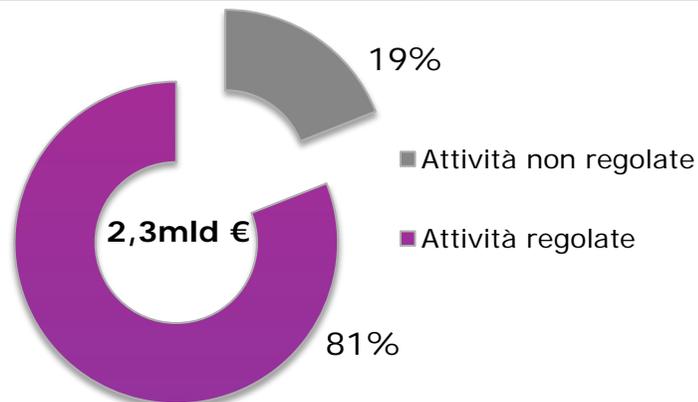
Il programma di investimenti sostiene la crescita organica delle attività regolate

- Aumento degli investimenti nei business regolati, assumendo una ragionevole sostenibilità dei costi finanziari riconosciuti dal Regolatore e una stabilità del nuovo regime tariffario
- Progetti già approvati nell'area Ambiente

2015-2019 per settore (%)



2015-2019 Attività regolate/non regolate (%)





Durata media del debito a lungo termine e solida liquidità

Struttura del debito (mln€)	FY 14	9M 15
Debiti finanz. a medio/lungo termine	3.040,7	2.691,9
- Obbligazioni	1.909,1	1.890,9
- Finanz. a medio/lungo termine	1.131,6	801,0
(Crediti finanz. a medio/lungo termine)	(34,3)	(35,9)
Indebitam. Finanz. Netto a medio e lungo termine	3.006,4	2.656,0
Indebitam. a breve termine vs banche	58,2	60,5
Attività (passività) finanziarie correnti	103,9	36,9
(Disponibilità liquide e titoli)	(1.018,0)	(595,8)
(Attività/passività finanziarie correnti)	(61,5)	(26,9)
Indebitam. a breve termine	(917,3)	(525,2)
Indebitam. Finanz. Netto	2.089,1	2.130,8



Rating attuali

STANDARD & POOR'S

FitchRatings

MOODY'S

BBB-

BBB+

Baa2

Outlook Stabile

Outlook Stabile

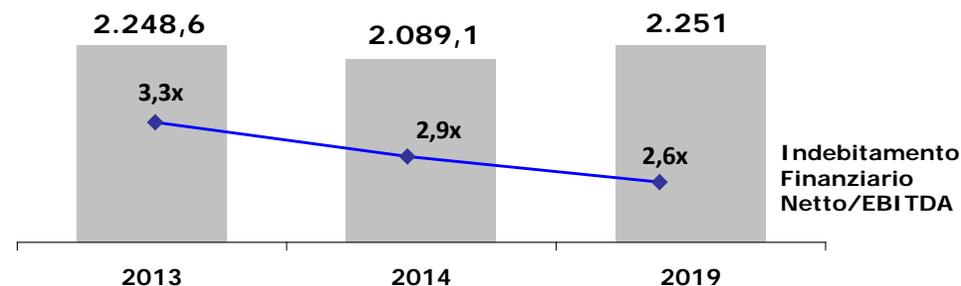
Outlook Stabile

FY 14 1,318 mln€ Riserva di liquidità (disponibilità liquide + linee di credito non utilizzate)

9M 15 796 mln€ Riserva di liquidità (disponibilità liquide + linee di credito non utilizzate)

(mln€)	30 Sett. 2014	31 Dic. 2014 (a)	30 Sett. 2015 (b)	Variaz. (b-a)
Medio/lungo termine	2.913,4	3.006,4	2.656,0	(350,4)
Breve termine	(501,4)	(917,3)	(525,2)	392,1
Ind. Finanz. Netto	2.412,0	2.089,1	2.130,8	41,7

Indebitamento Finanziario Netto (mln €)



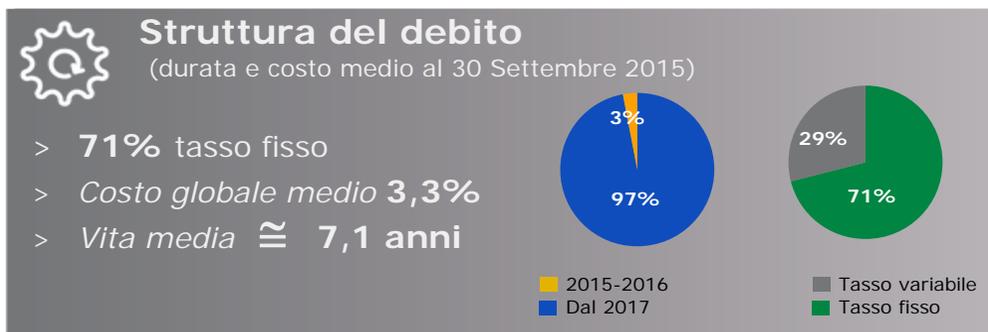
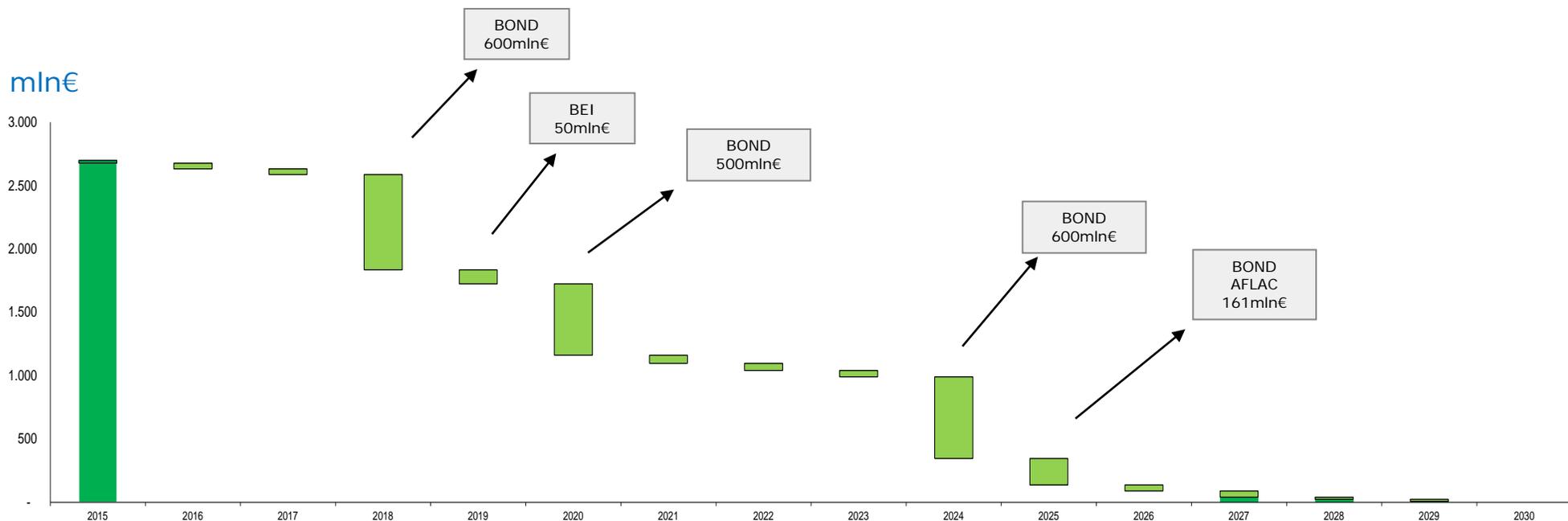
Mantenimento di una struttura finanziaria solida e autofinanziamento degli investimenti nel periodo di Piano

Politica dei dividendi

Payout ratio del 50%-60% con un valore minimo del dividendo per azione pari a 0,40€/anno fino al 2019



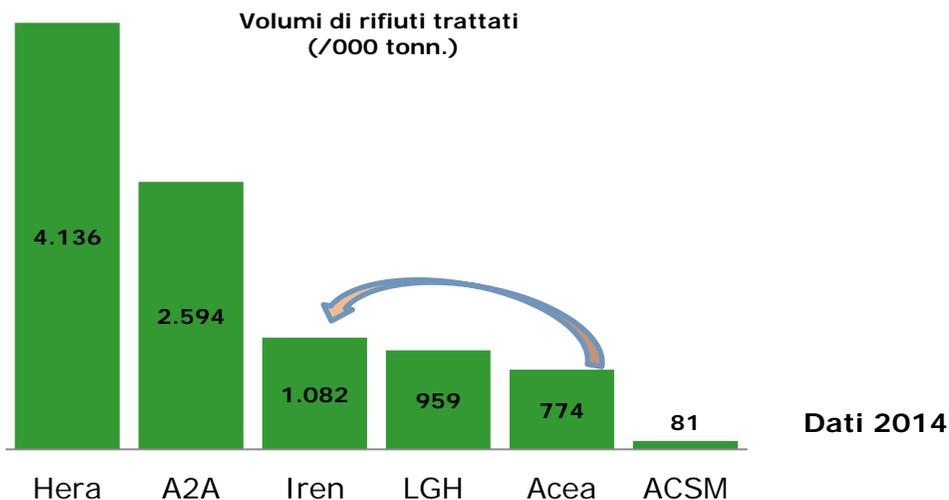
Scadenza a lungo termine del debito e prudente mix tra tasso fisso e tasso variabile



Piano Industriale 2015-2019

➤ Ambiente

Obiettivo: diventare il terzo operatore nazionale nel settore del trattamento industriale dei rifiuti



TARGET DI CRESCITA

TERZO OPERATORE IN ITALIA

Per volumi di rifiuti trattati (1.811 Ktonn./anno)
di cui il 75% nella Regione Lazio

WTE: 600 GWh/anno

(equivalente al consumo annuo di circa 200.000 famiglie)

Sviluppo e strategia

Completamento dei progetti già approvati

Consolidamento/sviluppo impianti di compostaggio

Consolidamento nella Regione Lazio attraverso il repowering di impianti WTE

Carenza capacità trattamento rifiuti nel Lazio

Ambiente



LAZIO

Capacità (t/a)	2015	2019
RIFIUTI URBANI	3.269.398	3.361.907
Raccolta differenziata (%)	37%	53%
Rifiuti indifferenziati	2.059.721	1.580.097
Capacità TMB	2.067.000	2.747.000
Δ capacità TMB	7.279	1.166.903
Produzione CDR	617.916	474.029
Capacità WTE	360.000	530.000
Δ capacità WTE	-257.916	55.971
Rifiuti organici	532.903	752.715
Capacità compostaggi	255.000	565.000
Δ capacità compostaggi	-277.903	-167.715

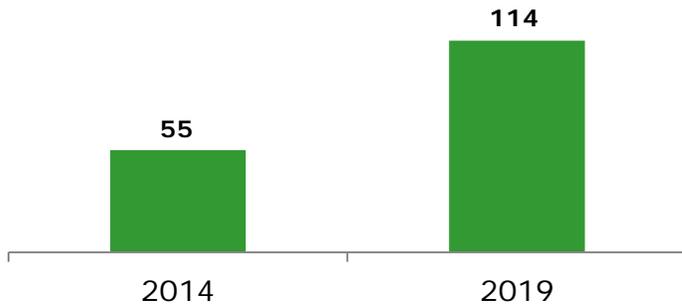
In considerazione della carenza impiantistica nella Regione Lazio e dell'atteso trend della raccolta differenziata, stimiamo che il deficit della capacità disponibile resterà sostanzialmente invariato nel periodo di Piano

In tale contesto, l'obiettivo di Acea è quello di consolidare/sviluppare l'operatività nell'area Ambiente

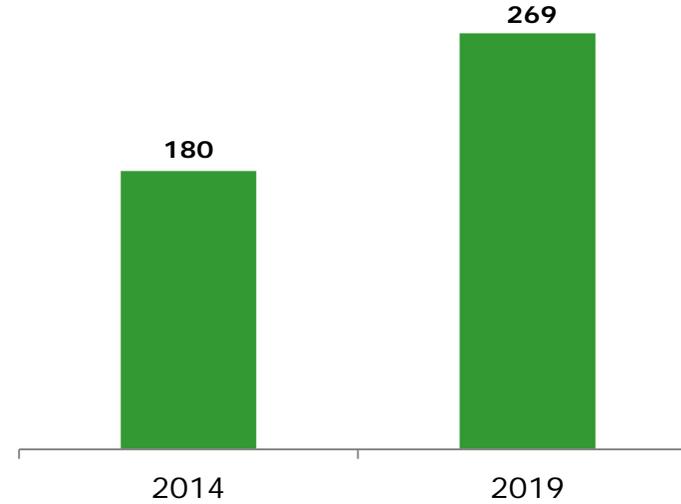
IMPIANTI ACEA WTE impianti di compostaggio	2014 Capacità installata (Mwe)	2014 Capacità (t/a)	2019 Capacità installata (Mwe)	2019 Capacità (t/a)
<i>Impianti WTE</i>	25,5	224.379	52,1	469.000
- di cui nella Regione Lazio (San Vittore del Lazio ed Ep Sistemi)	25,5	224.379	52,1	469.000
<i>Impianti di compostaggio</i>		220.262		682.847
- di cui nella Regione Lazio		188.192		654.213



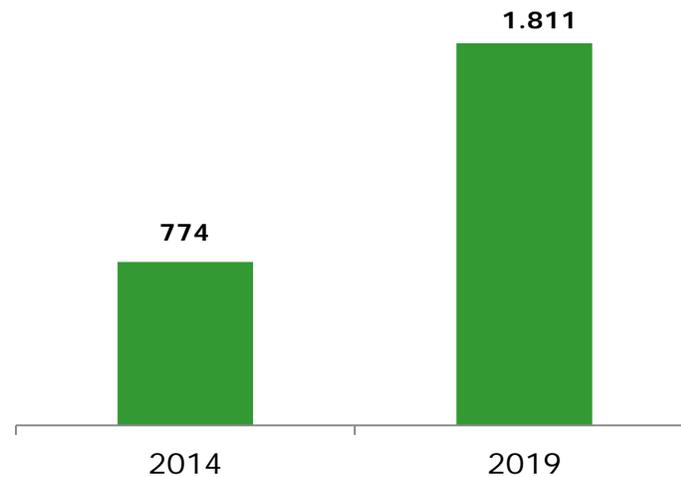
EBITDA (mln €)



Indebitamento Finanziario Netto (mln €)



Volumi di rifiuti trattati (/000 tonn.)



INVESTIMENTI 2015-2019 : 235 mln €

Capitale Investito 2019: 320 mln €

ROIC pre-tax al 2019: 23%

Piano Industriale 2015-2019

➤ Energia

Sviluppo dell'attività di vendita

Efficienza operativa e miglioramento del portafoglio clienti / Forte focus sul miglioramento del sistema di fatturazione

Progetto Acea 2.0

Rinnovamento dei sistemi informativi a supporto dei processi di misura, fatturazione e gestione del credito attraverso l'impiego della soluzione SAP ISU

Mercato libero

Ottimizzazione portafoglio clienti

Mercato maggior tutela

Dialogo con l'AEEGSI per l'adeguamento della tariffa. A dicembre 2014, l'AEEGSI ha aggiornato la tariffa 2014, prevedendo un parziale adeguamento (Delibere 136/2014 e 670/2014)

Sviluppo progetti di efficienza energetica

Data quality



Depurare la base dati oggetto di trasferimento sul nuovo sistema ed utilizzo di un unico archivio informatico.

CRM



Disegno e realizzazione di una piattaforma, accompagnata da una semplificazione e digitalizzazione dei processi.

Particolare attenzione viene destinata ai servizi web e mobile incrementando l'interattività da remoto dei clienti.

Misura e fatturazione



Gestione univoca del dato di misura, di un algoritmo omogeneo di calcolo delle stime dei consumi e di un'unica piattaforma informatica di fatturazione.

Servizi di sportello



Ampliamento delle capacità di gestione e risoluzione delle richieste effettuate dai clienti allo sportello, attraverso la nuova mappatura dei processi di front end e l'utilizzo delle potenzialità del nuovo CRM.

Posizione «corta» nella produzione elettrica

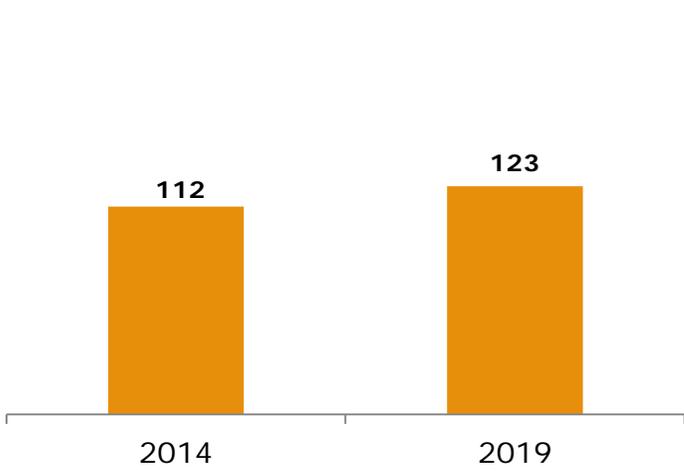
7 Impianti idroelettrici: 122 Mw

3 Impianti termo/cogen.: 243 Mw

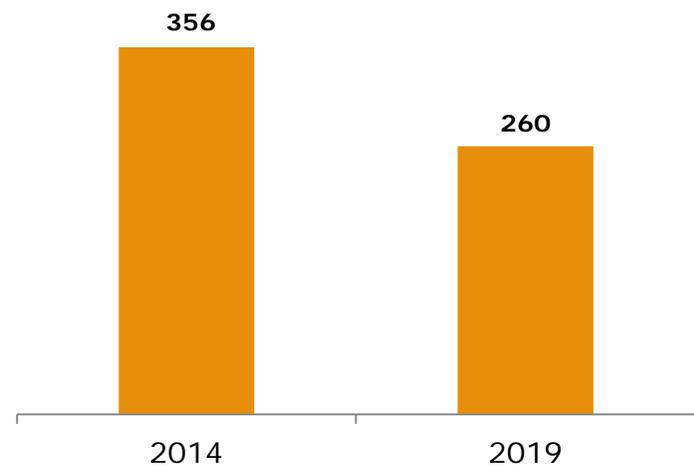
Completamento del programma di repowering



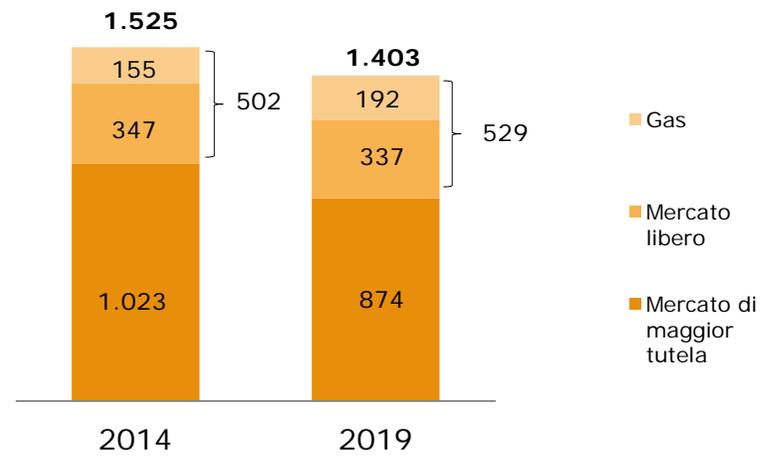
EBITDA (mln €)



Indebitamento Finanziario Netto (mln €)



Numero di clienti (/000)



Investimenti 2015-2019: 133 mln €

Capitale investito 2019: 480 mln €

ROIC pre-tax al 2019: 13%

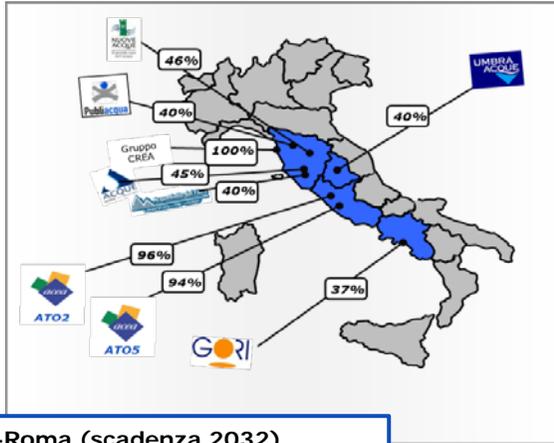
Piano Industriale 2015-2019

➤ Idrico

Guidare il processo di consolidamento nel settore idrico

Crescita attraverso l'efficienzamento

Concessioni di lungo termine



CONSOLIDATA LEADERSHIP IN ITALIA

Progetto Acea 2.0

Trasformazione radicale, standardizzazione ed efficientamento dei processi, ottimizzando i costi operativi



WFM e nuovo sistema di fatturazione: avviato il 28/9/2015

Consultazione con l'AEEGSI per la nuova struttura tariffaria dal 2016 in poi

Necessità di promuovere investimenti di lungo termine e assicurare un quadro regolatorio stabile e trasparente

- **ATO2-Roma (scadenza 2032)**
- **ATO5 Frosinone (scadenza 2032)**
- **Altri ATO:**
 - ATO3 Firenze (scadenza 2021)
 - ATO6 Siena-Grosseto (scadenza 2026)
 - ATO2 Pisa (scadenza 2021)
 - ATO1 Perugia (scadenza 2027)
 - ATO3 Sarnese V. (scadenza 2032)

Crescita attraverso il consolidamento

Creare valore attraverso operazioni di M&A

Progressivo consolidamento territoriale estendendo e uniformando le best practices gestionali

(Non incluso nel Piano Industriale)

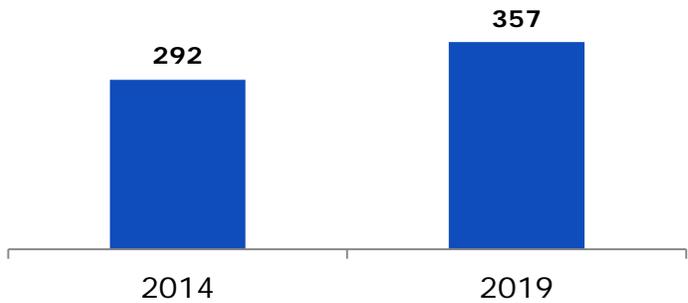
Guidare l'aggregazione tra diversi operatori in Toscana, Lazio e Umbria

Target e risultati



Forte crescita nel passato
EBITDA CAGR 2001-2013: +10,1%
+ 8 società acquisite

EBITDA (mln €)



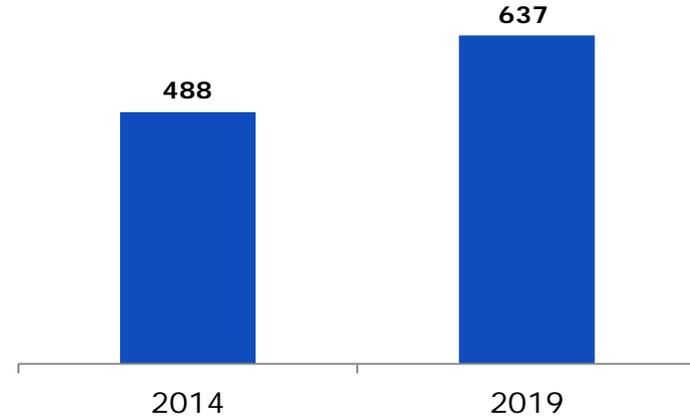
I Ricavi tariffari di Piano sono stati determinati in continuità con il MTI 2014-2015 ed in coerenza con quanto previsto nei Piani Economico Finanziari (PEF) di approvazione delle tariffe

Investimenti 2015-2019: 1.073 mln €

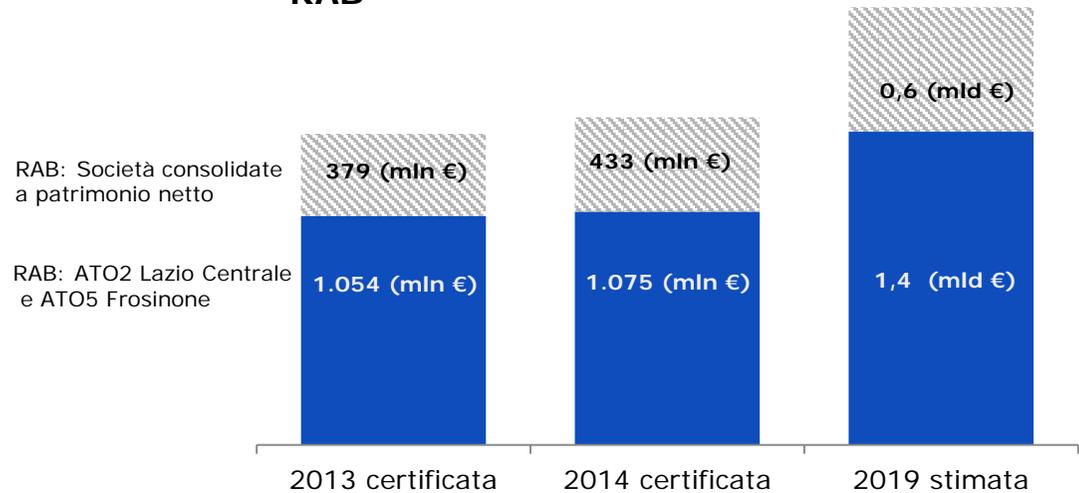
*Di cui nella Regione Lazio 1.051 mln €
(Roma & Provincia 968 mln €)*

ROIC pre-tax al 2019: 11%

Indebitamento Finanziario Netto (mln €)



RAB



Piano Industriale 2015-2019

➤ Reti



Sviluppo per efficientamento

DISTRIBUZIONE

Progetto Acea 2.0

- ❑ Miglioramento della qualità del servizio
- ❑ Riduzione dei costi



WFM: go live nel 2016

Ammodernamento rete di distribuzione ("smart grid")

Consultazioni con l'AEEGSI

Necessità di promuovere investimenti di lungo termine e assicurare un quadro regolatorio stabile e trasparente



ILLUMINAZIONE PUBBLICA

Illuminazione Pubblica a Roma

Ammodernamento e sviluppo della rete di illuminazione pubblica e realizzazione del progetto "Roma LED". Sostituzione di 188.000 lampade con nuove lampade a risparmio energetico, aumentando l'efficienza energetica del sistema.

Sviluppo per espansione

Sviluppo di progetti di efficienza energetica

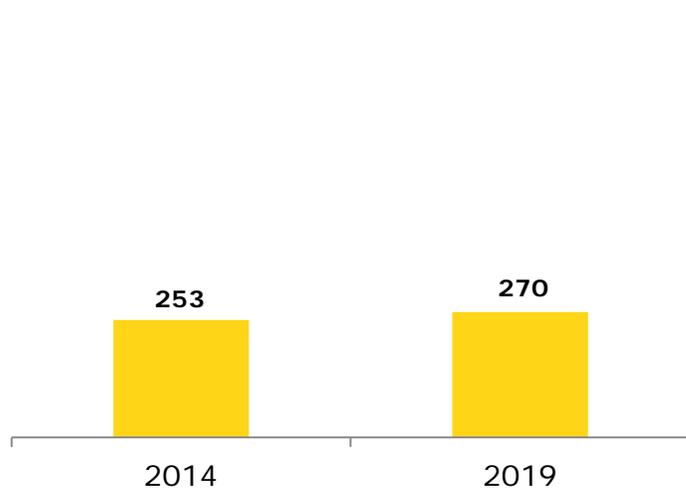
Valutazione di opportunità nel settore dell'illuminazione pubblica - tecnologia LED

Nuovi servizi ai clienti (rete a banda larga)

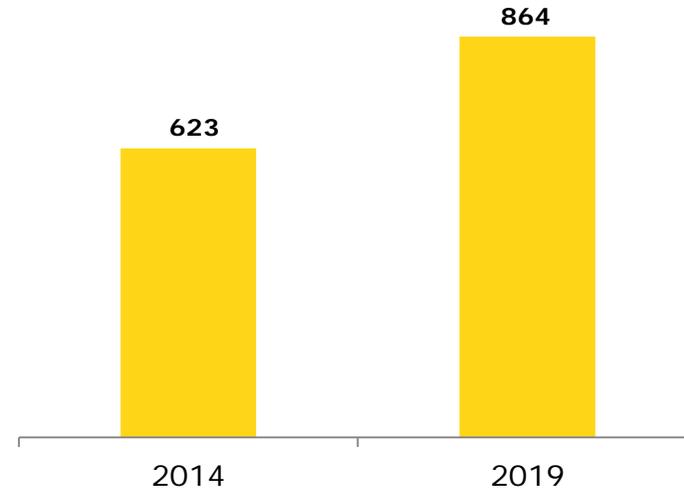
Target e risultati



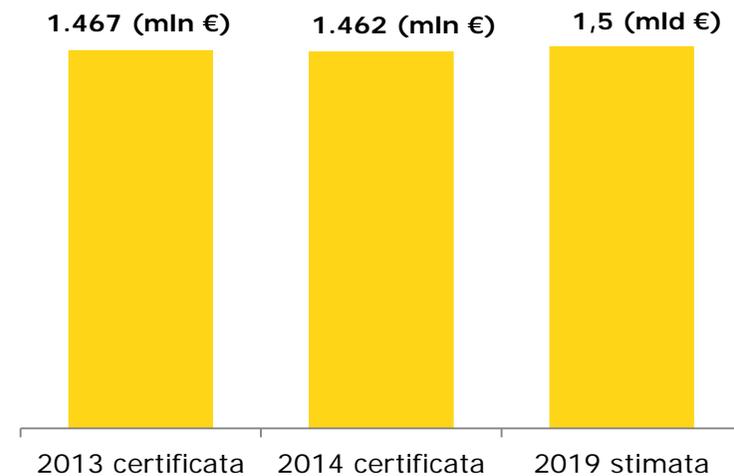
EBITDA (mln €)



Indebitamento Finanziario Netto (mln €)



RAB



Investimenti 2015-2019 : 763 mln €
di cui "smart" 110 mln €

ROIC pre-tax al 2019: 10%

Piano Industriale 2015-2019

➤ *Capogruppo*

Target e risultati



- **Ulteriore semplificazione della struttura della Capogruppo**
- **Sinergie** attraverso il progetto Acea 2.0
- Maggiore efficienza operativa - insourcing

Investimenti 2015-2019: 78 mln €

EBITDA al 2019: 0 mln €

Processo di consolidamento del settore delle local utilities

IL GOVERNO INTENDE RISTRUTTURARE IL SETTORE DELLE UTILITIES

Legge di Stabilità 2015

promuove l'aggregazione delle Local Utilities prevedendo, tra l'altro, l'esclusione dai vincoli del Patto di Stabilità interno delle spese in conto capitale effettuate dagli Enti Pubblici Locali con i proventi derivanti dalla dismissione di partecipazioni in Local Utilities.

Riforma PA

in corso di approvazione, prevede l'introduzione di incentivi volti a favorire l'aggregazione delle società locali di pubblici servizi.

Acea è pronta a cogliere tutte le opportunità che si presenteranno

- Ruolo di leader nazionale nella gestione delle risorse idriche
- Forte radicamento nei territori in cui opera



Ulteriori iniziative nel settore idrico

(non incluse nel Piano Industriale)

	LAZIO	TOSCANA	UMBRIA
EBITDA 2019E* (mIn €)	≈ 60	≈ 400	≈ 50
ABITANTI (numero)	1.059.000	3.268.000	890.000
FATTIBILITA' ○ Bassa ● Elevata			
SINERGIE/WFM 2019E	Elevate	Medie	Elevate
INIZIATIVE STRATEGICHE	<ul style="list-style-type: none"> ▪ ATO unico Regione Lazio ▪ Sinergie con ATO2 ▪ Sviluppo e sostenibilità degli investimenti ▪ Sinergie da WFM 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Consolidamento e completamento della presenza in Toscana ▪ Sviluppo e sostenibilità degli investimenti ▪ Sinergie da WFM 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Consolidamento e completamento della presenza in Umbria ▪ Sviluppo e sostenibilità degli investimenti ▪ Sinergie da WFM

Acea è pronta a cogliere le opportunità derivanti da tali iniziative:

- *Leader nazionale nel settore idrico con elevata capacità industriale in grado di svolgere il ruolo di polo aggregante*
- *Forte commitment del Management*
- *Solida struttura finanziaria in grado di sostenere il piano di investimenti delle società da aggregare*

PROCESSO DI CONSOLIDAMENTO SUBORDINATO ALLE DECISIONI DELLE AUTORITA' LOCALI



GRUPPO ACEA

EBITDA al 2019: 864 mln €

INVESTIMENTI 2015-2019: 2,3 mld €



Ambiente

EBITDA 2019: 114 mln €
Investim. 2015-2019: 235 mln €
ROIC pre-tax 2019: 23%



Energia

EBITDA 2019: 123 mln €
Investim. 2015-2019: 133 mln €
ROIC pre-tax 2019: 13%



Idrico

EBITDA 2019: 357 mln €
Investim. 2015-2019: 1.073 mln €
ROIC pre-tax 2019: 11%



Reti

EBITDA 2019: 270 mln €
Investim. 2015-2019: 763 mln €
ROIC pre-tax 2019: 10%

Appendice

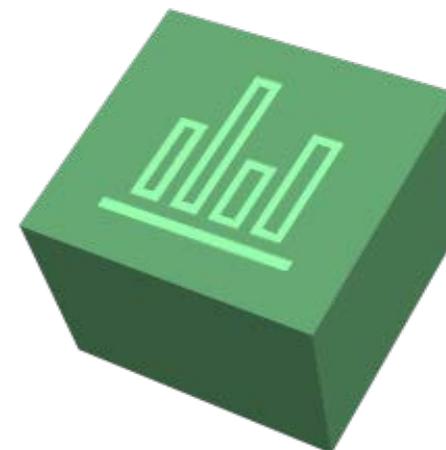
Appendice

- *Risultati 9M 2015*
- *Risultati 1H2015*
- *Risultati 2014*
- *Quadro regolatorio idrico*
- *Quadro regolatorio distribuzione elettrica*
- *Principali assunzioni*

Risultati 9M2015

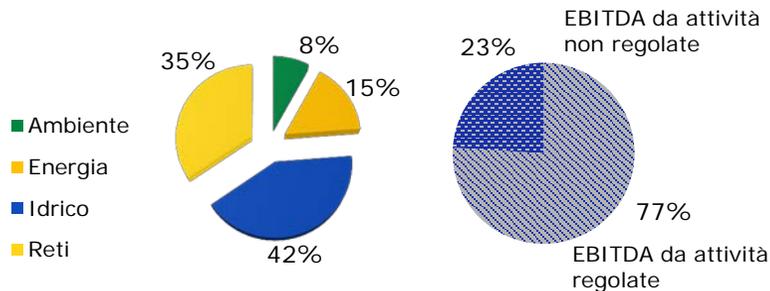


(Mln€)	9M2014	9M2015	Variaz. %
 Ricavi consolidati	2.280,7	2.167,7	-5,0%
 EBITDA	504,9	530,9	+5,1%
 EBIT	274,5	284,8	+3,8%
 Risultato netto di competenza del Gruppo	112,8	136,6	+21,1%
 Investimenti	218,9	284,8	+30,1%



(Mln€)	30 Sett. 2014 (a)	31 Dic 2014 (b)	30 Sett. 2015 (c)	Variaz. (c/a)	Variaz. (c/b)
Indebitamento finanziario netto	2.412,0	2.089,1	2.130,8	-11,7%	+2,0%
Patrimonio netto	1.461,2	1.502,4	1.553,8	+6,3%	+3,4%
Capitale investito	3.873,2	3.591,5	3.684,6	-4,9%	+2,6%

EBITDA 9M2015



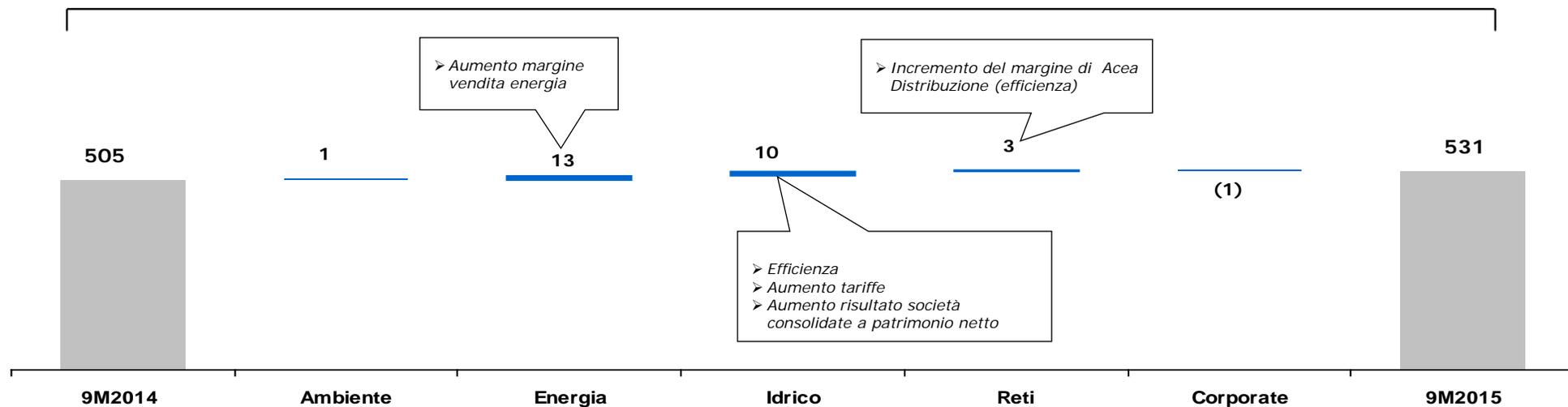
Numero dipendenti	9M2014	9M2015
Acea Spa	669	640
Ambiente	214	220
Energia	534	539
Idrico °	2.003	1.962
Reti	1.378	1.348
Totale	4.798	4.709

° Il dato non include:

- 9M2014 Gestioni idriche estero : 406
- 9M2015 Gestioni idriche estero : 253

EBITDA MIn€

26MIn€ +5,1%



EBITDA e dati quantitativi



Ambiente

EBITDA principali drivers



ARIA: maggiori quantità di energia elettrica ceduta dagli impianti +2,2Mln€

Aquaser: +1,4Mln€

Kyklos: fermo impianto -2,3Mln€

Solemme: minori quantità trattate -0,3Mln€

(Mln€)	9M14	9M15	Variaz. %	Dati quantitativi	9M14	9M15
EBITDA	39,8	40,4	+1,5%	Trattamento e smaltimento (Ktonn.)	589	570
Investimenti	7,3	14,9	+104,1%	Energia elettrica ceduta WTE (GWh)	183	196

Il **revamping** dell'impianto **SAO** (Orvieto) è stato **completato** con la costruzione di un nuovo impianto di compostaggio.

- **Capacità installata 1MW**
- **Capacità di trattamento 60.000 Ton. di rifiuti/anno**

Costruzione della **nuova linea 1 del termovalorizzatore di S. Vittore. In linea con il target** (avvio esercizio **fine 2016**)

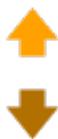
- **Capacità installata 12,5 MWe**
- **Capacità di trattamento 100.000 Tonn. di CDR/anno**

EBITDA e dati quantitativi



Energy

EBITDA principali drivers



Incremento margine attività di vendita +14,0Mln€

Riduzione margine produzione (flessione dei prezzi dell'energia e riduzione delle quantità prodotte) -0,8Mln€

(Mln€)	9M14	9M15	Variaz. %	Dati quantitativi	9M14	9M15
EBITDA	64,5	77,7	+20,5%	Totale produzione energia (GWh)	399	368
<i>Produzione</i>	26,6	25,8	-3,0%	Totale vendita energia (GWh)	8.182	7.200
<i>Vendita</i>	37,9	51,9	+36,9%	Mercato di maggior tutela	2.269	2.283
				Mercato libero	5.913	4.917
Investimenti	11,2	14,6	+30,4%	Totale vendita gas (Mmc)	68	88

EBITDA e dati quantitativi



Idrico

EBITDA principali drivers



Efficientamento costi operativi



Acea ATO2: aumento tariffe +12,2Mln€



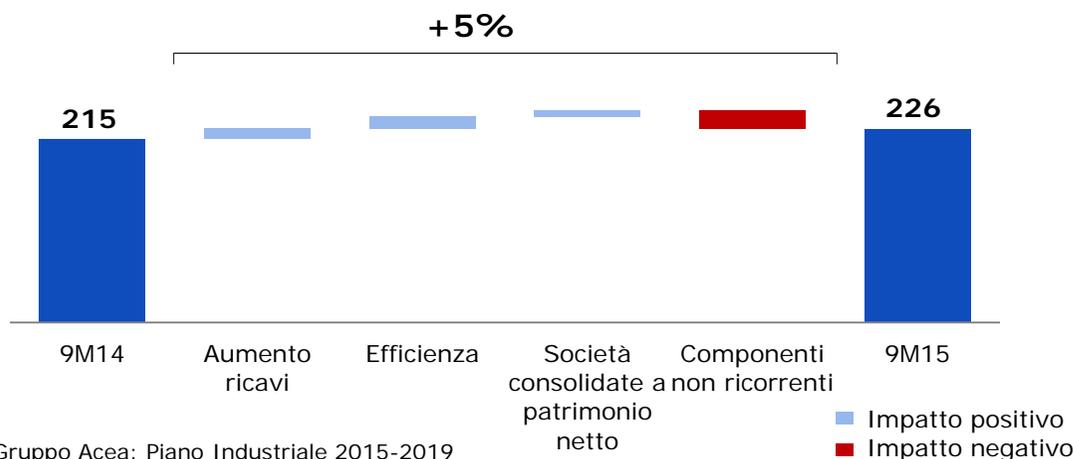
Crescita del risultato delle società consolidate a patrimonio netto +7,3Mln€



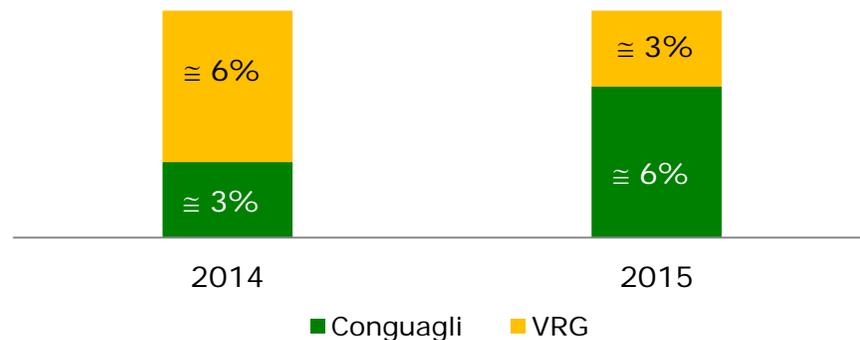
Componenti non ricorrenti -22,5Mln€ (include componente positiva non ricorrente relativa ad Aguazul Bogotà)

(Mln€)	9M14	9M15	Variaz. %	Dati quantitativi	9M14	9M15
EBITDA	215,1	225,5	+4,8%	Totale volumi di acqua venduti	418	405
<i>Di cui: Proventi/(Oneri) da partecipazioni consolidate ex IFRS 11</i>	<i>13,5</i>	<i>20,8</i>	<i>+54,1%</i>	(Mmc)		
Investimenti	105,4	128,3	+21,7%			

EBITDA Mln€



Composizione incremento tariffario



EBITDA e dati quantitativi



Reti

EBITDA principali drivers



Incremento del margine di Acea Distribuzione (efficienza)

(Mln€)	9M14	9M15	Variaz. %	Dati quantitativi	9M14	9M15
EBITDA	184,4	187,7	+1,8%	Totale elettricità distribuita (GWh)	7.718	7.959
Investimenti	85,3	102,4	+20,0%			



Corporate

(Mln€)	9M14	9M15	Variaz. %
EBITDA	1,1	(0,4)	-136,4%
Investimenti	9,7	7,9	-18,6%

Acea2.0 investimenti 9M15: 16,7Mln€

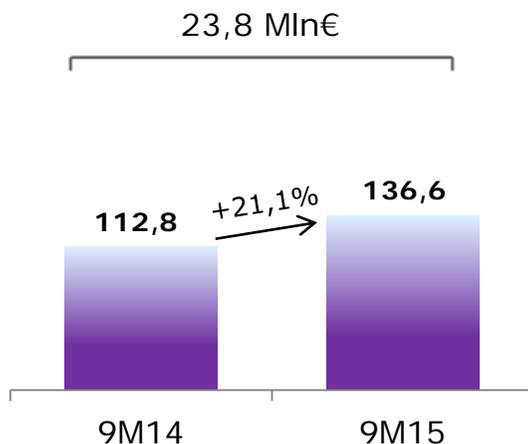
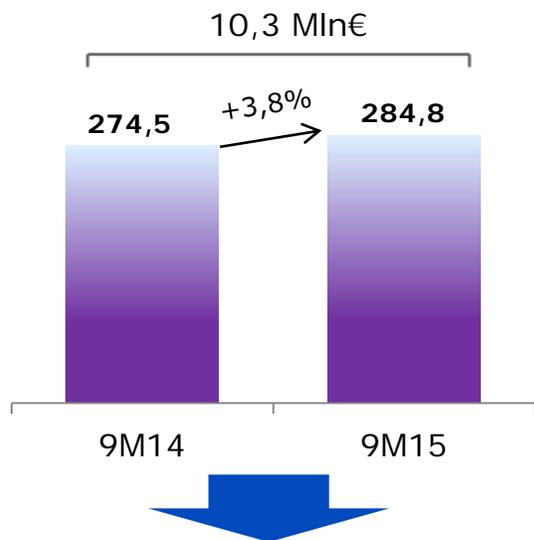
Di cui > 14Mln€ relativi a business regolamentati (Idrico e Reti)

EBIT e Risultato netto



EBIT Mln€

Risultato netto Mln€



TAX RATE 34,6%

✓ Eliminazione dell'addizionale IRES (cd "Robin Hood Tax")

✓ Deducibilità ai fini IRAP del costo per i dipendenti assunti con contratto a tempo indeterminato

Mln€	9M14	9M15	Variaz. %
Ammortamenti	141,3	172,0	+21,7%
Svalutazioni	67,4	53,0	-21,4%
Accantonamenti	21,7	21,1	-2,8%
Totale	230,4	246,1	+6,8%

✓ Maggiori ammortamenti:

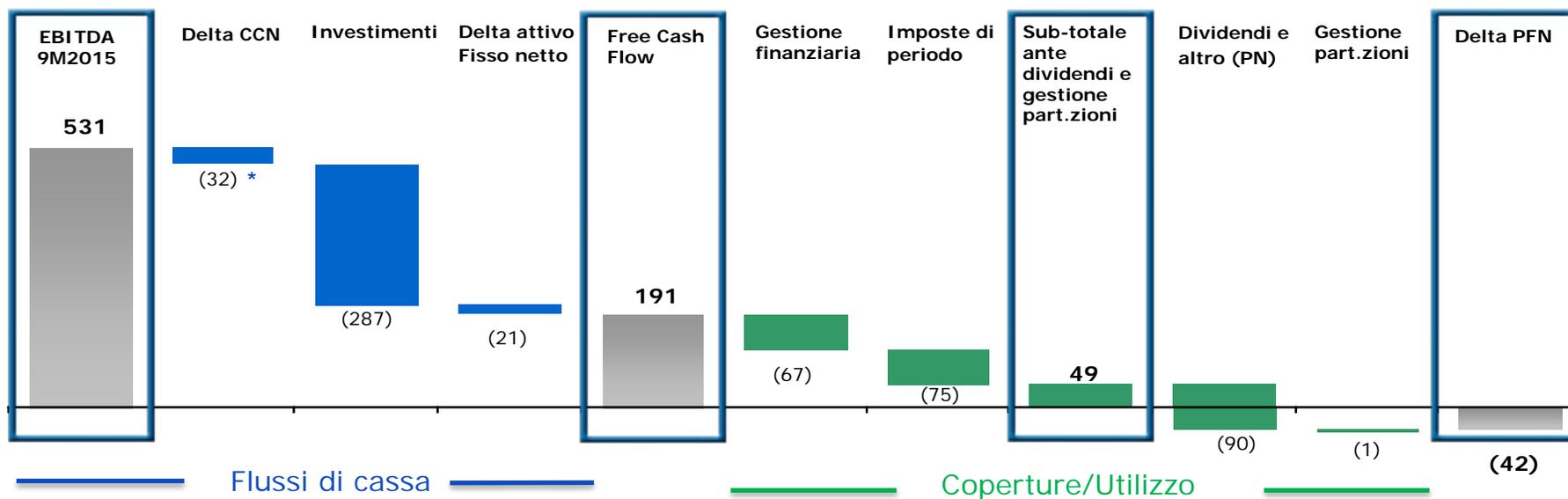
- aumento investimenti
- crescita dei beni immateriali relativi all'Information Technology

✓ Riduzione svalutazioni principalmente nelle aree Idrico ed Energia

Cash flow



VARIAZIONE CASH FLOW (MIn€)	2014	1Q15	1H15	9M15
EBITDA	718	177	353	531
Delta Capitale Circolante Netto	76	(98)	(23)	(32)
Investimenti	(317)	(72)	(168)	(287)
Delta Attivo Fisso Netto	(21)	(5)	(17)	(21)
Free Cash Flow 1	455	2	145	191
Gestione finanziaria	(101)	(24)	(45)	(67)
Imposte di periodo	(121)	(27)	(53)	(75)
Free Cash Flow 2	233	(49)	47	49
Dividendi e altro (PN)	(74)	(2)	(86)	(90)
Gestione Partecipazioni	1	0	(1)	(1)
Delta PFN	160	(51)	(40)	(42)



* Al lordo delle svalutazioni su crediti

Indebitamento finanziario netto

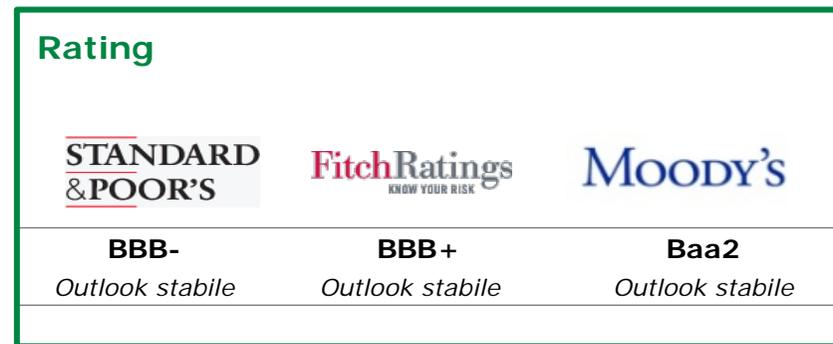


(Mln€)	30 Sett. 2014 (a)	31 Dic. 2014 (b)	30 Sett. 2015 (c)	Variaz. (c-a)	Variaz. (c-b)
INDEB. FINANZ. NETTO	2.412,0	2.089,1	2.130,8	(281,2)	41,7
Medio/lungo termine	2.913,4	3.006,4	2.656,0	(257,4)	(350,4)
Breve termine	(501,4)	(917,3)	(525,2)	(23,8)	392,1

INDEB. FINANZ. NETTO/ PATRIMONIO NETTO 31 Dic. 2014	INDEB. FINANZ. NETTO/ PATRIMONIO NETTO 30 Sett. 2015
1,4x	1,4x

(Mln€) INDEB. FINANZ. NETTO 31 Dic. 2013 – 30 Sett. 2014	(Mln€) INDEB. FINANZ. NETTO 31 Dic. 2014 – 30 Sett. 2015
2.249 ← 163 → 2.412	2.089 ← 42 → 2.131
+7,2%	+2,0%

Miglioramento 9M15 vs 9M14: **163-42 = 121 Mln€**



Nuova mappa applicativa ATO2 (go-live 28.09.2015)

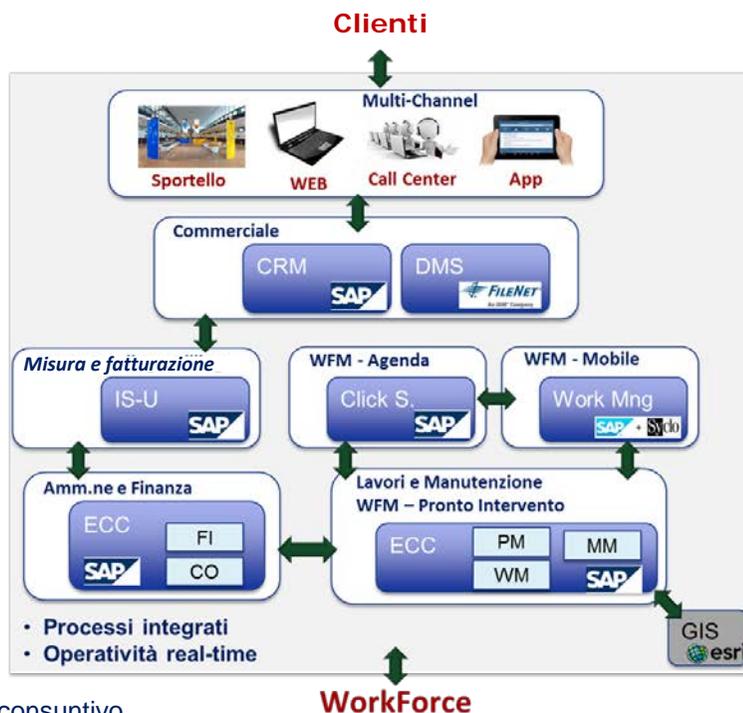
Il Progetto ATO2 ha permesso di razionalizzare e consolidare la mappa applicativa con la dismissione di 19 sistemi/applicazioni

SAP IS-U

Net@-SIU - Billing
CreditCare Ato2
Sicol – Gestione Letture
CoCo – Gestione impianti idrici dei Comuni acquisiti

SAP ECC

Piteco Evo – Tesoreria
SAPL – Confronto tra budget e consuntivo
Hydra – Gestione piano di lavoro e contabilità appalti
Simec – Manutenzione elettromeccanica



SAP HCM
Cezanne
Performance & Leadership
Sipert Time (da gennaio 2016)

SAP BW/BI
SAP BO
dal 25.11

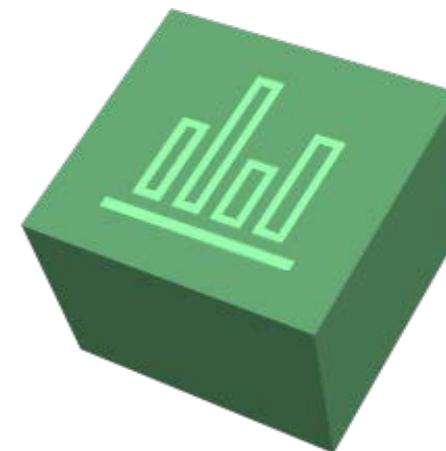
Sala Dispatcher
Car Fleet
Tom Tom
Magazzino viaggiante

SAP WFM / SAP CRM / DMS FileNet / DCS Streamserve / GIS Esri
ArcFlow – DMS Custom
GeDa – Gestione Danni
GeLa – Gestione Lavori
GePa – Gestione Patrimonio
GiLi – Gestione Lavori Idraulici
Net@ Confluence CRM
Geocall

Risultati 1H2015



(Mln€)	1H14	1H15	Variaz. %
 Ricavi consolidati	1.511,2	1.441,1	-4,6%
 EBITDA	331,0	353,3	+6,7%
 EBIT	188,4	202,7	+7,6%
 Risultato netto di competenza del Gruppo	80,5	99,3	+23,4%
 Investimenti	142,3	167,5	+17,7%



(Mln€)	30 Giugno 2014 (a)	31 Dic. 2014 (b)	30 Giugno 2015 (c)	Variaz. (c/a)	Variaz. (c/b)
Indebitamento finanziario netto	2.376,7	2.089,1	2.128,9	-10,4%	+1,9%
Patrimonio netto	1.427,0	1.502,4	1.518,6	+6,4%	+1,1%
Capitale investito	3.803,7	3.591,5	3.647,5	-4,1%	+1,6%



Mln€	2013 Restated*	2014	Variazione %	
Ricavi consolidati	3.289,0	3.038,3	-7,6%	
Proventi/(Oneri) da partecipazioni consolidate ex IFRS11	30,3	18,8	-38,0%	
- di cui: EBITDA	122,3°	125,7	+2,8%	
- di cui: Ammortamenti, svalutazioni e accantonamenti	(71,1)	(82,4)	+15,9%	
- di cui: Proventi/(Oneri) Finanziari	2,0°°	(9,7)	n.s.	
- di cui: Tasse	(22,9)	(14,8)	-35,4%	
Margine variabile	1.198,7	1.233,3	+2,9%	
Costi del personale	238,3	229,5	-3,7%	
Costi operativi	285,0	286,1	+0,4%	
EBITDA	675,4	717,7	+6,3%	
Ammortamenti, svalutazioni e accantonamenti	312,2	327,3	+4,8%	
EBIT	363,2	390,4	+7,5%	
Proventi/(Oneri) Finanziari	(99,2)	(101,1)	+1,9%	
Proventi/(Oneri) da Partecipazioni	(4,8)	0,5	n.s.	
Risultato ante imposte	259,2	289,8	+11,8%	
Imposte sul reddito	105,8	120,9	+14,3%	
Risultato Netto	153,4	168,9	+10,1%	
Utile/(Perdita) di competenza di terzi	11,4	6,4	-43,9%	
Risultato netto di competenza del Gruppo	142,0	162,5	+14,4%	
Dividendo per azione (€)	0,42	0,45	+7,1%	
Investimenti	268,6	318,5	+18,6%	
Mln€	31/12/2013 Restated* (a)	30/9/2014	31/12/2014 (b)	Variaz. (b-a)
Indeb. Finanziario Netto	2.248,6	2.412,0	2.089,1	(159,5)
Patrimonio Netto	1.406,8	1.461,2	1.502,4	95,6
Capitale Investito	3.655,4	3.873,2	3.591,5	(63,9)

* Dopo l'applicazione dell'IFRS11.

° Include l'iscrizione della componente tariffaria idrica FNI spettante per il 2012 e il 2013.

° Include l'iscrizione dei proventi finanziari per l'attualizzazione del debito di Gori verso la Regione Campania.

Generale

- Tariffe: possono crescere fino a un max di (i) 5% + inflazione o (ii) 7,5% + inflazione (in caso di ammortamento finanziario)
- Regolazione a menu: possibilità di utilizzare leve di generazione di cassa in funzione della capacità della RAB di generare tariffe adeguate al volume di investimenti previsti nei piani.

Opex

- Profit Sharing: 50% sul differenziale dei costi operativi
- In presenza di variazioni di perimetro e/o esigenza di maggiori costi, si prevede un aumento dei costi riconosciuti nell'anno in cui vengono sostenuti
- Costo energia: minimo (costo sostenuto dal gestore; costo medio di settore +10%).

Capex

- Ammortamento finanziario: possibile solo se gli investimenti previsti per il periodo 2015-2017 sono $\geq 50\%$ della RAB
- FNI: possibilità di accedere nel caso di ulteriore fabbisogno finanziario (i.e.: project financing)

Conguagli

- Post AEEGSI (dal 2012): vengono recuperati nell'anno $n+2$
- Ante AEEGSI (fino al 2011): la componente di costo è evidenziata in bolletta e non influisce sul conteggio degli aumenti tariffari ai fini del cap annuale; il tempo minimo di recupero è funzione dell'ammontare dei conguagli rispetto al fatturato annuo.

Morosità e deposito cauzionale

- Morosità: unpaid ratio a 24 mesi, come % sul fatturato (1,6% Nord, 3% Centro, 6,5% Sud)
- Deposito cauzionale: 3 mesi.

Terminal Value

- Valorizzazione delle infrastrutture secondo RAB.

Documento di Consultazione 406 del 31 Luglio 2015 – Obiettivi principali/previsioni

- "Sostegno" alle aggregazioni tra diversi Gestori in uno stesso Ambito.
- Conferma del precedente schema tariffario (con l'introduzione di una componente di sharing, uguale a zero in caso di aggregazioni) e del sistema di incentivi agli investimenti del primo periodo di regolazione (2014-2015).
- Eliminazione della separazione tra costi non controllabili e costi controllabili, da cui il mercato si aspetta vantaggi per gli Operatori di maggiori dimensioni.
- Misurazione dell'efficienza basata sul costo per abitante e riduzione del claw back per le gestioni più efficienti.
- Estensione del periodo regolatorio da 2 anni (2014-2015) a 4 anni (2016-2019), con successiva definizione dei parametri per la determinazione del costo del capitale.

Il Regolatore si propone, inoltre, di perseguire una progressiva convergenza tendente a una situazione uniforme tra i diversi Gestori a livello nazionale.

Principali Elementi del Documento di Consultazione Relativi Alla Trasmissione E Distribuzione Di Energia (Giugno 2015):

- Introduzione di parametri reali.
- Introduzione del Country risk premium.
- Proposta di una doppia opzione per la determinazione del Risk free rate: 1) rendimento dei titoli governativi a 10 anni dei Paesi Europei "AA" (0,5%-1,5%) a cui si aggiunge un Country risk premium per l'Italia (0,5%-1,0%); 2) Real risk free rate basato sui rendimenti ante 2008.
- Proposta di una nuova metodologia di calcolo del Cost of debt basata sul costo realmente sostenuto dalle società.

Principali Elementi Dei Documenti Di Consultazione Relativi Alla Trasmissione, Distribuzione E Misura Dell'energia Elettrica (Luglio, Settembre 2015):

- L'AEEGSI intende estendere il ciclo regolatorio da 6 a 8 anni (2016-2023), dividendolo in due parti 2016-2019 e 2020-2023.
- Il nuovo sistema Totex (in linea con la regolazione UK) dovrebbe essere introdotto a partire dal 2020, quindi, nei primi quattro anni (2016-2019) del periodo di regolazione dovrebbe essere mantenuta la struttura tariffaria vigente.
- La redditività dell'attività di trasmissione elettrica dovrebbe essere legata ai volumi (fino al 5%-10% dei ricavi o almeno pari alla parte di tariffa che copre l'extra-ritorno sugli investimenti, circa l'8% dei ricavi) e alla capacità installata (90%-95% dei ricavi).
- Il Regolatore sta valutando la possibilità di introdurre per la distribuzione elettrica diverse opzioni che gli Operatori possono scegliere, tra cui un potenziale aumento della redditività legato all'accettazione dell'esposizione al "rischio volume".
- L'Autorità intende ottimizzare le decisioni di investimento da parte delle società e introdurre un sistema di riconoscimento dei costi che incentivi il consolidamento del settore della distribuzione elettrica.

Quadro regolatorio energia elettrica

Principali Elementi del Documento di Consultazione 509/2015, relativo ai criteri per la determinazione e l'aggiornamento del tasso di remunerazione del capitale investito per le regolazioni infrastrutturali dei settori elettrico e gas (Ottobre 2015)

L'AEEGSI conferma quanto già previsto nel Documento di Consultazione precedente (giugno 2015), inserendo - nella formula per il calcolo della remunerazione del capitale investito - grandezze "reali" anziché "nominali". Il periodo regolatorio avrà una durata di sei anni (2016-2021) con revisioni intermedie probabilmente biennali.

Gli Operatori dovranno inviare all'Autorità le osservazioni entro il prossimo 20 novembre, il Documento finale è atteso per le prime settimane di dicembre.

1. Il real Risk Free (RF) è determinato sulla base della redditività dei titoli di Stato dei Paesi europei con rating "AA" (Germania, Francia, Belgio, Olanda) e viene fissato un valore minimo (floor) pari allo 0,5%.
2. L'Equity Risk Premium (ERP) è definito su medie di lungo periodo e viene calcolato come differenza tra il long term real Market Returns (TMR) e il RF (fissato allo 0,5% per il periodo 2016-2017). L'ERP dovrebbe essere compreso in un range tra il 4,6% e il 5,5%.
3. Il Country Risk Premium (CRP) è stimato in una forchetta compresa tra l'1% e l'1,5%, nel periodo 2016-2017 e sarà aggiornato sulla base dello spread esistente tra titoli di Stato italiani e quelli tedeschi.
4. Il Costo Reale del Debito è previsto in un range tra l'1,6% e l'1,9%, nel biennio 2016-2017 e viene determinato come sommatoria tra il RF, il corporate risk e il CRP.
5. Il leverage (D/E) resterà immutato nel biennio 2016-2017.
6. Il Beta per singola attività sarà in linea con il benchmark utilizzato dagli altri player europei.
7. Viene introdotto un nuovo fattore rettificativo "F". Si tratta di una remunerazione aggiuntiva inserita nella formula del WACC, per tener conto del fatto che le tasse sono pagate su valori nominali e non reali. La formula del calcolo del fattore "F" include una previsione di inflazione per i prossimi due anni pari all'1,7% (stima BCE).
8. Ogni due anni verranno aggiornati: i) Risk Free Rate; ii) Country Risk Premium (solo in caso di uno scostamento superiore al 20%); iii) assunzioni in termini di tasso di inflazione per il calcolo del fattore "F"; iv) gearing.

L'Autorità suggerisce, inoltre, una revisione annuale della tassazione sulla base delle previsioni inserite nella Legge di Stabilità.

Principali assunzioni



Principali assunzioni		2015 FWD	2016 FWD	2017 FWD	2018 FWD	2019 FWD
Cambio	\$/€	1,12	1,12	1,14	1,17	1,19
Brent	\$/Bbl	64,2	68,9	70,8	72,8	73,8
PUN	€/MWh	51,0	50,1	53,8	56,4	60,9
Certificati Verdi	€/MWh	99,5	99,8	98,4	96,4	92,9
Feed-in tariff	€/MWh	87,4	88,9	89,5	86,9	85,1
EU-ETS	€/tonn. di CO2	7,2	7,6	8,0	8,5	9,0

THIS PRESENTATION CONTAINS CERTAIN FORWARD-LOOKING STATEMENTS THAT REFLECT THE COMPANY'S MANAGEMENT'S CURRENT VIEWS WITH RESPECT TO FUTURE EVENTS AND FINANCIAL AND OPERATIONAL PERFORMANCE OF THE COMPANY AND ITS SUBSIDIARIES.

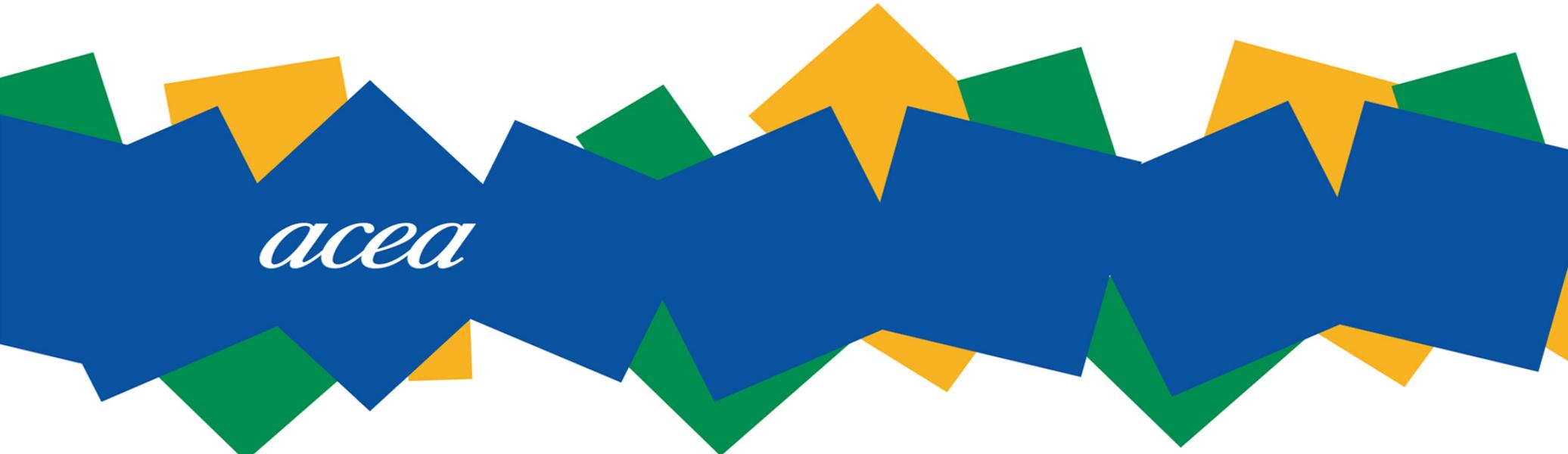
THESE FORWARD-LOOKING STATEMENTS ARE BASED ON ACEA S.P.A.'S CURRENT EXPECTATIONS AND PROJECTIONS ABOUT FUTURE EVENTS. BECAUSE THESE FORWARD-LOOKING STATEMENTS ARE SUBJECT TO RISKS AND UNCERTAINTIES, ACTUAL FUTURE RESULTS OR PERFORMANCE MAY DIFFER MATERIALLY FROM THOSE EXPRESSED IN OR IMPLIED BY THESE STATEMENTS DUE TO ANY NUMBER OF DIFFERENT FACTORS, MANY OF WHICH ARE BEYOND THE ABILITY OF ACEA S.P.A. TO CONTROL OR ESTIMATE PRECISELY, INCLUDING CHANGES IN THE REGULATORY ENVIRONMENT, FUTURE MARKET DEVELOPMENTS, FLUCTUATIONS IN THE PRICE AND AVAILABILITY OF FUEL AND OTHER RISKS.

YOU ARE CAUTIONED NOT TO PLACE UNDUE RELIANCE ON THE FORWARD-LOOKING STATEMENTS CONTAINED HEREIN, WHICH ARE MADE ONLY AS OF THE DATE OF THIS PRESENTATION. ACEA S.P.A. DOES NOT UNDERTAKE ANY OBLIGATION TO PUBLICLY RELEASE ANY UPDATES OR REVISIONS TO ANY FORWARD-LOOKING STATEMENTS TO REFLECT EVENTS OR CIRCUMSTANCES AFTER THE DATE OF THIS PRESENTATION.

THIS PRESENTATION DOES NOT CONSTITUTE A RECOMMENDATION REGARDING THE SECURITIES OF THE COMPANY.

* * *

PURSUANT TO ART. 154-BIS, PAR. 2, OF THE UNIFIED FINANCIAL ACT OF FEBRUARY 24, 1998, THE EXECUTIVE IN CHARGE OF PREPARING THE CORPORATE ACCOUNTING DOCUMENTS AT ACEA, IOLANDA PAPALINI, DECLARES THAT THE ACCOUNTING INFORMATION CONTAINED HEREIN CORRESPOND TO DOCUMENT RESULTS, BOOKS AND ACCOUNTING RECORDS.



acea

