

Studio Legale
Avv. Pietro Garbarino
Via Malta n. 3 – Brescia
Tel. 030.22.02.81 - fax. 030.22.03.48
garbarinopietro@tiscalinet.it
pietro.garbarino@brescia.pecavvocati.it

Allegato L al n. 11383/13134..... di rep.
notaio Mario Mistretta da Brescia

Brescia, 18.04.2018

A mezzo e-mail

Egr. Sig.
Cesare Giovanardi
ISOLDIDITUTTI
Centro di informazione ai cittadini
Vicolo delle Vidazze, 3
25122 BRESCIA

Oggetto: Regimi giuridici relativi agli affidamenti in uso e gestione a terzi degli impianti e servizi di erogazione dell'acqua potabile. Parere pro – veritate.

L'art. 822 C.C. al 1° comma qualifica come beni demaniali i fiumi, torrenti e laghi e le altre acque pubbliche, come tali definite dalle leggi in materia.

Dunque le sorgenti e le acque di falda, come parti integranti dei sistemi idrogeologici sopra indicati, sono parimenti demaniali.

Il loro regime giuridico non può essere pertanto quello relativo ai diritti reali privati (dai quali è palesemente escluso) e neppure quello dei diritti da obbligazioni, che presuppone la parità delle parti nei rapporti insorti.

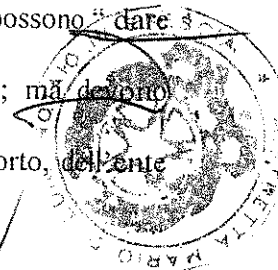
Infatti l'ente pubblico per eccellenza (lo Stato), come rappresentante della collettività, è titolare di interessi superiori.

Per conseguenza anche tutti gli altri enti che traggono la loro ragion d'essere da una delega di funzioni dello Stato, si trovano nella identica posizione.

Poiché è fuori discussione che gli acquedotti appartengono ai Comuni (come demanio eventuale ex art. 822 2° c.C.C., confermato dall'art' 143 T.U.A. (D. Lgs. n. 152/06), questi non possono "dare"

in affitto" o comodare (cioè prestare) gli impianti di acquedotto a chicchessia; ma devono concederli con atto autoritativo che presuppone comunque la preminenza, nel rapporto, dell'ente

pubblico.



Le convenzioni, viceversa, sono atti di natura privatistica e relativi alla disciplina delle obbligazioni, per cui presuppongono una inconcepibile parità tra i contraenti.

Ne consegue che, per affidare detenzione (e non possesso, in senso giuridico) e gestione di beni demaniali ad un soggetto terzo (specialmente se privato) l'ente titolare non può utilizzare una convenzione, ma deve rilasciare una concessione, che, eventualmente, potrà essere integrata da patti collaterali di natura convenzionale, che completino gli aspetti del rapporto lasciati scoperti e non regolamentati dalla concessione.

Pertanto in mancanza di concessione, che normalmente ha scadenza trentennale, le convenzioni stipulate sono prive di un presupposto essenziale, perché manca l'individuazione dell'interlocutore, che deve essere per forza il concessionario.

Se non si stipula convenzione sulla base di una concessione, non si ha neppure tale interlocutore, e la eventuale convenzione deve ritenersi nulla, o addirittura inesistente.

La convenzione non dà alcun diritto al concessionario di iscrivere i beni concessi in gestione, al proprio patrimonio, e non può neppure attribuire diritto alcuno su tali beni, ma può solo stipulare dei patti relativi alla manutenzione e alla gestione del servizio.

Per quanto riguarda gli ampliamenti e le addizioni effettuate dal concessionario e dal gestore essi sono parimenti di titolarità dell'Ente concedente e danno al gestore convenzionato, ove previsto, il mero diritto al rimborso delle anticipazioni eventualmente conferite e delle spese sostenute, atteso che tutti i beni e gli impianti costituenti l'acquedotto (beni demaniali) devono essere riconsegnati al titolare del bene.

Viene ripetutamente sbandierata dall'Aato la questione della gestione del servizio, che giustificerebbe diritti sull'impianto da parte del gestore.

Niente di men vero.

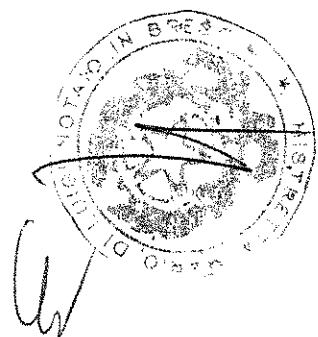
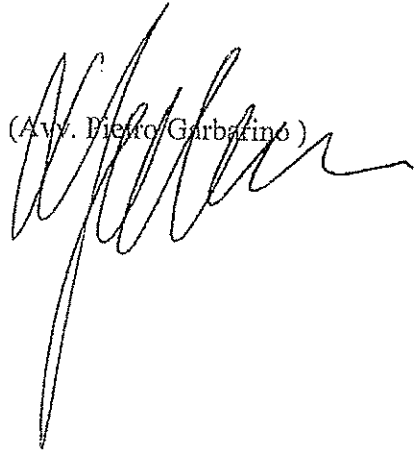
Infatti la Corte Costituzionale ha dichiarato illegittima la norma che separava la gestione del servizio da quella dell'impianto. (Sent. 387/2009).

Quanto alla durata delle convenzioni, queste non potranno mai superare la durata della concessione, o quantomeno devono presupporre il rinnovo della concessione, se la scadenza convenzionale va oltre il termine del trentennio della data della concessione.

Dunque se il gestore inserisce nel proprio patrimonio i beni dell'acquedotto (immobilizzazioni comprese) e formula piani e previsioni oltre i termini della concessione, compie scorrettezze contabili giuridicamente rilevanti, che certamente trovano la loro sanzione.

Resto a disposizione per qualsiasi approfondimento.

(Avv. Pietro Garbafino)



"Domande per l'Assemblea A2A S.p.A. del 27-30 aprile 2018"

Spett.le

Segreteria Societaria di A2A SPA

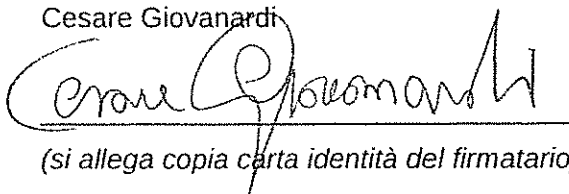
a mezzo fax al numero +39 02 77203019

Il sottoscritto Cesare Giovanardi, nato a Leno il 30/04/1953 e residente in Brescia in Vicolo Delle Vidazze n.3, in qualità di azionista di A2A SPA, con diritto di voto per l'assemblea del 27-30 aprile 2018, presenta le seguenti domande al fine di ottenere risposta scritta.

1. **LE CONCESSIONI** per l'uso delle reti e impianti "acquedotto, fognatura e depurazione" del Comune di Brescia e di altri 84 Comuni bresciani, indicate nel documento allegato - pagina 133 di A2A Relazione finanziaria annuale consolidata 2017 - esistono come atti formali previsti dalle leggi vigenti con un concedente, un concessionario individuato tramite affidamento diretto in house oppure a mezzo pubblica gara, un numero ed una data?
2. L'Ufficio d'Ambito - Provincia di Brescia, che alla suindicata pagina 133 risulta essere **IL CONCEDENTE del SII**, in risposta ad una richiesta di accesso del sottoscritto, ha scritto di non essere in possesso di alcuna CONCESSIONE per il Sistema idrico integrato bresciano. Lo stesso Ufficio d'Ambito ha comunicato l'elenco delle convenzioni dei Comuni bresciani con A2A ciclo idrico Spa in salvaguardia con le loro varie scadenze come ad esempio per il Comune di Brescia l'anno 2032, e non il 2100 come descritto nella suindicata pagina 133. **IL CONCESSIONARIO**, A2A SpA o A2A ciclo idrico SpA, è in possesso delle Concessioni per l'uso delle reti e impianti del Sistema Idrico Integrato del Comune di Brescia e degli altri 84 Comuni bresciani, o considera alla stregua di CONCESSIONI le CONVENZIONI indicate nell'elenco dell'Ufficio d'Ambito della Provincia di Brescia?

Brescia 22/04/2018

Cesare Giovanardi



(si allega copia carta identità del firmatario)

A2A SPA - AVVISO CONVOCAZIONE DI ASSEMBLEA ORDINARIA 27-30 APRILE 2018

Diritto di porre domande sulle materie all'ordine del giorno

Ai sensi dell'articolo 127-ter del decreto legislativo 24 febbraio 1998, n. 58, come successivamente modificato e integrato, coloro ai quali spetta il diritto di voto possono porre domande sulle materie all'ordine del giorno anche prima dell'Assemblea facendole pervenire – entro la fine del terzo giorno precedente la data fissata per l'Assemblea in prima convocazione e quindi entro il 24 aprile 2018 – alla Segreteria Societaria a mezzo fax al numero +39 02 77203019 oppure all'indirizzo di posta elettronica a2a@pec.a2a.eu, indicando nell'intestazione "Domande Assemblea A2A S.p.A. 27-30 aprile 2018". La legittimazione all'esercizio di tale diritto è attestata mediante trasmissione al fax o all'indirizzo di posta elettronica sopra citati di copia della apposita comunicazione rilasciata dagli intermediari che tengono i conti sui quali sono registrate le azioni dei richiedenti. Alle domande pervenute prima dell'Assemblea dai soggetti legittimati e che risultino pertinenti con le materie all'ordine del giorno sarà data risposta, nei modi di legge, al più tardi durante l'Assemblea. La Società potrà fornire una risposta unitaria alle domande aventi lo stesso contenuto.



Concessioni ambiente

	AREA GEOGRAFICA	ATTIVITÀ IN CONCESSIONE	SCADENZA CONCESSIONE	ENTE CONCEDENTE
AMBIENTE	Milano	Raccolta e smaltimento rifiuti urbani e igiene urbana	2021	Comune
	Brescia		2050	
	Bergamo		2023	
	Varese		2034	
	Como		2023	
	Cremona		2029	
	Lodi		2029	
	altri 251 comuni		2017 - 2029	

1 Prospetti contabili consolidati

2 Prospetti contabili consolidati ai sensi della Delibera Consob n. 17221 del 12 marzo 2010

3 Note illustrative alla Relazione finanziaria annuale consolidata

Informazioni di carattere generale

Relazione finanziaria annuale consolidata

Schemi di bilancio

Criteri di redazione

Variazioni di principi contabili internazionali

Area di consolidamento

Criteri e procedure di consolidamento

Principi contabili e criteri di valutazione

Business Units

Risultati per settore di attività

Note illustrative alle voci della

Situazione patrimoniale-finanziaria

Indebitamento finanziario netto

Note illustrative alle voci di Conto economico

Risultato per azione

Nota sui rapporti con le parti correlate

Comunicazione Consob n. DEM/6064293 del 28 luglio 2006

Garanzie ed impegni con terzi

4 Allegati alle Note illustrative alla Relazione finanziaria annuale consolidata

5 Relazione della Società di Revisione

CONCESSIONI RETI E CALORE

Concessioni reti

CONCESSIONI RETI

	AREA GEOGRAFICA	ATTIVITÀ IN CONCESSIONE	SCADENZA CONCESSIONE	ENTE CONCEDENTE
RETI	Milano	Distribuzione gas	Gara su base ATEM ⁽¹⁾ in corso	Comune
	Brescia			
	Bergamo			
	Varese			
	Cremona			
	Lodi			
	altri 296 comuni			
	Milano e Rozzano	Distribuzione elettrica	2030	Ministero dello Sviluppo Economico
	Brescia e altri 45 comuni in provincia			
	Cremona			
	Brescia	Acquedotto, fognatura e depurazione	2100	Provincia, Autorità d'Ambito
	altri 84 comuni in provincia di Brescia		2020 - 2034	
	Varese		2030	
	altri 33 comuni in provincia di Varese		2019 - 2036	
	Milano Brescia	Illuminazione pubblica e semaforica	durata indefinita (durata pari alla vigenza della società)	Comune
	Bergamo		2023	
	altri 5 comuni		- tre comuni: 2028 - 2032 - due comuni con tacito rinnovo	

(1) Ambito Territoriale Minimo

Concessioni teleriscaldamento

	AREA GEOGRAFICA	SCADENZA CONCESSIONE	ENTE CONCEDENTE
Teleriscaldamento	Milano	2036	Comune
	Brescia	durata indefinita (durata pari alla vigenza della società)	
	Bergamo	2037	
	Varese	2025	
	Cremona	2030	
	Lodi	2035	
	altri 9 comuni	2022 - 2035	



**Azienda Speciale Provinciale
per la regolazione e il controllo della gestione
del Servizio Idrico Integrato**

Brescia, 12 aprile 2018

P.G. 2284/2018

Egr.
Sig. Cesare Giovanardi
Mail: cesaregiovanardi@libero.it

e.p.c. Spett.le
Provincia di Brescia
Segreteria Generale
Mail: segreteria.generale@provincia.brescia.it

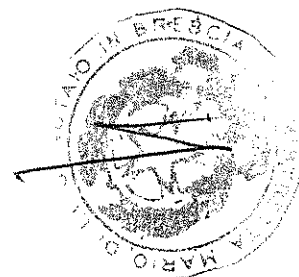
Ai Consiglieri della Provincia di Brescia

Oggetto: Riscontro alla nota mail 4 aprile 2018 (ns prof. 2091/2018 del 4 aprile 2018) del Sig. Cesare Giovanardi

Con riferimento alla Sua richiesta si allega alla presente copia del contratto di servizio sottoscritto dall'Ufficio d'Ambito con il gestore A2A Ciclo Idrico, gestore in regime di salvaguardia per effetto della deliberazione della Conferenza d'Ambito n. 3/2006 del 14 giugno 2006, pure allegata, con l'elenco delle scadenze di gestione per i diversi Comuni gestiti.

Cordiali saluti

Il Direttore
dell'Ufficio d'Ambito
(Dott. Marco Zemello)



A24

CONTRATTO DI SERVIZIO
per la gestione del SII nell'ATO della provincia di Brescia

sostituzione del Gestore abbia i necessari requisiti finanziari e tecnici per eseguire le attività richieste e per far fronte al debito del progetto in essere.

4. Tutti gli oneri conseguenti all'adozione delle misure di cui al presente articolo, oltre le penalizzazioni previste ed il risarcimento degli eventuali ulteriori danni, saranno posti a carico del Gestore.

Articolo 41 (Controversie)

1. In caso di discordanze e/o dubbi interpretativi tra le previsioni del presente atto e gli atti costituenti parte integrante e sostanziale, si conviene espressamente che verrà applicata l'interpretazione che risulterà più favorevole all'Autorità, agli Enti locali, ed agli Utenti, ad insindacabile giudizio dell'Autorità medesima.

2. Qualsiasi controversia sarà sottoposta alla competenza esclusiva del Tribunale di Brescia.

Capo VII – Disposizioni finali

Articolo 42 (Imposte, tasse, canoni)

1. Sono a carico del Gestore tutte le imposte, tasse, canoni, diritti ed ogni altro onere attinenti alla gestione del Servizio Idrico Integrato stabiliti dallo Stato, dalla Regione o dagli Enti locali, ivi comprese le imposte relative agli immobili.

Articolo 43 (Spese contrattuali)

1. Tutte le spese contrattuali inerenti e conseguenti al presente atto sono a totale carico del Gestore.

Articolo 44 (Disposizioni transitorie e finali)

1. Le parti prendono atto che con decreto legge 6 dicembre 2011 n. 201, come convertito in legge con modifiche dalla legge 22 dicembre 2011 n. 214, sono state attribuite all'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas funzioni di regolazione e controllo dei servizi idrici individuate con successivo DPCM 20/07/2012. Talché il presente Contratto di Servizio deve essere e sarà necessariamente letto in coordinamento con le norme emanate ed emanande da parte di AEEG, così come temporalmente applicabili.

2. Per quanto non espressamente previsto nel presente Contratto di Servizio, le Parti fanno rinvio alle vigenti normative nazionali e regionali in materia di servizi pubblici locali.

3. Il Gestore elegge il proprio domicilio in Brescia, via Lamarmora, 230.

Articolo 45 (Allegati)

1. Gli allegati formano parte integrante e sostanziale, ad ogni effetto, del presente Contratto di Servizio.

PER L'UFFICIO D'AMBITO
IL PRESIDENTE DEL
CONSIGLIO D'AMMINISTRAZIONE
(MARINA MURACHELLI)



PER LA SOCIETA' A2A CICLO IDRICO SPA
IL PRESIDENTE
(PAOLO ROSSETTI)

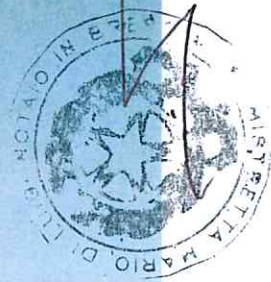


DECORRENZE GESTIONI SOCIETA' A2A CICLO IDRICO S.P.A.	
ANNO	SCADENZA CONVENZIONE
2019	Acquafredda (F+D) – Alfianello (F+D) – Bagnolo Mella (F+D) – Bassano B.no (A+F+D) – Bedizzole (F+D) – Fiesse (F+D) – Gottolengo (F) – Isorella (F+D) – Manerbio (A+F+D) – Mazzano (F) – Milzano (A+F+D) – Nuvolera (A) – Offlaga (A+F+D) – Pralboino (F+D) – Remedello (F+D) – Roncadelle (F+D) – San Gervasio B.no (A+F+D) – San Zeno (A+F+D) – Seniga (F+D) – Verolavecchia (F+D) – Visano (A+F+D)
2020	Collebeato (A) – Isorella (A)
2021	Bedizzole (A) – Bovezzo (A) – Castenedolo (A) – Gussago (A) – Mazzano (A)
2022	Roè Volciano (A) – Gussago (F+D)
2023	Concesio (A) – Lonato (A)
2024	Borgosatollo (F+D) – Botticino (F+D) – Montichiari (A) – Montirone (A) – Pavone del Mella (A+F+D) – Pralboino (A) – Roccafranca (A) – Sale Marasino (A)
2025	Agnosine (F) - Anfo (A+F+D) – Bagolino (A+F+D) – Barghe (A+F) – Bione (F) – Brandico (A) – Capovalle (A+F+D) – Castenedolo (D) – Casto (A+F+D) – Gavardo (F+D) – Gottolengo (A+D) – Idro (A+F+D) – Lavenone (A+F+D) – Longhena (A) – Mairano (A) – Mazzano (D) – Montirone (D) – Mura (A+F+D) – Nave (A+F+D) – Odolo (A+F) – Paitone (A) - Pertica Alta (A+F+D) - Pertica Bassa (A+F+D) – Pontevico (A) – Preseglie (F) – Provaglio Val Sabbia (A+F+D) – Sabbio Chiese (A+F) – Seniga (A) – Treviso Bresciano (A+F+D) - Vallio Terme (A+F+D) – Vestone (A+F+D) - Villanuova sul Clisi (A+F+D)
2026	Alfianello (A) – Gambara (A+F+D) – Montichiari (F+D) - Serle (A)
2027	Acquafredda (A) - Bagnolo Mella (A) – Borgosatollo (A) - Capriano del Colle (A+F+D) – Castenedolo (F) – Fiesse (A) – Orzinuovi (A+F+D) – Polaveno (A+F) – Pontevico (F+D) – Verolanuova (A)
2028	Bovezzo (F+D) – Calvisano (A+F+D) – Cellatica (F+D) – Collebeato (F+D) - Marmentino (A) – Montirone (F) – Nuvolento (F+D) – Nuvolera (F+D) – Paitone (F+D) – Prevalle (F+D) – Rezzato (F+D) – San Paolo (A+F+D) – Serle (F+D)
2029	Agnosine (A) – Bione (A) – Botticino (A) – Gavardo (A) – Preseglie (A) - Rodengo Saiano (A) – Vobarno (A+F+D)
2030	Cellatica (A)
2032	Agnosine (D) – Barghe (D) – Brescia (A+F+D) – Bione (D) – Brione (A+F+D) – Odolo (D) – Ome (A+F) – Ospitaletto (A+F+D) – Preseglie (D) – Sabbio Chiese (D)



RISULTATI 2017

27 aprile 2018



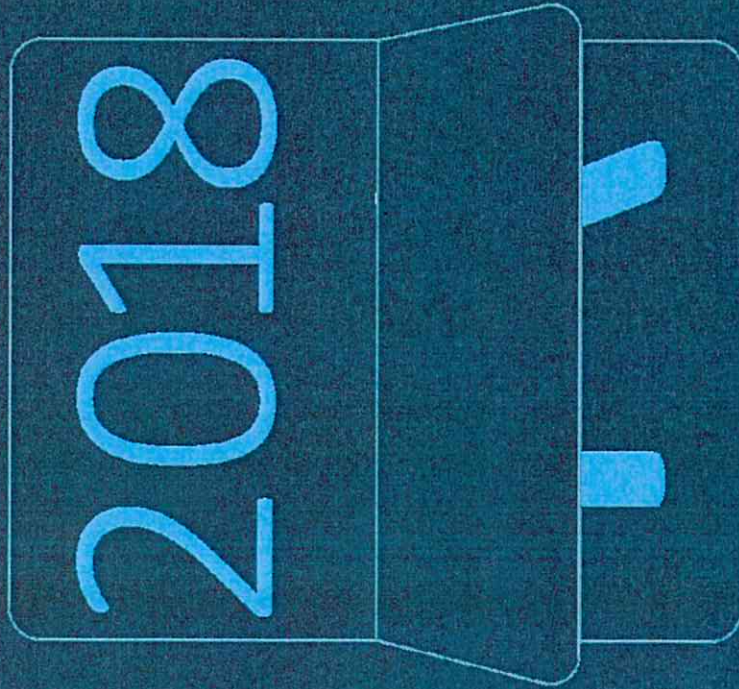
Allegato M al n. 14383/43134 di Rep.
Notario Mario Mistretta da Brescia

DA DOVE PARTIAMO

RISULTATI 2017

PIANO STRATEGICO 2018-2020

VALORE STRATEGICO GENERATO DAL 2014

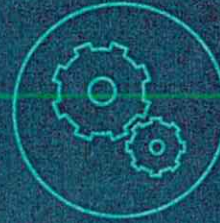


RILANCIO

Crescita industriale costante
Crescita esterna selettiva

- **+ 560 K** clienti
(mercato libero EE e gas)
- **+ 800 Kt** rifiuti trattati
- **+ 200 M€** di RAB
- **~130 M€** di efficienze operative
- 14 operazioni M&A
- **+ 105 €M** MOL
- Rilevanti aggregazioni territoriali **(+1 operazione in corso)**

Dati 2017 vs. 2014



RIGENERAZIONE

Ruolo attivo nella trasformazione del mercato energetico

- Gestione attiva degli impianti CCGT: produzione **4x vs. 2014**
- Marginalità stabile (**volatilità <10%**)
- Creazione della piattaforma FV **(+35 MW)**
- **Progetti pilota** su soluzioni innovative (UVAP, droni, ...)



RIDISEGNO

Illuminazione pubblica, smart city, efficienza energetica

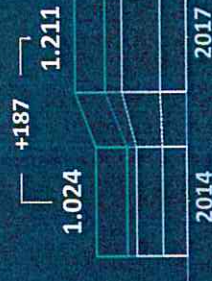
- Primo attore nel **consolidamento** del settore dell'**efficienza energetica**
- **+60% MOL** di A2A Smart City
- **120 K** LED installati **(+135%)**



VALORE ECONOMICO GENERATO



M€



+ 18%

MOL
Margine in crescita
e più stabile

%



+ 52%

ROI
In crescita, stabilmente
superiore al 10%

c€/azione



+ 61%

Dividendi
Dividendi in
continua crescita

- 18%



PFN/MOL

Struttura patrimoniale
rafforzata

M€



+ 60%

INVESTIMENTI
Investire di più e con
qualità

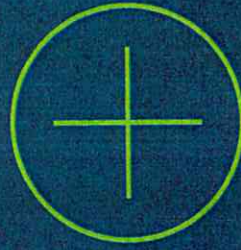
Obiettivi industriali **raggiunti**
Target finanziari **ampiamente superati**

DA DOVE PARTIAMO

RISULTATI 2017

PIANO STRATEGICO 2017-2020

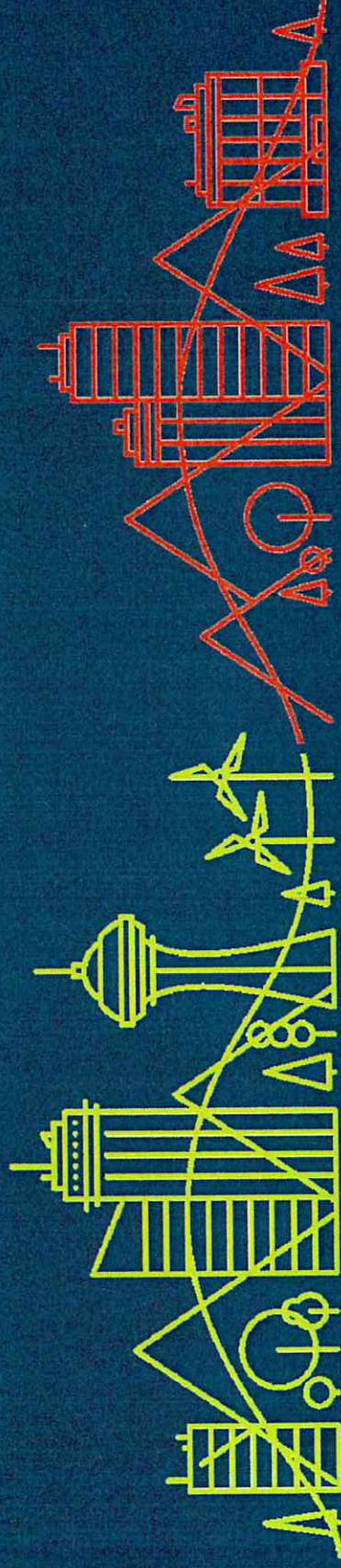
RISULTATI 2017 VS. 2016



RENDIMENTO CCGT
CRESCITA ORGANICA NELLE RETI,
TLR E MERCATO ENERGIA
MARGINE GAS
LGH: CRESCITA ORGANICA
E CONSOLIDAMENTO INTERO ANNO



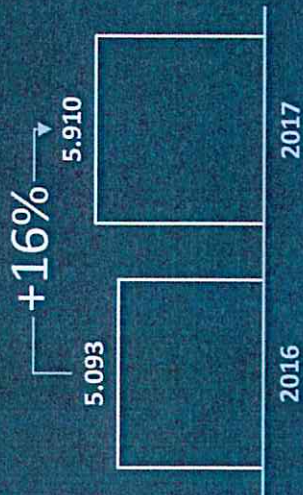
VOLUMI IDROELETTRICI
INCENTIVI/CERTIFICATI VERDI
SAN FILIPPO DEL MELA «A MERCATO» NEL Q3 2016
PARTITE STRAORDINARIE POSITIVE NEL 2016
EFFETTI DELLA PUT OPTION SU EPCG E DECONSOLIDAMENTO DA LUGLIO 2017



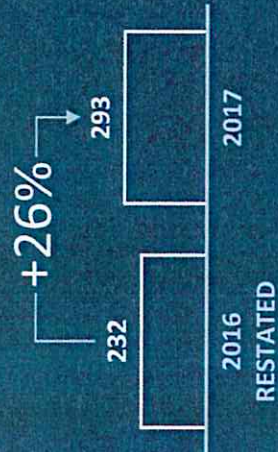
RISULTATI 2017 VS. 2016



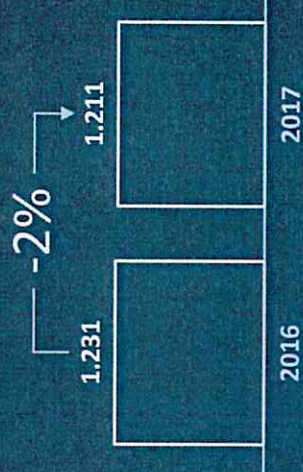
RICAVI



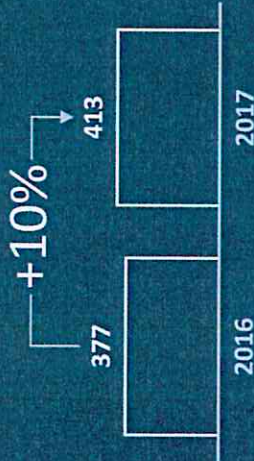
UTILE NETTO



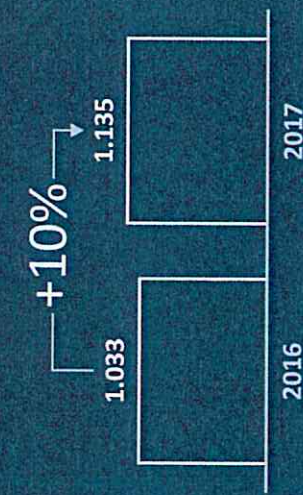
MARGINE OPERATIVO LORDO



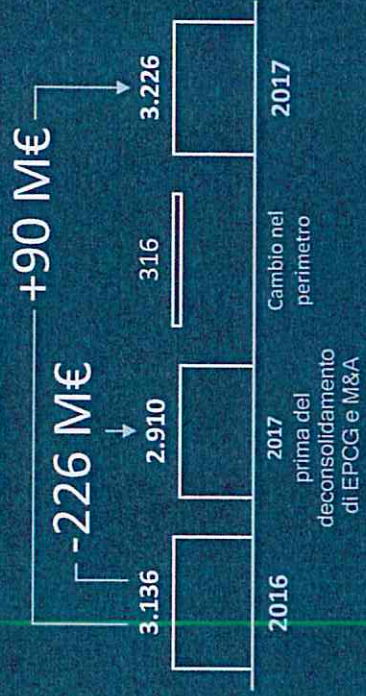
UTILE NETTO NORMALIZZATO



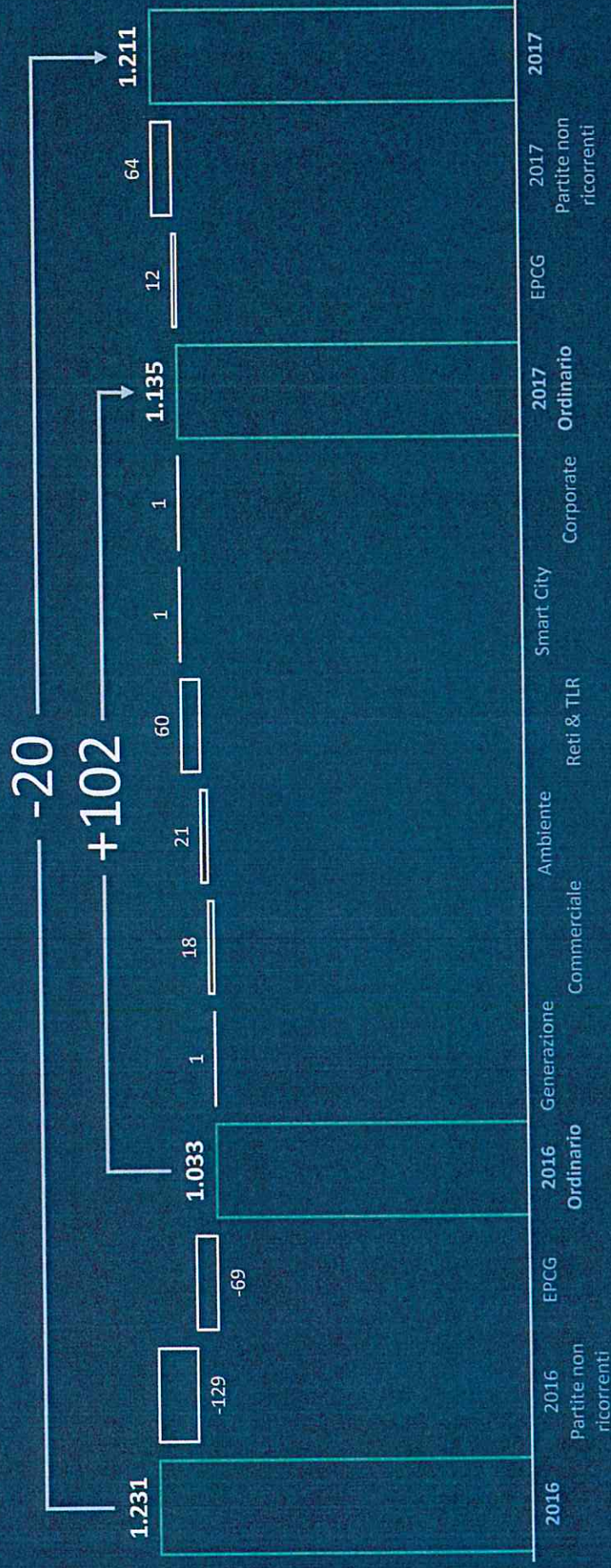
MARGINE OPERATIVO LORDO NORMALIZZATO



POSIZIONE FINANZIARIA NETTA



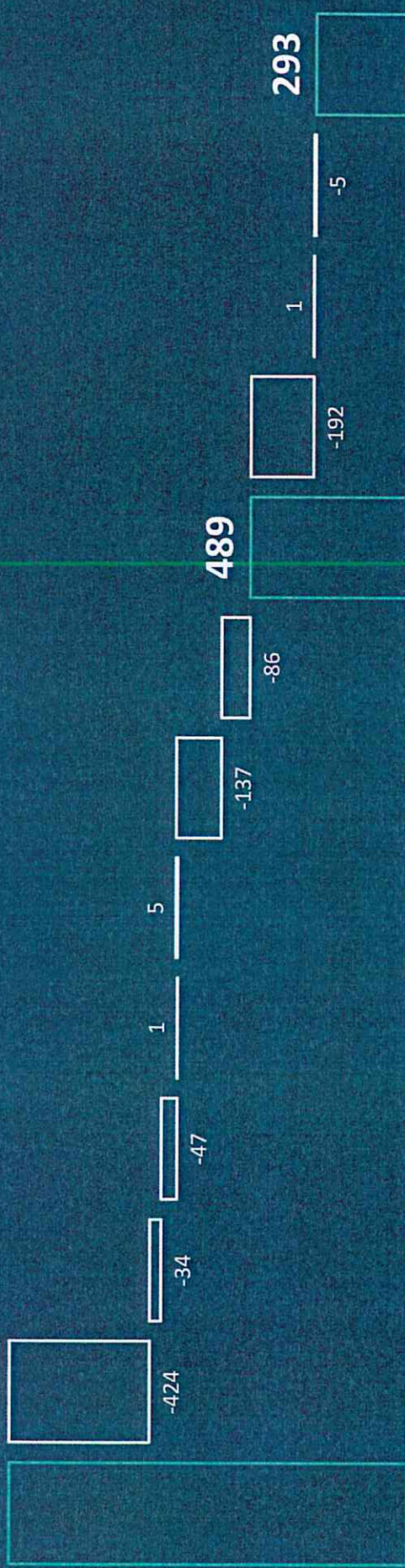
MARGINE OPERATIVO LORDO



DA MARGINE OPERATIVO LORDO A UTILE NETTO



1.211

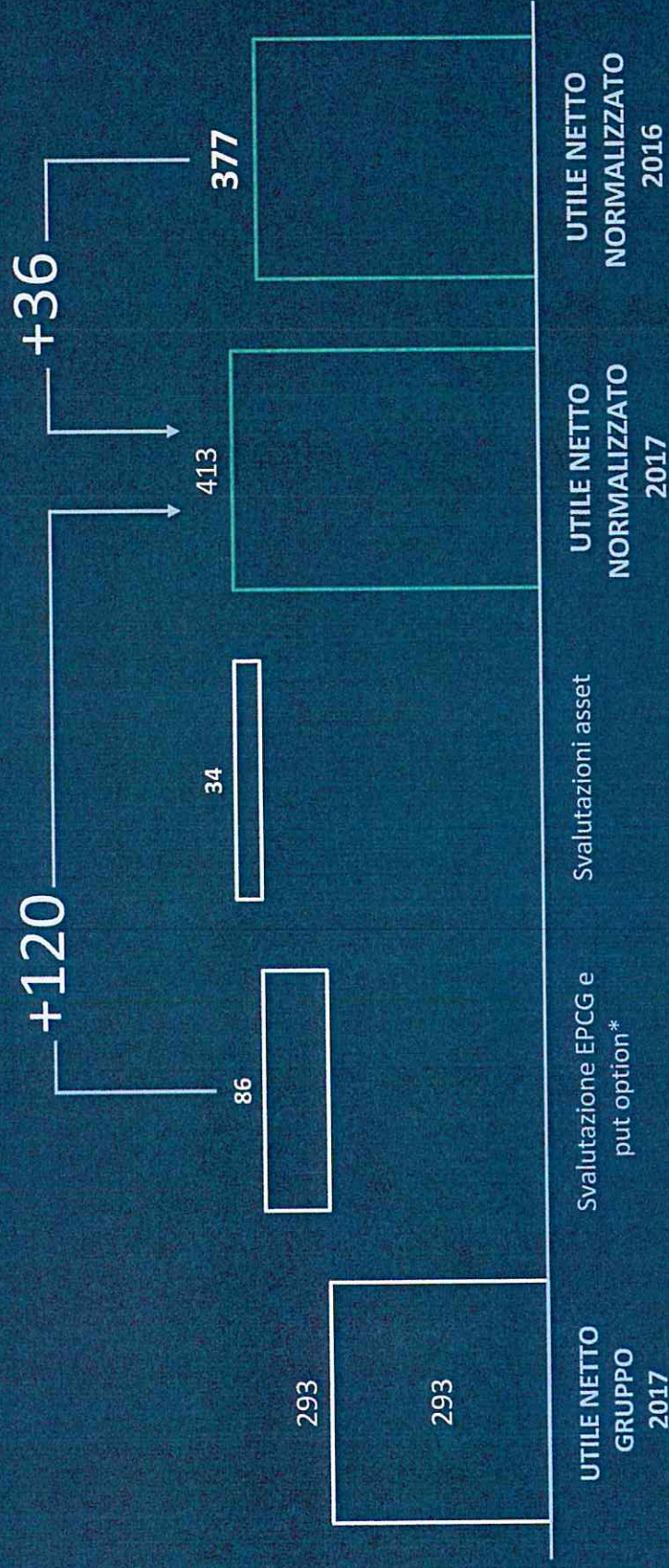


	MOL 2017	Ammortamenti	Svalutazioni	Fondi rischio	Ris. netto transazioni non ricorrenti	Ris. netto società valutate a equity	Oneri finanziari netti	Svalutazione EPCG *	UTILE ANTE-IMPOSTE	Tasse	Utile da attività destinate alla vendita	Minoranze	UTILE NETTO 2017
2016 RESTATED	1.231	-435	-240	-83	56	-3	-154	-	372	-120	2	-22	232

* -86 M€, di cui -60 M€ svalutazione EPCG e -26 M€ put option EPCG

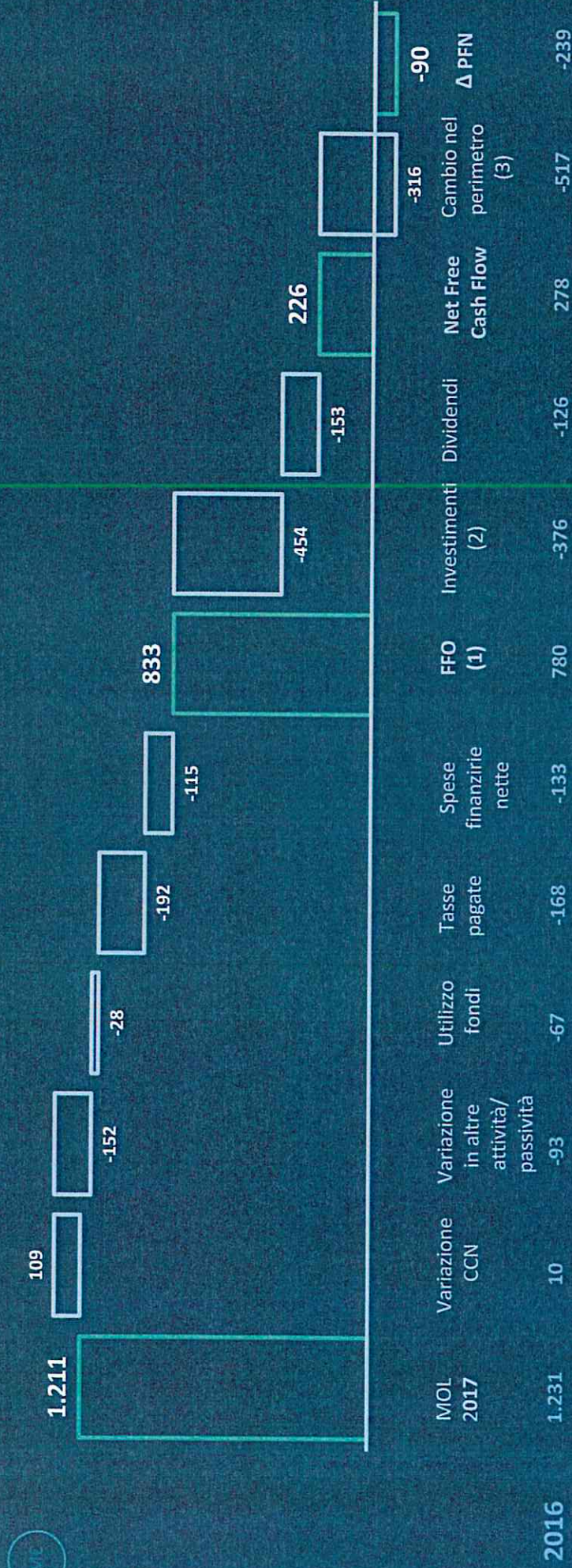


DA UTILE NETTO A UTILE NETTO NORMALIZZATO DI GRUPPO



* -86 M€, di cui -60 M€ svalutazione EPCG e -26 M€ put option EPCG

GENERAZIONE DI CASSA



(1) Fondi da esercizio dopo variazione del capital circolante; (2) Investimenti EPCG Inclusi (4 M€); (3) 2017: 206 M€ deconsolidamento EPCG ; 110 M€ M&A; 2016: prezzo del deal M&A e PFN al closing



RISULTATI CONSOLIDATI 2017 vs. 2016



	2016 Restated	2017	Δ	Δ%
RICAVI	5.093	5.910	+817	+16%
EBITDA	1.231	1.211	(20)	-2%
EBIT	473	706	+233	+49%
UTILE NETTO ORDINARIO	377	413	+36	+10%
UTILE NETTO	232	293	+61	+26%

GENERAZIONE DI CASSA NETTA	-239	-90	+149	n.s.
POSIZIONE FINANZIARIA NETTA	3.136	3.226	+90	+3%
PATRIMONIO NETTO	3.279	3.013	(266)	-8%

RISULTATI A2A SpA 2017 vs. 2016



	2016 Restated	2017	Δ	Δ%
RICAVI	2.761	3.089	+328	+12%
EBITDA	283	174	(109)	-39%
EBIT	(78)	86	+164	n.s.
UTILE NETTO	274	268	(6)	-2%
GENERAZIONE DI CASSA NETTA	72	368	+296	n.s.
POSIZIONE FINANZIARIA NETTA	2.727	2.359	-368	-14%
PATRIMONIO NETTO	2.316	2.430	114	5%





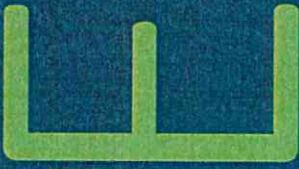
DA DOVE PARTIAMO
RISULTATI 2017

PIANO STRATEGICO 2018-22

NUOVO FRAMEWORK STRATEGICO



a2a	T
	
	Trasformazione rafforzamento e cambiamento del business
2018	2022

a2a	E
	
	Eccellenza organizzazione agile, leader nell'eccellenza operativa
2018	2022

a2a	C
	
	Community attrarre e valorizzare le persone, coinvolgere l'ecosistema esterno
2018	2022

Sostenibilità

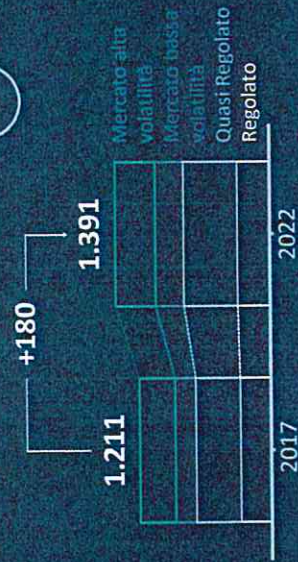
principio ispiratore dello sviluppo d'impresa



OBIETTIVI 2022



M€



+15%

MOL

+180 M€ di Margine Operativo Lordo

STABILE

ROI

Ritorni stabilmente oltre l'**11%**



M€



+51%

INVESTIMENTI

2,8 B€ investimenti cumulati

-19%

PFN/MOL

PFN/MOL in discesa fino a **2,2x**



PUNTI CHIAVE

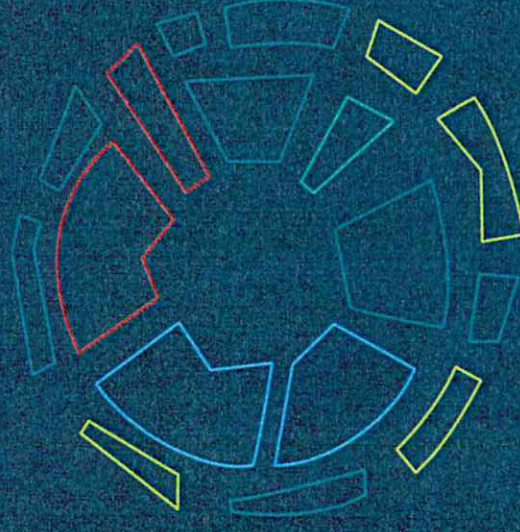


Orientamento strategico
allineato ai trend di medio-lungo
periodo (prospettiva al 2030)

Unicità di A2A: business con
hedging naturale; sinergie
tra le BU; integrazione

Forte convinzione di poter
raggiungere risultati di qualità
superiore

Potenziale per ulteriori sviluppi,
comprese le aggregazioni locali



#smartcompanysmartplanet



Bilancio Integrato 2017

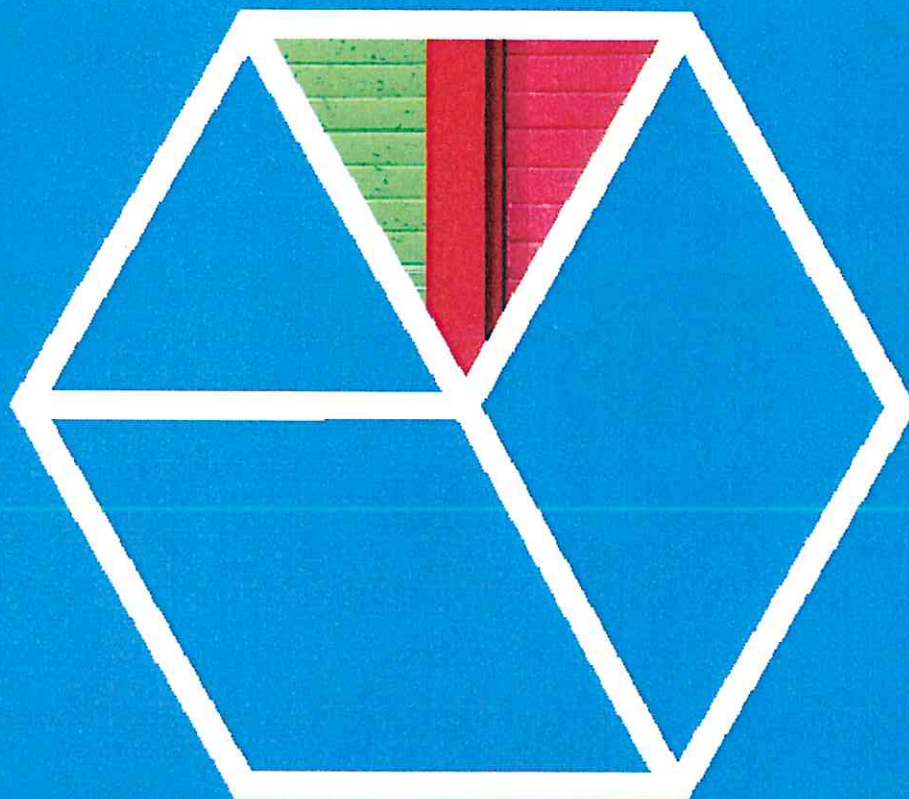
DICHIARAZIONE CONSOLIDATA
DI CARATTERE NON FINANZIARIO
AI SENSI DEL D.LGS. 254/2016

Assemblea degli Azionisti

Brescia, 27 aprile 2018



Allegato N° di n. 11383/43134 di Rep.
Notaio Mario Mistretta da Brescia



Il percorso della rendicontazione di sostenibilità

Verso la Dichiarazione consolidata Non Finanziaria (DNF)



IN ACCORDANCE - CORE



2009

1ª edizione del Bilancio di Sostenibilità secondo le linee guida Global Reporting Initiative

2010

1ª attestazione del Bilancio di Sostenibilità 2009 da società esterna

2011

2012

2013

Raggiungimento del livello di conformità alle linee guida GRI pari a A+ (162 indicatori)

2014

2015

Applicazione con 1 anno di anticipo, delle nuove linee guida GRI-G4

2016

Documento impostato secondo la logica dei CAPITALI

2017

1º Bilancio Integrato di A2A secondo l'International Integrated Reporting Framework

2018

1º DNF ai sensi del D.Lgs. 254/2016
2º Bilancio Integrato secondo IIRC Framework GRI Standards

Struttura Bilancio Integrato 2017

LOGICA DEI 6 CAPITALI, variabili che determinano la creazione di valore

INTEGRAZIONE tra gli aspetti economici, sociali e ambientali nella strategia, nella governance e nel modello di business del Gruppo.



CAPITALE FINANZIARIO

Insieme delle risorse economiche impiegate nei processi produttivi



CAPITALE MANUFATTURIERO

Immobili, infrastrutture e mezzi fisici (impianti, macchinari, etc.) utilizzati per la produzione dei servizi offerti dall'azienda



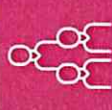
CAPITALE NATURALE

Processi e risorse ambientali che contribuiscono alla produzione dei servizi offerti dall'azienda



CAPITALE UMANO

Insieme delle competenze, capacità ed esperienze delle persone che lavorano nell'azienda



CAPITALE INTELLETTUALE

Risorse intangibili rappresentate da conoscenze organizzative e proprietà intellettuali del Gruppo



CAPITALE RELAZIONALE

Capacità dell'azienda di creare relazioni con gli stakeholder esterni e condivisione di valori al fine di aumentare il benessere individuale e collettivo



Capitale Finanziario



1.655

milioni di euro

+ 4%*

VALORE AGGIUNTO
GLOBALE LORDO
GENERATO E DISTRIBUITO
DAL GRUPPO A2A



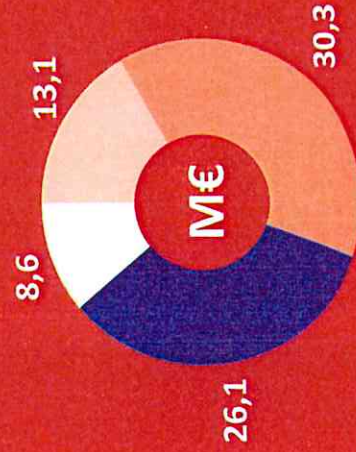
1.003

milioni di euro

+ 20%*

VALORE DEI 21.500 ORDINI
EMESSI NELL'ANNO;
3% DEL VALORE
A COOPERATIVE SOCIALI E
ONLUS

Classificazione investimenti ambientali



- Innovazione
- Riduzione emissioni
- Efficienza energetica
- Fonti rinnovabili

* Rispetto al 2016



Azioni

INDICI ETICI

Qualificata in sei indici etici

DICHIARAZIONE NON FINANZIARIA

Partecipazione alle consultazioni del Ministero dell'Economia e delle Finanze e di Consob su D. Lgs. 254/16 (reporting non finanziario)

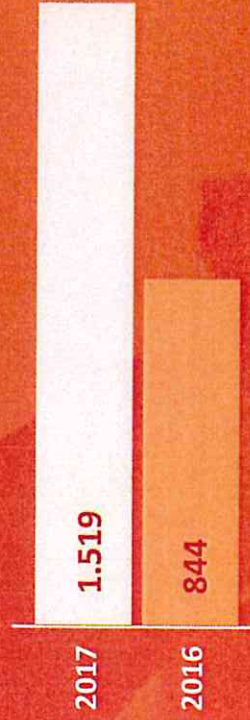
ENGAGEMENT INVESTITORI

Ampliati i contenuti della sezione internet del sito dedicata agli investitori e approfondito e strutturato l'engagement con le principali Proxy Agency

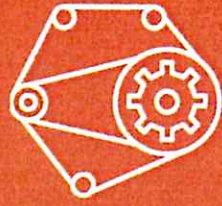


Capitale Manifatturiero

Capacità di trattamento e recupero materia rifiuti* (kt)



+ 80%



Azioni

RECUPERO MATERIA

Avviata la costruzione di 2 impianti di valorizzazione della plastica e progettati 2 impianti per il recupero della FORSU

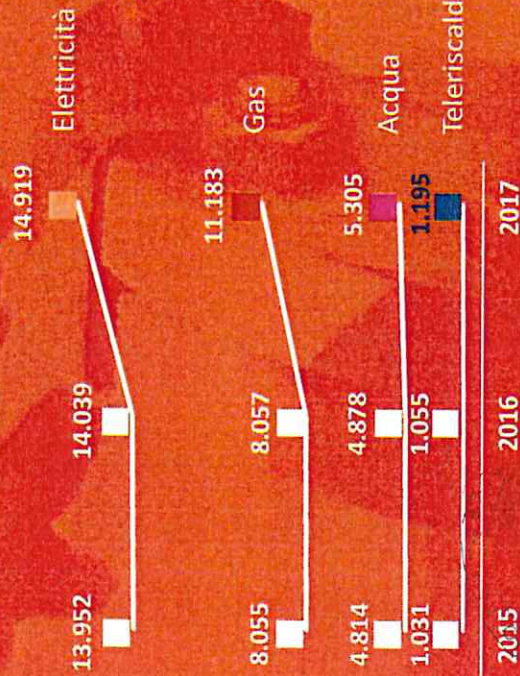
FOTOVOLTAICO

Acquisiti nuovi impianti per 35 MW di potenza installata

PERDITE RETE IDRICA

Avviato piano di intervento con sostituzione 34 Km rete, riduzione pressione, strumenti di monitoraggio, 65 mila nuovi contatori

Estensione delle reti del Gruppo* (km)



* Anche grazie al consolidamento di: GRUPPO LGH, RIECO, RESMAL, LA.BICO DUE, ASVT

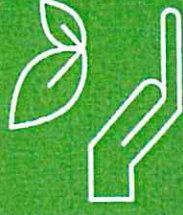


Capitale Naturale

Percentuali di Raccolta Differenziata (%)



Percentuale di energia elettrica prodotta per tipologia di fonte



Azioni

MINORI EMISSIONI

Ridotte le emissioni specifiche di SO₂, Polveri e NOx nelle centrali della BU Generazione e Trading

EMISSIONI EVITATE

2,5 milioni di tonnellate di CO₂eq evitate grazie a utilizzo delle rinnovabili, produzione combinata di energia elettrica e termica e creazione di sistemi integrati energia e ambiente

QUALITÀ DELL'ACQUA

Per garantire la qualità dell'acqua erogata sono stati effettuati 4.300 controlli per milione di metro cubo erogato

Capitale Umano



11.416

dipendenti

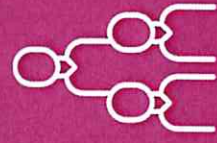
DEL GRUPPO A2A (+17% SU 2016), DI CUI IL 95% CON CONTRATTO A TEMPO INDETERMINATO
906 ASSUNZIONI
676 CESSAZIONI



213.000

ore di formazione

PER UNA MEDIA PRO-CAPITE DI 18,7 ORE (+11% SU 2016)



Azioni

MANAGERIALITÀ

Prosecuzione progetto ABC per lo sviluppo manageriale (ascolto, restituzione, cambiamento)

WELFARE

Survey sul tema welfare A2A e costituzione di un comitato paritetico per sviluppo di un nuovo modello di governance del "welfare aziendale"

SCUOLA LAVORO

Alternanza scuola lavoro per 350 studenti in 12 scuole

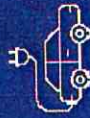
Andamento indici infortunistici*



*IF = indice di frequenza (n° infortuni x 1.000.000 : ore lavorate).
IG = indice di gravità (n° giorni assenza x 1.000 : ore lavorate).



Capitale Intellettuale



6

milioni

DI KM PERCORSI
A ZERO EMISSIONI
GRAZIE ALLE RICARICHE
SULLA RETE URBANA
E-MOVING (A MILANO 13
COLONNINE FAST CHARGE)



106

scuole connesse

DA INFRASTRUTTURE
IN FIBRA OTTICA
E RELATIVI SERVIZI



300

persone

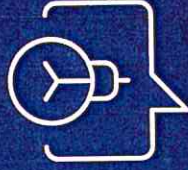
FORMATE E COINVOLTE
IN 40 CANTIERI
CHE APPLICANO
LA METODOLOGIA LEAN
PER MIGLIORARE
I PROCESSI



74

punti di ricarica

NEL PIU' GRANDE HUB DI
RICARICA DI AUTO ELETTRICHE IN
ITALIA PER UNARETI (ACQUISTATI
51 NUOVI VEICOLI ELETTRICI)



Azioni

SMART GRID

- Progetto MAGNITUDE, per l'integrazione efficiente dei vettori energetici
- Progetto TEMPO per abbassare le temperature e ridurre le perdite nel teleriscaldamento

ECONOMIA CIRCOLARE

- Progetto europeo LIFE per sperimentare la co-combustione di fanghi di depurazione e RSU
- Progetto europeo DEMETO per il recupero di materia dal PET colorato

SMART CITY

- Progetti di riqualificazione urbana a Brescia (Oltre la Strada) e a Milano (Sharing Cities)
- Progetto Smart Vineyards per il monitoraggio dei vigneti in provincia di Treviso

Capitale Relazionale



90 %

clienti

DI A2A ENERGIA
CHE USANO SERVIZI
ON LINE
(69% NEL 2016)

+ 21*
punti
percentuali

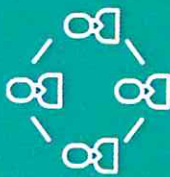


34.000

persone

COINVOLTE
NEL PROGETTO
SCUOLA A2A

+ 19%*



Azioni

CUSTOMER SATISFACTION

- A2A Energia nelle prime 3 posizioni per tutti i segmenti nella indagine Monitor Energia Cerved.
- AMSA e APRICA raggiungono indici di gradimento sempre superiori al 7 dai cittadini per i servizi effettuati nelle indagini svolte

FASCE DEBOLI

- Raccolti 2 milioni con il bando Doniamo Energia (Banco dell'Energia e Fondazione Cariplo) per supportare famiglie in condizione di povertà emergente
- Applicato bonus idrico in anticipo sulla normativa

STAKEHOLDER ENGAGEMENT

- Realizzati 2 forumAscolto a Milano e a Udine
- Completati 11 progetti nati dai precedenti forum

* Rispetto al 2016

A2A Bilancio Integrato 2017



Politica di Sostenibilità – alcuni obiettivi al 2030



AZA ha definito la propria Politica di Sostenibilità partendo dagli indirizzi internazionali dati dall'ONU attraverso gli Obiettivi di Sviluppo Sostenibile (SDGs), suddivisi in 4 pilastri. Per ciascuno di questi pilastri AZA ha definito, non solo l'indirizzo, ma anche obiettivi al 2030, al fine di contribuire in maniera concreta al raggiungimento degli SDGs.

ECONOMIA CIRCOLARE



Gestire in modo sostenibile i rifiuti durante tutto il ciclo di vita

PERCORSO DI DECARBONIZZAZIONE



Contribuire al raggiungimento degli obiettivi nazionali e comunitari di riduzione delle emissioni di gas effetto serra

SMARTNESS NELLE RETI E NEI SERVIZI



Accrescere l'affidabilità delle reti mediante l'innovazione tecnologica

PEOPLE INNOVATION



Contribuire attivamente al benessere delle comunità e al miglioramento delle condizioni di lavoro

Piano di Sostenibilità 2018-2022



KPI

OBIETTIVI 2022

Raccolta differenziata rifiuti nei comuni serviti (ad esclusione di Milano)	71%
Raccolta differenziata rifiuti nella città di Milano	60%
Capacità di recupero della materia negli impianti del Gruppo rispetto ai rifiuti urbani raccolti in modo differenziato	100%
Perdite idriche lineari (mc/km/gg) Δ rispetto al 2017	20,52 -17%
Abitanti equivalenti serviti dal servizio di depurazione rispetto al totale degli abitanti equivalenti non serviti al 2016 (142.904 A.E.)	65%

ECONOMIA CIRCOLARE



KPI

OBIETTIVI 2022

CO ₂ evitate grazie all'estensione del teleriscaldamento (t/a)	- 220.000
CO ₂ evitate grazie agli interventi di promozione dell'efficienza energetica negli usi finali (t/a)	- 750.000
Fattore emissivo degli impianti di produzione di energia elettrica (gCO ₂ /kWh) Δ rispetto ai livelli medi 2008-2012 (438 gCO ₂ /kWh)	394 -10%
Energia verde venduta al segmento Mass Market (GWh) Δ rispetto al 2017	1.818 +100%

PERCORSO DI DECARBONIZZAZIONE



KPI

OBIETTIVI 2022

Clienti energia iscritti allo Sportello Online Δ rispetto al 2017	550.000 +40%
Numero medio annuo di interruzione per utente BT ambito alta concentrazione dovuti ad interruzioni senza preavviso lunghe Δ rispetto al 2017	0,78 - 43%
Investimenti in smart grid (M€) valore cumulato 2018-2022	45
Numero di punti luce a LED installati su IP	350.000

SMARTNESS NELLE RETI E NEI SERVIZI



KPI

OBIETTIVI 2022

Fornitori attivati con requisiti di sostenibilità (% sul totale)	50%
Indice infortunistico ponderato (indice di frequenza * indice di gravità) Δ rispetto al 2017	18,20 - 30%
Dipendenti coinvolti nel progetto Smart Working (% sul totale degli impiegati)	20%
Partecipanti coinvolti nel progetto Scuola AZA Δ rispetto al 2017	41.500 + 20%

PEOPLE INNOVATION



AZA Bilancio Integrato 2017





Sono Roberto Bussi e faccio parte del Comitato provinciale Rifiuti Zero e del Tavolo Basta Veleni al quale aderiscono più di 70 comitati ambientalisti.

Per prima cosa devo far rilevare un grave refuso di stampa (suppongo) a pag.133 della "relazione finanziaria annuale consolidata 2017" relativo alla durata delle concessioni di Comune e Provincia (Autorità d'Ambito) di Brescia per quanto riguarda:

- 1) Raccolta e smaltimento rifiuti e igiene urbana/spazzamento strade (**2050**)
- 2) Reti Acquedotto e fognatura e depurazione (**2100**)
- 3) Reti Illuminazione pubblica e semaforica (**vita società**)
- 4) Reti Teleriscaldamento (**vita società**)

Mi è impossibile credere che questa società, al cui vertice siedono i massimi sostenitori e diffusori nelle università delle virtù del libero mercato, abbia sottoscritto concessioni di così grande durata rifuggendo di fatto dalle libere gare che sono, appunto secondo loro, l'unico regolatore del libero mercato.

Voglio però cercare l'attenzione dei soci, visto che da anni stiamo inutilmente proponendo un confronto pubblico ai vertici amministrativi e tecnici di A2A sugli effetti ambientali della combustione e sulle paleo-tecnologie in uso per la produzione di energie elettrica e termica, in quanto a nostro parere le strade che il gruppo sta percorrendo, privilegiando business e utili a breve termine, ci stanno conducendo in un vicolo cieco e di ciò saremo tutti responsabili.

Come già nel 2013, quando proponevamo una gestione diversa dei rifiuti dall'incenerimento, cioè il recupero di materia prima-seconda, che poi si è scoperto essere un'attività remunerativa, anche nel 2017 lo studio proposto dal Tavolo B.V. sul graduale abbandono della combustione di rifiuti e carbone e del teleriscaldamento, così com'è concepito a Brescia, per andare decisi verso una città solare, non ha trovato considerazioni né accoglienza soprattutto da parte di coloro che hanno preferito commissionare a persone favorevoli all'incenerimento, a prescindere, (i loro pregressi studi lo provano) per sentirsi dire quanto sono bravi e quanto sia redditizio il loro piano industriale. E mentre nelle altre nazioni si avviano processi di economia circolare e si realizzano consistenti de-carbonizzazioni in favore delle vere energie rinnovabili che il sole ci offre; mentre si realizzano sistemi di autoproduzione di energie o

MISTRETTA
NOTAIO
Brescia
10/10/2017
10/10/2017

teleriscaldamenti di piccola taglia, (accade anche a Bs -Poliambulanza-), A2A propone sconsiderati prolungamenti (si parla ormai di 1000 km di tubazioni) forse ingolosita da nuovi ed ulteriori incentivi all'estensione del teleriscaldamento dimenticando che del calore prodotto si utilizza soltanto il 38% considerando le perdite delle tubazioni (17,5 %) e la dissipazione in atmosfera durante il periodo estivo dell'eccesso prodotto dalla cogenerazione.

Abbiamo spulciato nella relazione sulla gestione 2017 ed abbiamo riscontrato, sicuramente per difetto dovuta alla nostra limitata professionalità, contributi ed incentivi per circa 280 milioni di euro a fronte di un utile di 293ml. Tutti legittimi poiché sono il risultato di provvedimenti emanati dal governo o da enti governativi ma che in sostanza appiattiscono il piano industriale su una logica assistenziale e non invogliano politiche di forte innovazione. Soprattutto perché sono risorse economiche pubbliche distratte da possibili incentivi alla produzione e alla ricerca di sistemi per l'utilizzo di energie rinnovabili, disperse invece nei sistemi a combustione del secolo scorso.

Così il grande impianto centralizzato per la distribuzione del calore in assoluto monopolio; la gestione sempre più vorace di rifiuti, carburante per la produzione delle energie pagato da coloro che lo conferiscono (unico caso industriale); l'acquisizione di piccole partecipate per gestire ancora una volta in assoluto monopolio il servizio idrico integrato per 30 (o 100?) anni dove gli investimenti verranno interamente pagati dalle utenze ed al gestore verrà garantita la retribuzione del capitale investito a tassi fuori mercato, continuano ad alimentare un sistema monopolista e poco democratico a scapito dello sviluppo di una intera filiera del paese.

Per la produzione di energia termica, mettiamo a disposizione degli investitori, oltre che della direzione del gruppo e della stampa, un documento illuminante su ciò che si profila essere il futuro in questo ambito con una nota introduttiva che dice:

"A fronte della prospettata chiusura in Germania di vari impianti a ciclo combinato, Holter, direttore della austriaca SOLID, ha dichiarato che a 36 €/MW/h gli impianti solari termici si candidano a sostituire i cogeneratori ."

La strategia dell'attuale gestione di A2A appare davvero di corto respiro: rendita di posizione basata su produzione e distribuzione in regime di monopolio assoluto; acquisizione spinta di rifiuti da incenerire, con insufficienti controlli agli ingressi (>2x mille) (Bonacina ne è un esempio) esponendosi ad infiltrazioni criminali e con partnership discutibili (gruppo Manlio Cerroni); produzione di energia termica dispersa in atmosfera nel periodo estivo; emissioni impattanti sul nostro territorio già così martoriato; ricerca costante di contributi incentivanti a questo tipo di produzione e distribuzione di energie, che in futuro, disposizioni della UE e dell'autorità anticorruzione, potrebbero mettere in discussione e far venir meno.

Non credete che ci possano essere prospettive diverse e che il futuro possa essere altro da questo?

Io spero che il grido di allarme sulle superate strategie industriali di questo grande gruppo, lanciato per la terza volta nelle assemblee societarie, possa servire a scuotere dal torpore questo consesso e che si levi decisa la richiesta dell'indispensabile e improrogabile cambiamento di indirizzo.

Anche per questo ribadiamo ancora una volta l'invito alla direzione tecnica e amministrativa ad un confronto pubblico con le forze ambientaliste che il tavolo rappresenta partendo appunto dallo studio del nostro gruppo di lavoro e dalle critiche mosse all'incompleto studio (?) commissionato ai professori Beretta e Consonni per ricercare insieme percorsi di transizione e di vero rinnovamento.

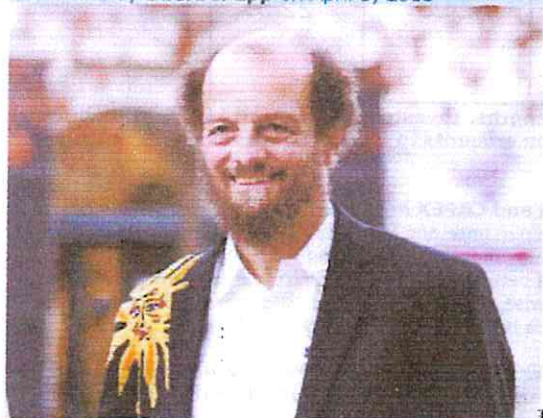
Documenti a disposizione:

- 1) Liberare Brescia dalla combustione di rifiuti e carbone e dal sistema teleriscaldamento verso la città solare. Con note aggiuntive.*
- 2) Dichiarazione Holter di Solid sulla disponibilità a sostituire nella fornitura di energia termica per riscaldamento con solare termico le centrali cogenerative che cesseranno l'attività.*
- 3) Elenco con riferimenti pagina per pagina degli incentivi incassati da A2A*



Big Solar Germany: Utility-scale solar heat at record-low 36 EUR/MWh

Submitted by Baerbel Epp on April 3, 2018



Operators of several gas-driven combined cycle power plants, or CCPPs, have notified the German Federal Network Agency of their systems' final shutdown. These plants are no longer economically viable, as they have been running ever fewer hours because of a high proportion of cost-effective renewable grid electricity. Their shutdown will create a shortage of supply in district heating networks providing thermal energy to German municipalities. Utility-scale solar thermal plants equipped with seasonal storage could help close the gap at heat prices of around 36 EUR/MWh, Christian Holter said. Holter is the Managing Director of Austrian turnkey system supplier S.O.L.I.D., which has carried out feasibility studies on behalf of several European cities.

Solarthermalworld.org: 36 EUR/MWh is a record-low heat price. What does it include?

Holter: It is a reseller price which combines the capital expenditure (CAPEX) on the entire installation, including seasonal storage, management and financing, and O&M expenses during the duration of the project. In this case, we are talking about full costing over 25 years in total. The heat price of 36 EUR/MWh is an average between 31.7 EUR/MWh and 40.6 EUR/MWh depending on the type of financing (see the table below). In our calculations, we have used a minimum collector field capacity of 70 MW and set the supply temperature of seasonal storage and heat pumps to 85 °C. If the temperature needs to be higher, you can add a second series of heat pumps or boilers.

Solarthermalworld.org: Is this price comparable to the record low electricity prices that have recently shown up on multiple tenders by turnkey photovoltaic suppliers around the world?

Holter: There is a big difference to these record-low electricity prices, because the energy priced at 36 EUR/MWh has a much higher level of quality. When you carry out a financial analysis for a grid-connected PV plant, the cost of demand side management to stabilise the grid is outside the scope of your project. This is the opposite of what we are offering municipalities which shut down their CCPP systems. They will get a solar heat supply system which has been configured to meet annual heat demand and will supply a significant proportion of space heating in winter via seasonal storage.

Solarthermalworld.org: Can you quantify the demand side share of the heat price?

Holter: The feasibility studies which we conducted on behalf of municipal utilities have shown energy production to make up around two-thirds of the heat price, about 22 EUR/MWh. The remaining one-third is associated with seasonal storage and energy management.

	Specific system costs, excl. subsidy [EUR/m²]	Type of financing	LCOH over 20 years [EUR/MWh]	LCOH over 25 years [EUR/MWh]	LCOH over 30 years [EUR/MWh]
70 MW collector field with 430,000 m² seasonal storage	375	Low-interest infrastructure loan at 1 %	38.0	31.7	27.5
	375	20 % equity at 8 % plus 80 % loaned at 3.5 %	46.8	40.6	36.6
70 MW collector field without seasonal storage	222	Low-interest infrastructure loan at 1 %	23.3	19.6	17.1



	222	20 % equity at 8 % plus 80 % loaned at 3.5 %	28.5	24.8	22.5
--	-----	--	------	-------------	------

Levelised Cost of Heat (LCOH) for different finance options and project lengths. Investment costs are 110 % of technical CAPEX. Both scenarios include a 15 % grant. Annual solar heat production amounts to 50,000 MWh.
Source: S.O.L.I.D.

Solarthermalworld.org: What is the difference between investment costs and CAPEX in your feasibility studies?

Holter: What we typically call technical CAPEX comprises all costs related to the purchase and installation of a turnkey solar heat plant, including the collector field, storage, pipes, heat transfer units, monitoring devices, mounting system and transport. To arrive at total CAPEX costs, you need to take into account project management fees, which add between 5 % and 10 % to the technical CAPEX of projects with a contract value of between EUR 2 million and EUR 20 million. Likewise, you need to add another 5 to 10 % to the investment costs to secure financing. In all, full CAPEX costs will be around 110 % to 120 % of the technical CAPEX.

Solarthermalworld.org: The amount of CAPEX or full costs (including OPEX) is still a relatively easy-to-understand and comparable figure. But when we get to the point of dynamic financial analysis, will results not differ significantly from each other?

Holter: That is correct. The cost of financing has significant influence on solar heat prices. We have had solar district heating projects for which the client sought an 8 % return on equity over 20 years. In this example, the average solar heat cost (LCOH) of a 70 MW collector field is between 28.5 EUR/MWh, if the system has daily storage, and 46.8 EUR/MWh, if it includes seasonal storage (see italic figures in the table above).

On the other hand, a utility could view the solar heat plant as a 25-year infrastructure investment. Then, a municipal utility, whose credit rating is usually well above average, could obtain a loan at an interest rate as low as 1 %. This sort of deal would mean a significant reduction in the average solar heat price to 19.6 EUR/MWh, if there is a daily storage system, or 31.7 EUR/MWh, including seasonal storage (see black bold figures in the table above). The technical life of the plant and its components will be at least 25 years.

Solarthermalworld.org: Which method do you use to calculate average solar heat prices?

Holter: The levelised cost of heat is the average cost for generating 1 MWh of heat during the duration of a project. This means that the LCOH is the price you charge for 1 MWh throughout the heat generating project to recover full costs.

Usually, the LCOH is used to compare different types of heat generation and investment. However, there is little transparency on the district heating market. It is hard to find publications which include the LCOH based on the full costs of gas boilers or CCGP plants. We know that utility gas prices are around 23 to 27 EUR/MWh, but these prices include neither the investment nor operating expenses of the boiler or CCGP unit. The current full costs of generating heat via gas boiler range between 28 and 35 EUR/MWh, but no one knows how fossil fuel prices will develop over time.

Solarthermalworld.org: How do you know that the average solar heat prices listed in your feasibility studies are of interest to municipal utilities in Germany?

Holter: Based on discussions with utility staff, we know that there is interest in solar heat costs below 40 EUR/MWh. These costs are comparable to the ones of other heat production sources, but even if gas prices are a bit lower right now, the solar tariff offsets the risk of increased energy costs.

Solar heat prices are entirely independent of fossil fuel price fluctuations, as sunlight is for free. I see large economic and social benefits coming. The long-term competitiveness of solar district heating is guaranteed.

Interview by Bärbel Epp

More information: www.solid.at

*Vari operatori di centrali termoelettriche a ciclo combinato hanno comunicato all'agenzia statale tedesca che chiuderanno, non giustificandosi il funzionamento degli impianti a causa delle sempre maggiori quote di elettricità rinnovabile prodotta. Ma chiudendo i cogeneratori non potranno fornire il calore alle reti di teleriscaldamento. **Holter**, della **SOLID** (società di ingegneria austriaca specializzata nei grandi impianti solari), dichiara che a **36 €/MWh gli impianti solari termici si candidano**, con accumuli stagionali, a **sostituire i cogeneratori**. Purtroppo dovrebbe essere l'Italia la grande potenza solare in Europa, che esporta know how e crea migliaia di posti di lavoro in questi settore, invece abbiamo gli austriaci che ci insegnano come sostituire i nostri combustori per avviare la transizione dai fossili, utilizzando prevalentemente l'energia solare.*

CONTRIBUTI INCENTIVI 2017

1) Remunerazione della disponibilità di capacità produttiva (pag 33-34)

PER QUANTO CONCERNE GLI EFFETTI ECONOMICI DEL CAPACITY PAYMENT SU A2A, L'IMPATTO DEL MECCANISMO NEL 2017 È STATO PARI A CIRCA **15 MILIONI DI EURO**, GIÀ LIQUIDATI AI SENSI DELLA DELIBERA 844/2017/R/EEL. NEL CORSO DEL 2017 SONO STATI ANCHE LIQUIDATI, IN APPLICAZIONE DELLE DELIBERE 398/2017/R/EEL E 418/2017/R/EEL, COMPLESSIVI **18 MILIONI DI EURO** RIFERITI ALLE COMPONENTI S 2015 E CAP1 2016.

2) Valorizzazione degli sbilanciamenti elettrici (pag 34)

sono state direttamente compensate al 30 giugno 2015 (per un controvalore lordo di circa **6,8 milioni di euro**). la restituzione da parte di Terna alle società del Gruppo A2A dell'ammontare compensato a giugno 2015.

3) Incentivi alla produzione da rinnovabili e Cert. Verdi (pag 36-37) Gli incentivi sotto forma di feed-in erogati dal GSE ad A2A S.p.A. per gli impianti incentivati alla data del 31 dicembre 2017 sono stati pari a **34,1 milioni di euro**. Il Gruppo dispone al 31 dicembre 2017 di un magazzino di 631.741 tra CV e CV TLR per un controvalore pari a circa **63 milioni di euro**: l'ultima scadenza utile per il ritiro del magazzino da parte del GSE è il 31 marzo 2018.

4) Remunerazione degli impianti essenziali per la sicurezza del sistema elettrico (pag.34)

AL 31 DICEMBRE 2017 SONO STATI LIQUIDATI DA TERNA CIRCA **56 MILIONI DI EURO** RELATIVI AL REGIME DI ESSENZIALITÀ DEL 2016 (SECONDO ACCONTO) E AL PRIMO ACCONTO 2017. I CREDITI ANCORA DA INCASSARE E RELATIVI AGLI ANNI PRECEDENTI RISULTANO PARI A CIRCA **57 MILIONI DI EURO** (SALDI 2015, 2016 E 2017).

5) Meccanismo APR di incentivazione per la rinegoziazione dei contratti pluriennali gas di cui alle Delibere 447/2013/R/gas e 649/2016/R/gas (pag 43)

A2A ENERGIA S.P.A. E ASPEM ENERGIA S.R.L. SONO STATE AMMESSE AL MECCANISMO PER UN TOTALE COMPLESSIVO DI **26,4 MILIONI DI EURO**. L'ULTIMA TRANCHE È STATA LIQUIDATA DA CSEA NEL MESE DI AGOSTO 2017.

6) Rimborsi non recuperati (pag 48)

A2A ENERGIA S.P.A. HA RIPRESENTATO ISTANZA ALLA CSEA PER IL RIMBORSO DEGLI ONERI NON ALTRIMENTI RECUPERABILI E, A VALLE DELLA POSITIVA VALUTAZIONE DELL'AUTORITÀ, NEL MESE DI DICEMBRE 2017 LE È STATO LIQUIDATO L'IMPORTO DI **1.697.189,51 EURO**.

RICERCA DI INCENTIVI

1° Corsa al BIOMETANO BEDIZZOLE (Incentivi + ritiro dedicato GSE x 10 anni. (pag 49)

2° Estensione rete TELERISCALDAMENTO (inc. legge 172 -4 dic 2017) pag 69

3° Prolungamento convenzione **CIP 6/92 ACERRA (6 MESI)** (pag 50)

4° Prolungamento incentivi (80 %) ad impianti alimentati a biomassa, biogas e bioliquidi sostenibili **Corteolona e Bergamo** (pag 50)



Principali indicatori operativi del Gruppo

31 12 2017

31 12 2016

Generazione e Trading Produzione termoelettrica (GWh)	12.370	8.826
Produzione idroelettrica (Gwh)	3.464	4.279
EE venduta a clienti grossisti (GWh)	8.781	9.300
EE venduta in Borsa (Gwh)	13.774	12.048
Commerciale EE venduta a clienti retail (GWh)	8.289	8.284
POD Energia Elettrica (#/1000)	1.058	1.040
Gas venduto a clienti retail (Mmc)	1.629	1.372
PDR Gas (#/1000)	1.298	1.306
Ambiente Rifiuti raccolti (Kton)	1.605	1.477
Abitanti della raccolta serviti (#/1000)	3.549	3.502
Rifiuti smaltiti (Kton)	3.366	2.817
Energia elettrica venduta da WTE (GWh)	1.772	1.714
Reti e Calore EE distribuita (GWh)	11.590	11.204
Gas distribuito (Mmc)	2.480	2.096
Acqua distribuita (Mmc)	69	62
RAB Energia Elettrica (M€)	649	653
RAB Gas (M€)	1.160	1.137
Vendita calore (GWht)	2.682	2.412

Relazione gestione 2017 (pag 16)

