

E
COMUNE DI GIUSSANO
Comune di Giuszano
Protocollo N.0016615/2019 del 12/06/2019



BILANCIO CONSOLIDATO 2018

INDICE

Lettera ai soci	3
RELAZIONE SULLA GESTIONE	
0.1 Dati di sintesi del Gruppo	
Compagine societaria del Gruppo	6
Composizione del Gruppo	8
Attività di interesse del Gruppo	10
Aree geografiche di attività	12
0.2 Scenario e mercato	
Normativa servizi pubblici	12
Andamento del mercato	14
0.3 Evoluzione della regolazione ed impatti sulle attività di interesse del Gruppo	
Vendita gas metano ed energia elettrica	24
Quadro regolatorio del mercato della vendita di gas metano	24
Quadro regolatorio del mercato della vendita di energia elettrica	36
Quadro regolatorio della distribuzione del gas metano	45
Igiene ambientale	51
Farmacie	51
Quadro regolatorio teleriscaldamento	51
Quadro regolatorio del trasporto energia elettrica	53
Illuminazione pubblica	57
Altre attività:	
- Centro Sportivo	57
- Illuminazione Votiva	57
- Fibra ottica	57
0.4 Andamento della gestione	
Dati di sintesi della capogruppo e delle società consolidate integralmente	58
Sintesi economica, patrimoniale e finanziaria del Gruppo	61
Sintesi Relazione di Governo e Performance del Gruppo	65
Corporate governance	65
Sistemi di controllo	66
Programma di valutazione e rischio crisi	67
Indicatori (art. 6, comma 2, D.lgs 175/2016)	69
Indicatori di risultato (art. 2428, comma 2, c.c.)	70
Ulteriori informazioni utili	70
0.5 Evoluzione prevedibile della gestione	71
0.6 Prospetti di bilancio	
Situazione Patrimoniale - Finanziaria	74
Conto Economico Complessivo	79
Rendiconto finanziario	82
Prospetto delle variazioni del Patrimonio Netto	87
0.7 Note esplicative	
1 Informazioni societarie	90
2 Appartenenza ad un Gruppo	90
3 Dichiarazione di conformità e criteri di redazione	90
4 Applicazione dei principi contabili internazionali	91
5 Criteri di consolidamento	92
6 Principi contabili e criteri di valutazione adottati	92
7 Commenti alle principali voci di bilancio	104
8 Rapporti con soggetti controllanti	133
9 Impegni contrattuali e garanzie	133
10 Compenso amministratori, sindaci e società di revisione	134
11 Informativa in materia di trasparenza delle erogazioni	134
12 Eventi di rilievo verificatisi durante l'esercizio	135
13 Eventi di rilievo verificatisi dopo la chiusura del bilancio	138
0.8 ALLEGATI	
A Relazione del Collegio Sindacale	144
B Relazione della Società di Revisione	152

LETTERA AI SOCI

Signori Azionisti,

il consolidato 2018 conferma un Gruppo sano finanziariamente e in linea con i risultati economici degli anni precedenti, pur nella difficoltà del mercato odierno e delle condizioni climatiche non favorevoli per il settore dell'energia.

I risultati economici evidenziano un Risultato Netto in linea con quello dell'esercizio precedente e i risultati finanziari una Posizione Finanziaria Netta ulteriormente migliorata. Andando ad analizzare sinteticamente i dati del Gruppo, sotto riportati, possiamo ritenerci soddisfatti.

SINTESI 2018 (Euro /000)	CONSOLIDATO GRUPPO AEB		
DATI ECONOMICI	2018	2017	DELTA
Fatturato	221.504	211.894	9.610
Valore aggiunto	66.039	67.560	-1.521
EBITDA	35.012	37.242	-2.230
Risultato netto	11.849	11.885	-37
DATI PATRIMONIALI E FINANZIARI			
Patrimonio netto	240.548	229.754	10.794
PFN da gestione corrente	15.339	13.335	-2.004
PFN da gestione non corrente e mutui	-12.901	-24.262	-11.361
PERSONALE			
Numero medio dipendenti	574,27	582,27	- 8
INVESTIMENTI			
Investimenti	18.090	14.926	3.164

Anche quest'anno gli investimenti sono stati finanziati da mezzi propri senza ricorrere ad istituti finanziari. Analizzando sommariamente i settori di interesse si rileva un incremento dei ricavi da vendita e prestazioni in tutti i settori e una riduzione dei risultati operativi, rispetto ai dati 2017, nei settori vendite e gestione impianti, dovuta a interventi dell'Autorità sulla marginalità delle società di vendita, in particolare per i clienti in tutela, alle condizioni climatiche che hanno determinato una riduzione dei quantitativi venduti, al completamento del periodo di godimento dei certificati verdi. Relativamente al settore ambientale, l'anno è stato caratterizzato dalla conclusione della procedura di affidamento del servizio tramite gara a doppio oggetto, che ha consentito un ampliamento del perimetro di attività. Tale ampliamento ha determinato un incremento dei ricavi, maggiori investimenti e un impegno straordinario di tutta la struttura operativa. Il settore distribuzione ha proseguito i suoi investimenti sulle reti e impianti di competenza, ottenendo risultati economici in incremento rispetto all'anno precedente. Il settore farmacie nonostante una maggiore competizione nei territori di riferimento, ha confermato i risultati dell'anno 2017. Il Gruppo nel 2018 ha portato a termine gli impegni previsti dal socio di maggioranza, rafforzando il ruolo di AEB S.p.A. come Holding, con l'arrivo di 45 risorse dalle società controllate. Ha, inoltre, razionalizzato la sua governance, ponendo le tre società operative sotto il diretto controllo di AEB S.p.A. e sta lavorando con i soci per trasferire le partecipazioni dei soci pubblici nelle società operative nella Capogruppo. Il Gruppo è orientato verso lo sviluppo di un nuovo modello manageriale improntato a innovazione, responsabilità e imprenditorialità, che garantisca che i servizi offerti dal Gruppo (raccolta dei rifiuti, vendita di elettricità e gas, reti di distribuzione, illuminazione pubblica, gestione calore e farmacie), siano improntati a migliorare la qualità della vita dei cittadini e delle imprese che operano sui territori di competenza, attraverso standard di qualità ed efficienza sempre più alti. Siamo consci della portata storica di questo cambiamento, ed è per questo che con riguardo al prossimo futuro, evidenziamo l'esigenza di puntare su un progetto strategico che definisca le linee di sviluppo di ogni singola società, consentendo una crescita della presenza del Gruppo sul mercato di riferimento e sui mercati limitrofi. È in corso un progetto di inquadramento strategico dei settori in cui il Gruppo è presente, che potrà essere di supporto alla definizione del nuovo piano industriale.

Il Gruppo, riconoscente della crescente fiducia acquista nel proprio territorio storico e consapevole del ruolo istituzionale rivestito in detti territori, da sempre si dedica a diverse iniziative culturali e sociali. Tra le attività svolte occorre ricordare:

- il progetto di RetiPiù Srl "Le Reti del Cuore" che ha l'obiettivo di valorizzare e tutelare il patrimonio culturale delle comunità del territorio di riferimento; finanziando interventi di manutenzione, protezione e restauro di beni culturali pubblici, proposti dalle Amministrazioni Comunali e scelti dai cittadini;
- l'aiuto economico che Gelsia Srl fornisce da diversi anni, per il tramite dei servizi sociali dei comuni soci, alle famiglie in difficoltà che non riescono a pagare le bollette gas ed energia elettrica della società;
- l'intensa attività di sponsorizzazione di eventi sportivi, culturali e sociali che Gelsia Srl finanzia ogni anno con ritorni di immagine e presentazione di prodotti;
- l'impegnativa attività che Gelsia Ambiente Srl organizza con le scuole del territorio per formare i ragazzi al rispetto dell'ambiente consapevoli che, se protetto, lo stesso rende migliore la vita quotidiana dei cittadini.

Ringrazio i colleghi Consiglieri, il Collegio Sindacale, i Colleghi Presidenti e Consiglieri delle società partecipate, Il Direttore Generale e l'intera struttura operativa del gruppo per i risultati raggiunti; un ringraziamento infine ai Soci per l'opportunità fornita e la collaborazione garantita.

Seregno, 28 maggio 2019

Per il Consiglio di Amministrazione
Il Presidente
Avv. Patrizia Ombretta Samantha Goretti



RELAZIONE SULLA GESTIONE

0.1 DATI DI SINTESI DEL GRUPPO

01.01 - COMPAGINE SOCIETARIA DEL GRUPPO

Di seguito si riporta prospetto rappresentativo della compagine societaria e delle partecipazioni possedute da ciascun socio.

AEB SpA - Capitale Sociale	al 31.12.2018		al 31.12.2017	
	n. azioni	%	n. azioni	%
Soci				
Comune di Seregno	601.132	71,400	601.132	71,400
Comune di Limbiate	45.484	5,402	45.484	5,402
Comune di Seveso	36.536	4,430	36.536	4,430
Comune di Trezzo sull'Adda	30.771	3,655	30.771	3,655
Comune di Giussano	27.555	3,273	27.555	3,273
Comune di Meda	25.068	2,977	25.068	2,977
Comune di Varedo	22.110	2,626	22.110	2,626
Comune di Sovico	17.529	2,082	17.529	2,082
Comune di Muggiò	16.087	1,911	16.087	1,911
Comune di Bovisio Masciago	12.032	1,429	12.032	1,429
Comune di Cabiате	4.148	0,493	4.148	0,493
Comune di Biassono	1.604	0,191	1.604	0,191
Comune di Verano Brianza	350	0,042	350	0,042
Comune di Carate Brianza	282	0,033	282	0,033
Comune di Besana in Brianza	159	0,018	159	0,018
Comune di Cesate	75	0,009	75	0,009
Comune di Albiate	10	0,001	10	0,001
Comune di Briosco	10	0,001	10	0,001
Comune di Cogliate	10	0,001	10	0,001
Comune di Misinto	10	0,001	10	0,001
Comune di Rovello Porro	10	0,001	10	0,001
Comune di Triuggio	10	0,001	10	0,001
Comune di Veduggio con Colzano	10	0,001	10	0,001
Comune di Renate	10	0,001	10	0,001
Azioni Proprie	920	0,111	920	0,111
Totale	841.922	100,000	841.922	100,000

Le compagine societaria delle società controllate viene di seguito dettagliata.

Gelsia Srl - Capitale sociale		al 31.12.2018		al 31.12.2017	
Soci	Valore nominale	%	Valore nominale	%	
AEB S.p.A.	15.688.413,19	77,111	15.688.413,19	77,111	
GSD S.p.A.	830.890,99	4,084	830.890,99	4,084	
ASSP S.p.A.	698.838,85	3,435	698.838,85	3,435	
Comune di Lissone	2.063.446,08	10,142	2.063.446,08	10,142	
Comune di Cesano Maderno	759.559,35	3,733	759.559,35	3,733	
Comune di Bovisio Masciago	95.119,00	0,468	95.119,00	0,468	
Comune di Varedo	89.578,00	0,440	89.578,00	0,440	
Comune di Ceriano Laghetto	42.296,00	0,208	42.296,00	0,208	
Comune di Nova Milanese	41.804,29	0,205	41.804,29	0,205	
Comune di Biassono	21.331,69	0,105	21.331,69	0,105	
Comune di Macherio	13.989,94	0,069	13.989,94	0,069	
Totale	20.345.267,38	100,000	20.345.267,38	100,000	

RetiPiù Srl - Capitale sociale		al 31.12.2018		al 31.12.2017	
Soci	Valore nominale	%	Valore nominale	%	
AEB S.p.A.	60.700.151,58	73,530	48.590.833,14	58,862	
Gelsia Srl	1.985.292,72	2,405	15.703.775,68	19,023	
Comune di Lissone	9.341.940,43	11,317	7.749.241,07	9,387	
ASSP S.p.A.	5.242.306,03	6,350	5.242.306,03	6,350	
GSD Srl	4.974.806,50	6,027	4.974.806,50	6,027	
Comune di Nova Milanese	156.995,38	0,190	156.995,38	0,190	
Comune di Biassono	96.575,99	0,117	80.110,83	0,097	
Comune di Macherio	52.539,06	0,064	52.539,06	0,064	
Totale	82.550.607,69	100,000	82.550.607,69	100,000	

L'Assemblea dei soci di Gelsia Srl, in data 28 dicembre 2018, ha deliberato l'assegnazione ai propri soci della partecipazione detenuta in RetiPiù Srl. La partecipazione residuale posseduta ancora da Gelsia Srl, presente nel prospetto sopra riportato, è motivata dal fatto che, al 31.12.2018, alcuni soci non avevano ancora perfezionato l'acquisizione della quota di partecipazione deliberata.

Gelsia Ambiente Srl Capitale sociale		al 31.12.2018		al 31.12.2017	
Soci	Valore nominale	%	Valore nominale	%	
AEB S.p.A.	2.521.413,25	53,978			
A2A Integrambiente Srl	1.401.366,10	30,000			
Comune di Lissone	331.633,30	7,100			
Comune di Biassono	3.428,39	0,073			
Gelsia Srl	413.379,45	8,849	3.269.854,00	100,000	
Totale	4.671.220,49	100,000	3.269.854,00	100,000	

Nel corso del 2018 Gelsia Srl ha perso la qualifica di socio unico di Gelsia Ambiente Srl con l'ingresso del socio privato. L'Assemblea dei soci di Gelsia, in data 28 dicembre 2018, ha deliberato l'assegnazione ai propri soci della partecipazione detenuta in Gelsia Ambiente Srl. La partecipazione residuale posseduta ancora da Gelsia Srl, presente nel prospetto sopra riportato, è motivata dal fatto che, al 31.12.2018, alcuni soci non avevano ancora perfezionato l'acquisizione della quota di partecipazione deliberata.

01.02 - COMPOSIZIONE DEL GRUPPO

AEB S.p.A. è a capo di un Gruppo così composto:



Società controllata direttamente e operativa nei settori vendita di gas metano ed energia elettrica, produzione di energia elettrica e termica, teleriscaldamento e gestione calore.



Società controllata direttamente e operativa nei settori della raccolta e smaltimento dei rifiuti, pulizia strade.

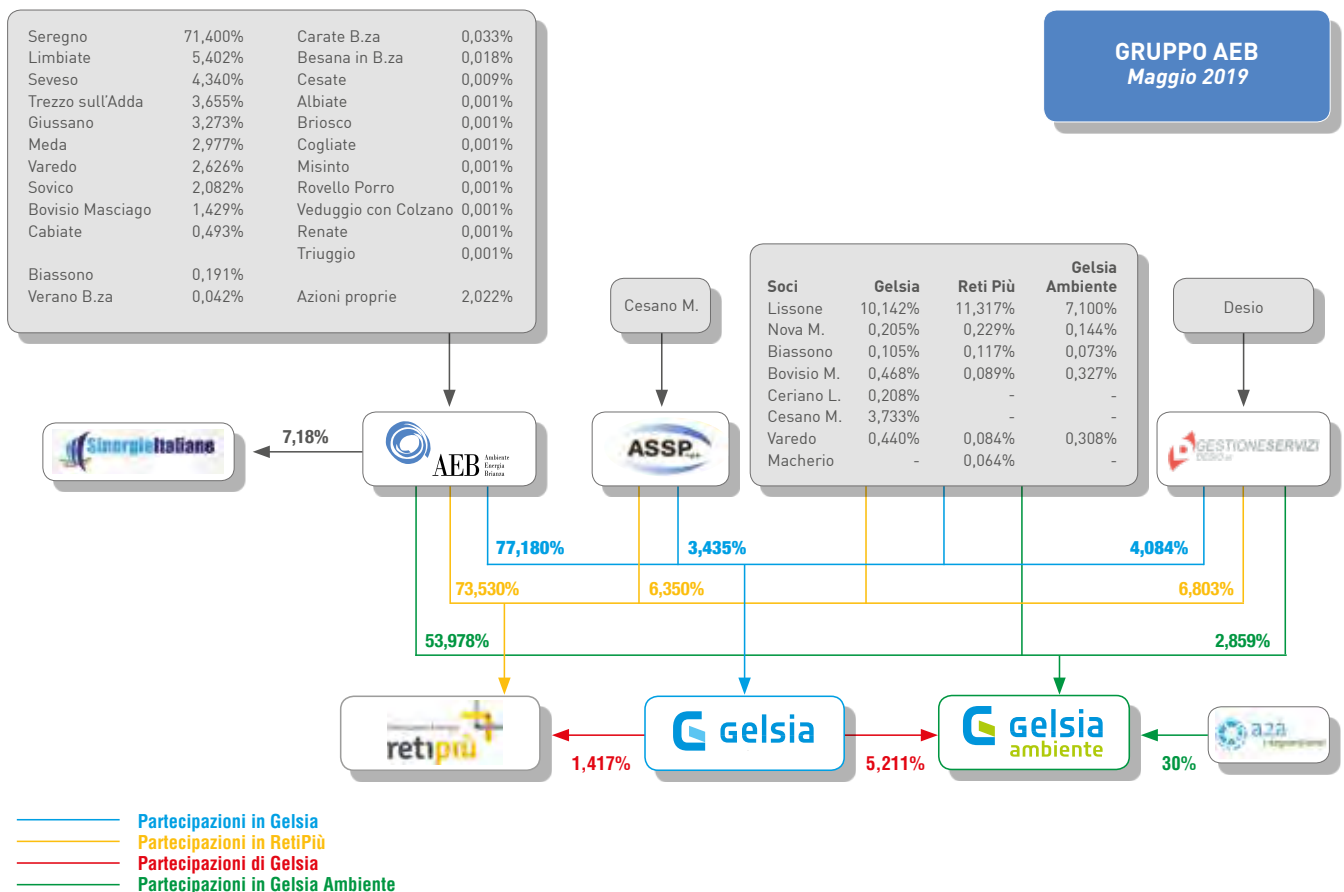


Società controllata direttamente e operativa nei settori della distribuzione del gas metano e dell'energia elettrica e illuminazione pubblica.

Nella tabella sotto riportata vengono indicati i dati identificativi delle imprese del gruppo consolidate integralmente.

Quota posseduta al 31.12.2018	dall'Azionista		dal Gruppo
	%	società	% di consolidamento
Ragione sociale e sede			
Società Capogruppo (Holding):			
- AEB SpA - Capitale Sociale euro 84.192.200 Sede: Via Palestro, 33 - Seregno (MB)			
Controllate dirette:			
- Gelsia Srl - Capitale Sociale euro 20.345.267 Sede: Via Palestro, 33 - Seregno (MB)	77,111	AEB SpA	77,111
- RetiPiù Srl - Capitale Sociale euro 82.550.608 Sede: Via Palestro, 33 - Seregno (MB)	73,530	AEB SpA	73,530
- Gelsia Ambiente Srl - Capitale Sociale euro 4.671.220,49 Sede: Via Caravaggio, 26/A Desio (MB)	53,978	AEB SpA	53,978

Le partecipazioni detenute da Gelsia Srl in RetiPiù Srl e in Gelsia Ambiente Srl, non sono state considerate ai fini dell'area di consolidamento in quanto le stesse sono già state oggetto di assegnazione ai soci con delibera Assembleare del 28 dicembre 2018. Di seguito si rappresenta la composizione del Gruppo partendo dai soci alla data di redazione del bilancio.



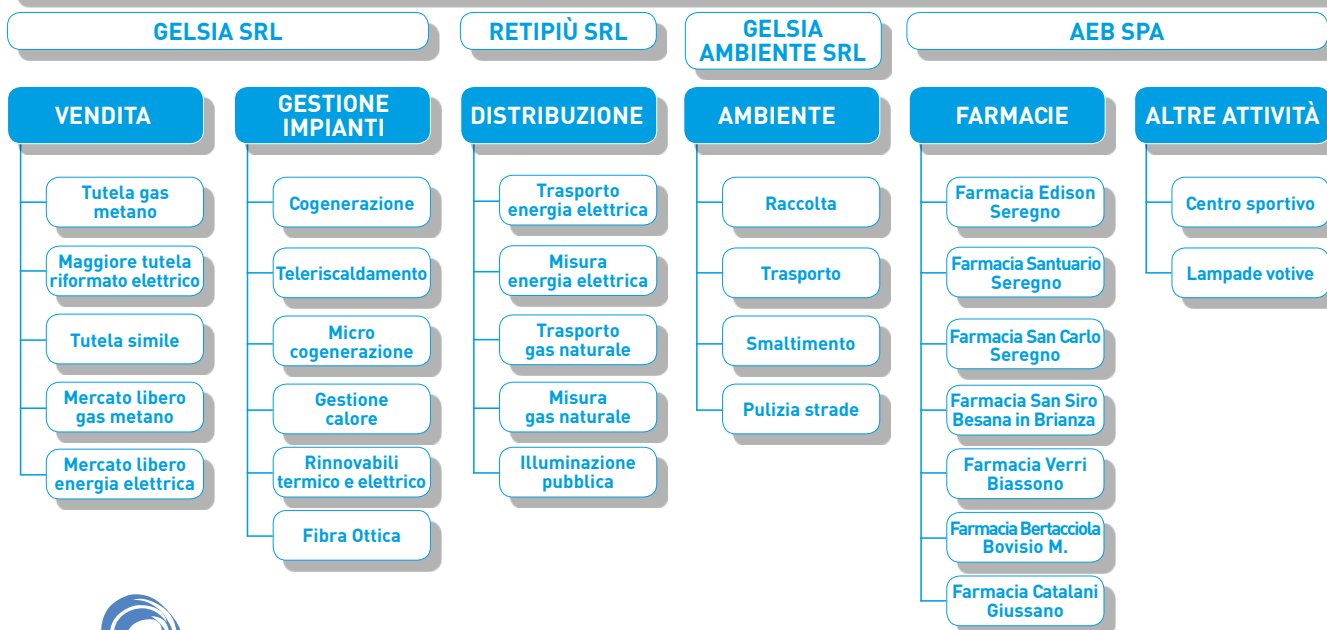
Quanto sopra riportato rappresenta un'integrazione al bilancio d'esercizio di AEB S.p.A. ai fini di un'adeguata informazione sulla situazione patrimoniale, finanziaria ed economica della Società e del Gruppo.

I soci del Gruppo, anche in attesa delle decisioni prese dal principale azionista, hanno deliberato nel 2018 il piano di razionalizzazione periodica delle partecipazioni possedute, confermando il mantenimento delle stesse ad esclusione di:

- comune di Muggiò (1,911%) che ha ceduto la partecipazione ad AEB S.p.A. nei primi mesi del 2019;
- comune di Trezzo sull'Adda (3,655%) che, dopo aver bandito, senza esito, la gara per la cessione della partecipazione, sta operando opportune valutazioni sulla base della normativa in vigore;
- comune di Macherio che ha già ceduto la partecipazione in Gelsia Srl (0,069%) e ha richiesto a RetiPiù Srl (0,064%), dopo gara deserta, di acquisire la quota con le modalità previste dalla normativa;
- comune di Nova Milanese che si è riservato la facoltà di valutare, nell'ambito del processo di razionalizzazione del Gruppo AEB, di mutare la forma di razionalizzazione decisa per le società RetiPiù Srl e Gelsia Srl. Con delibera di Giunta del mese di aprile 2019, lo stesso Comune ha iniziato il percorso di revisione del piano di razionalizzazione per il conferimento delle partecipazioni in AEB S.p.A..

01.03 - ATTIVITÀ DI INTERESSE DEL GRUPPO

ATTIVITÀ SVOLTE DAL GRUPPO AEB-GELSIA



AEB Ambiente Energia Brianza

Farmacie

La società gestisce sette farmacie, di cui tre site nel comune di Seregno, una nel comune di Biassono, una nel comune di Bovisio Masciago, una nel comune di Besana in Brianza e l'ultima in ordine di acquisizione nel comune di Giussano. In funzione del suo ruolo di Capogruppo fornisce alcuni servizi intercompany alle altre società operative del Gruppo, quali la pianificazione economico finanziaria e il controllo di gestione, l'amministrazione bilanci e fiscalità, gli approvvigionamenti, la gestione risorse umane, l'internal audit, gli affari legali e societari e la segreteria.

Attività residuali

Altre attività residuali gestite sono:

- centro sportivo, con annesso palazzetto polifunzionale, Cav. "U. Trabattoni" di Seregno. Si tratta di un centro dove si pratica nuoto, tennis, rugby e calcetto (non gestito dalla società), che ha annesso un palazzetto polifunzionale utilizzato dalle società sportive e per manifestazioni e convegni. Il Comune di Seregno, proprietario, celebrerà, entro il 2020, la gara pubblica per l'affidamento della gestione;
- illuminazione votiva per i comuni di Seregno e Giussano fino a scadenza contrattuale (rispettivamente 2050 e 2019).



Vendita di gas metano ed energia elettrica

La società si occupa direttamente delle attività di approvvigionamento gas ed energia elettrica che vende tramite point aziendali diffusi sul territorio, account, agenzie di vendita, procacciatori e sistema web. Tutti i processi relativi alla clientela sono gestiti internamente (fatturazione, riscossione e recupero crediti) ad esclusione del "call center", gestito tramite struttura esterna italiana operativa dal lunedì al venerdì (ore 8,00 - 20,00) e il sabato (ore 9,00 - 14,00).

Realizzazione e gestione impianti di produzione tradizionali e da fonti rinnovabili (cogenerazione a fonti tradizionali e rinnovabili, teleriscaldamento, gestione calore, fotovoltaico)

La società realizza e gestisce impianti di produzione di energia elettrica e termica, fornisce calore a soggetti terzi, soprattutto tramite teleriscaldamento. La produzione riguarda energie realizzate con fonti tradizionali (cogenerazione a gas metano e caldaie tradizionali) e/o con fonti rinnovabili (impianti fotovoltaici e a olio di colza). Ha realizzato, per uso proprio e a servizio di clienti, impianti fotovoltaici sia per produzione di energia elettrica che di energia termica.

Fibra ottica

La società è proprietaria di reti in fibra ottica che mette a disposizione degli operatori della telecomunicazione.



Distribuzione gas metano

La società gestisce il servizio di distribuzione gas metano che consiste nel trasporto attraverso reti locali, dai punti di consegna presso le cabine di riduzione e misura interconnesse con le reti di trasporto (REM) fino ai punti di riconsegna presso i clienti finali (PDR.). Le reti gestite si collocano nelle province di Monza e Brianza, Milano e Como.

Trasporto energia elettrica

La società si occupa del trasporto dell'energia elettrica nella città di Seregno, ultima fase della filiera col processo di consegna dell'elettricità all'utente finale dopo la produzione/importazione e la trasmissione. Si realizza attraverso la rete di distribuzione elettrica capillare che serve gli utenti o utilizzatori finali, attraverso punti di consegna dell'elettricità (POD).

Attività residuali

Altre attività residuali gestite dalla società sono:

- **Illuminazione pubblica**

Il settore dell'illuminazione pubblica oggi presenta grandi potenzialità di sviluppo, soprattutto rispetto alle attività di efficientamento energetico, funzionali alla riduzione e razionalizzazione dei consumi, ed a quelle di sviluppo ed applicazione delle nuove tecnologie che permettono di fare di un impianto di illuminazione pubblica il fulcro di tutti i sistemi «Smart City» richiesti dai cittadini e dagli Amministratori comunali. Per questi motivi il 2018 è stato caratterizzato da una rinnovata attenzione ed un particolare impegno nel settore, che ha portato a presentare progetti di finanza ai sensi degli artt. 179, comma 3, e 183, comma 15, del D.Lgs 18 aprile 2016, n. 50. Questi progetti sono stati focalizzati in modo particolare sulle tematiche dell'efficientamento, del risparmio energetico e dello sviluppo delle "reti intelligenti".

- **Centro Ispezioni Metrologiche**

Nel corso del 2018 è proseguita l'attività del Centro Ispezioni Metrologiche di RetiPiù Srl che ha assicurato la copertura di tutte le esigenze aziendali in materia di operazione di verifica dispositivi di conversione del volume associato a contatori gas in conformità a quanto previsto dal D.M. 75/2012.

- **Servizi specialistici intercompany**

RetiPiù gestisce alcuni servizi intercompany finalizzati a fornire attività specialistiche alle altre società del Gruppo, quali la gestione delle infrastrutture informatiche di Gruppo e la consulenza e supporto in attività di comunicazione istituzionale.

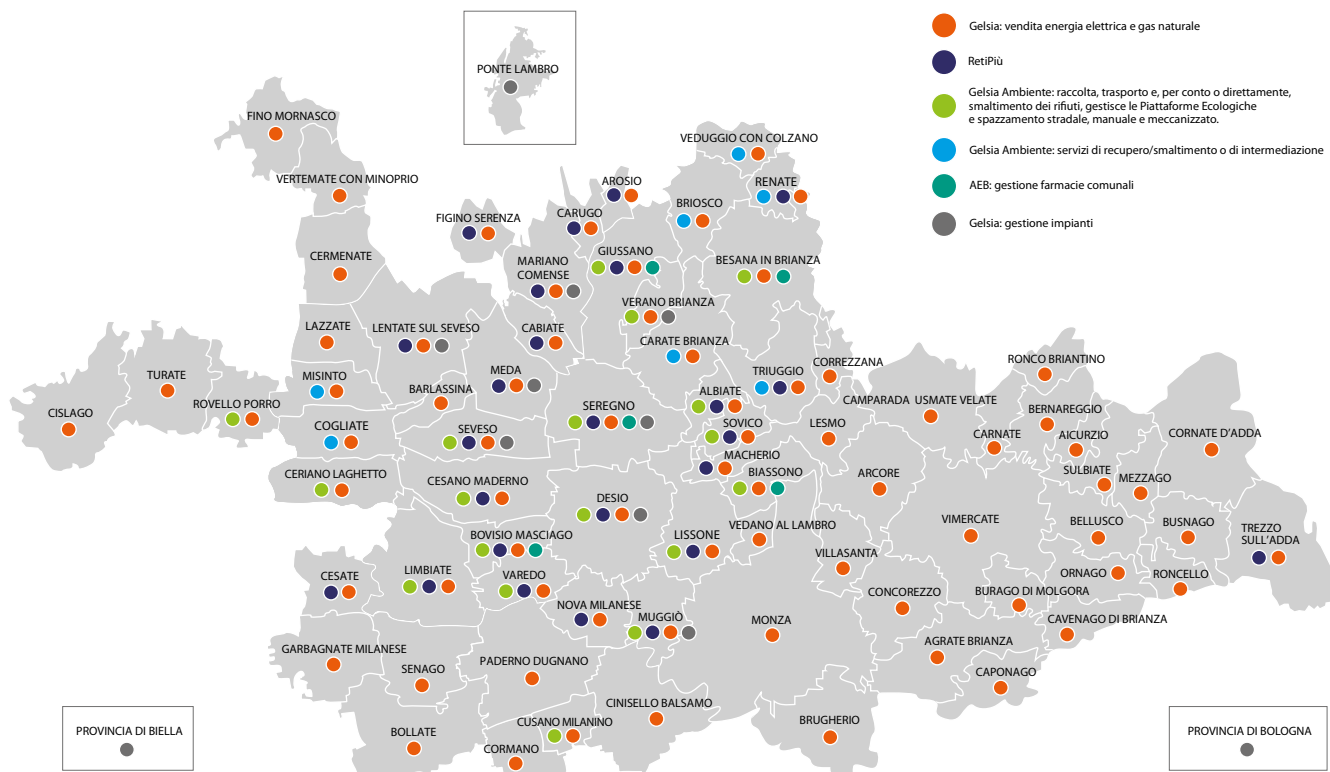


Igiene Ambientale

La società gestisce l'intera filiera del rifiuto in buona parte della Brianza. Pur non possedendo impianti in proprio, oltre alla raccolta, spazzamento, gestione isole ecologiche, gestisce anche gli smaltimenti tramite impianti terzi scelti con gara. Fornisce servizi personalizzati alle aziende private di raccolta e smaltimento dei rifiuti prodotti dalle stesse.

01.04 - AREE GEOGRAFICHE DI ATTIVITÀ

Il Gruppo gestisce le proprie attività essenzialmente nel Nord Italia; la vendita serve anche clienti nel Centro - Sud Italia, anche se in numero limitato; la gestione impianti è operativa soprattutto in Brianza ma serve anche alcuni clienti con impianti di micro cogenerazione nel resto del Nord Italia.



0.2 SCENARIO E MERCATO

02.01 - NORMATIVA SERVIZI PUBBLICI

Il Parlamento, con legge 7 agosto 2015, n. 124, ha delegato il Governo ad adottare decreti legislativi per il riordino della disciplina in materia di partecipazioni societarie delle amministrazioni pubbliche e della disciplina dei servizi pubblici locali di interesse economico generale. Il Governo, in attuazione della delega, ha emanato il D.Lgs. 19 agosto 2016, n. 175 ("Testo unico in materia di società a partecipazione pubblica"), meglio conosciuto come "Decreto Madia", le cui disposizioni hanno ad oggetto la costituzione di società da parte di amministrazioni pubbliche, nonché l'acquisto, il mantenimento e la gestione di partecipazioni da parte di tali amministrazioni, in società a totale o parziale partecipazione pubblica, diretta o indiretta. La Corte Costituzionale con sentenza 251/2016 ha dichiarato l'illegittimità costituzionale delle norme contenute nella legge delega nella parte in cui, pur incidendo su materie di competenza sia statale sia regionale, prevedevano che i decreti attuativi fossero adottati sulla base di una forma di raccordo con le Regioni, che non è quella dell'intesa, ma quella del semplice parere, non idonea a realizzare un confronto autentico con le autonomie regionali. La Corte ha precisato che le pronunce di illegittimità costituzionale, contenute nella decisione, erano circoscritte alle disposizioni di delegazione della legge 124/2015, oggetto del ricorso, e non si estendevano alle relative disposizioni attuative. Ne è derivato che la pronuncia della Corte Costituzionale non ha prodotto effetti diretti sul D.Lgs. n. 175/2016, ma ha bloccato l'iter degli altri decreti legislativi previsti dalla legge delega e non ancora emanati, ossia, per quanto d'interesse, quello riguardante il riordino della disciplina dei servizi pubblici locali di interesse economico generale. Per superare le contestazioni della Corte, il Governo, facendo tutti i passaggi previsti dalla normativa, ha approvato e pubblicato il D.Lgs n. 100/2017, che ha apportato modifiche al decreto 175/2016. Per quanto d'interesse, la normativa in commento ha stabilito che le amministrazioni pubbliche possono mantenere partecipazioni, anche indirette, in società per l'organizzazione e la gestione di un servizio d'interesse ge-

nerale in regime di partenariato con un imprenditore privato, selezionato mediante procedure aperte. Il Decreto contiene anche la disciplina delle società a partecipazione mista pubblico-privata, cui si è fatto riferimento nella predisposizione della "gara a doppio oggetto".

Nel frattempo, il legislatore con la Legge di Bilancio 2019 ha previsto una moratoria delle alienazioni di partecipazioni da parte delle pubbliche amministrazioni, stabilendo che a tutela del patrimonio pubblico e del valore delle quote societarie pubbliche, fino al 31 dicembre 2021, le disposizioni dei commi 4 e 5 del D.Lgs. 175/2016 non si applicano nel caso in cui le società partecipate abbiano prodotto un risultato medio in utile nel triennio precedente alla ricognizione.

Ricognizione degli enti locali soci

Le Amministrazioni Comunali che detengono partecipazioni nelle società del Gruppo hanno adottato, nel 2017, la delibera di revisione straordinaria delle partecipazioni di cui all'art. 24 del D.Lgs 175/2016, successivamente, a fine 2018, la delibera di revisione ordinaria.

I piani straordinari per il riordino delle partecipazioni possedute dei soci del Gruppo hanno confermato il mantenimento delle partecipazioni ad eccezione dei comuni di Muggiò (1,911%) e Trezzo Sull'Adda (3,655%) per le partecipazioni detenute in AEB S.p.A. e dei comuni di Macherio (0,069% in Gelsia Srl e 0,064% in RetiPiù Srl) e Nova Milanese (0,205% in Gelsia Srl e 0,229% in RetiPiù Srl) per le partecipazioni detenute in Gelsia Srl e RetiPiù Srl, che ai sensi dell'art.4 c.1 e art.5 c.1 TUSP hanno deliberato l'alienazione delle partecipazioni.

Il Comune di Seregno, che controlla il Gruppo tramite AEB S.p.A., con la revisione straordinaria ha approvato alcune linee di indirizzo per la razionalizzazione delle partecipazioni detenute e delle strutture operative delle società controllate. Gli indirizzi di razionalizzazione e semplificazione relative al Gruppo e alle società forniti dal Comune di Seregno con la delibera di revisione straordinaria hanno previsto la cessione delle partecipazioni detenute da Gelsia Srl o tramite vendita (Commerciale Gas & Luce Srl) o tramite assegnazioni ai soci (RetiPiù Srl e Gelsia Ambiente Srl), la configurazione della Capogruppo AEB S.p.A. quale vera e propria holding di Gruppo, accentrando in capo alla stessa le funzioni di staff e amministrative del Gruppo, già svolte dalle società controllate. Nel corso del 2018 Gelsia S.r.l., Gelsia Ambiente S.r.l. e RetiPiù S.r.l. hanno identificato il perimetro dei rami d'azienda dei servizi amministrativi da cedere ad AEB S.p.A. In data 27 settembre 2018 sono stati stipulati gli atti di cessione con effetto dal 1° ottobre 2018. Sempre nel 2018 Gelsia Srl ha provveduto a vendere la partecipazione in Commerciale gas & luce e assegnato le altre partecipazioni ai propri soci.

Le Amministrazioni Comunali che con la revisione straordinaria di cui sopra avevano deliberato il mantenimento delle partecipazioni detenute nelle società del Gruppo, a fine 2018 hanno provveduto a deliberare il piano di razionalizzazione periodica previsto dall'art. 20 del TUSP, confermando il mantenimento delle stesse.

Il Comune di Muggiò dopo aver bandito più volte, senza esito positivo, la gara per la cessione della partecipazione in AEB S.p.A., ha ceduto la partecipazione alla stessa nel corso del 2019, ai sensi della vigente normativa. Il Comune di Trezzo sull'Adda, ha bandito una gara per la cessione della partecipazione senza esito positivo. Attualmente ha in corso valutazioni sulla procedura da adottare, anche in considerazione delle modifiche normative intervenute con la legge di bilancio 2019.

Il Comune di Macherio ha già ceduto la partecipazione in Gelsia Srl e, a seguito di gara deserta, sta procedendo alla cessione della partecipazione in RetiPiù Srl, con le modalità previste dall'art. 24 del TUSP.

Con delibera C.C. n. 53 del 27/12/2018 il Comune di Seregno, per rendere il processo di razionalizzazione più efficace e permettere al Gruppo AEB di disporre di una più funzionale struttura di governance accentrata su un unico livello, ha deliberato di ritenere opportuno che i soci di Gelsia S.r.l., Gelsia Ambiente S.r.l. e RetiPiù S.r.l. valutino la possibilità di conferire le proprie partecipazioni in AEB S.p.A., formulando una linea di indirizzo in tal senso ad Ambiente Energia Brianza S.p.A. precisando che l'intera procedura troverà attuazione solamente laddove il Comune di Seregno risulterà comunque mantenere una quota di controllo nella Capogruppo AEB S.p.A. superiore al 50%. In particolare, per quanto riguarda le società controllate la delibera dispone che, nel rispetto delle previsioni contenute nell'articolo 11 del D.Lgs. 175/2016:

- Gelsia S.r.l., RetiPiù S.r.l. possano disporre anche di un organo amministrativo collegiale composto da non più di tre membri, mentre Gelsia Ambiente Srl da un organo amministrativo collegiale composto da tre o cinque membri;
- in relazione alla complessità e rilevanza economico-patrimoniale e finanziaria delle predette società, che impongono il rafforzamento dei compiti di controllo e vigilanza sull'andamento societario e un più ampio controllo sulle deliberazioni degli organi di amministrazione, gli organi di controllo delle società controllate possano essere costituiti, oltre che in forma monocratica, anche in forma collegiale;
- l'adozione delle modifiche statutarie indicate dalla deliberazione del Commissario Straordinario, adottata con i poteri del Consiglio Comunale, n. 1 del 27 ottobre 2017, quanto ai criteri per l'elezione dei consiglieri

di amministrazione al fine di un rafforzamento dei diritti di governance dei soci pubblici di minoranza in RetiPiù S.r.l. e Gelsia S.r.l. sia rimandata all'esito del piano di riunione dei soci pubblici nel capitale della sola Ambiente Energia Brianza S.p.A., verificata alla luce dell'adesione di tali soci al piano di riunione e quindi rivalutata nell'ambito del nuovo contesto.

Con delibera C.C. n. 106 del 19/12/2018 il Comune di Lissone ha approvato l'operazione di razionalizzazione delle partecipazioni detenute nel Gruppo AEB mediante assegnazione delle partecipazioni detenute da Gelsia S.r.l. in RetiPiù S.r.l. e Gelsia Ambiente S.r.l., nonché le linee generali di indirizzo per verificare i termini di un possibile conferimento in AEB S.p.A. delle partecipazioni detenute in RetiPiù S.r.l., Gelsia S.r.l. e Gelsia Ambiente S.r.l.. Anche i comuni di Limbiate e Veduggio, con apposita delibera, hanno aderito alle linee di indirizzo fornite dal comune di Seregno.

Il comune di Nova Milanese si è riservato la facoltà di valutare, nell'ambito del processo di razionalizzazione del Gruppo AEB, di mutare la forma di razionalizzazione decisa per le società RetiPiù S.r.l. e Gelsia S.r.l. Con delibera di Giunta del mese di aprile 2019 ha iniziato il percorso di revisione del piano di razionalizzazione per il conferimento delle partecipazioni in AEB S.p.A.

02.02 - ANDAMENTO DEL MERCATO

Quadro macroeconomico

Il 2018 è stato un anno che ha visto la crescita mondiale attestarsi intorno al +3,7%, come stimato dal Fondo Monetario Internazionale, pur all'interno di un quadro economico in deterioramento a seguito di una serie di tensioni internazionali sorte, prima tra tutte la guerra dei dazi commerciali tra Cina e USA che potrebbe portare ad un rallentamento della crescita globale. Lo stesso FMI stima, infatti, una crescita dell'economia mondiale in riduzione per il 2019 al +3,5%.

Il quadro macro economico è caratterizzato da una caduta dell'attività manifatturiera in particolare in Germania e in Italia, a causa sia della loro specializzazione produttiva sia della spiccata propensione all'esportazione. Il rallentamento di alcune grandi economie emergenti, il deprezzamento dei rispettivi tassi di cambio e il protrarsi della incertezza sulla Brexit, sono ulteriori fattori di tensione economica.

Tutto ciò ha prodotto un rallentamento della crescita europea, cui si è associato il permanere di condizioni di bassa inflazione. Tali condizioni risultano più sfavorevoli per i Paesi maggiormente colpiti dalla crisi di inizio decennio, quali l'Italia.

Il Pil italiano nel 2018 è cresciuto del +0,9% (fonte: Istat), confermando una minor crescita rispetto alla media europea. Il debito pubblico italiano è tornato a salire, attestandosi al 132,1% del Pil contro il 131,3% del 2017, e il rapporto tra deficit e Pil si è stato pari al 2,1%.

La pressione fiscale misurata in rapporto al Pil nel 2018 è rimasta stabile al 42,2% allo stesso livello del 2017. Venendo alle previsioni per i prossimi anni, il Fondo Monetario Internazionale e la Banca d'Italia prevedono per il 2019 un Pil nazionale pari a +0,6%.

Il FMI individua nei più alti costi di indebitamento, in quanto i tassi sul debito sovrano restano elevati, e nei timori sorti sui mercati riguardanti i rischi sovrani e finanziari, alcune delle cause che impattano sulla domanda interna, aggiungendo che un protratto periodo di tassi sovrani elevati metterebbe sotto ulteriore stress le banche italiane, pesando sull'attività economica e peggiorando le dinamiche del debito.

Lo stesso FMI prevede per l'Italia un Pil in crescita del +0,9% per il 2020 e del +1,0% nel 2021.

Per quanto concerne l'inflazione nell'Area Euro, secondo le previsioni di dicembre formulate dagli esperti della BCE, dovrebbe aumentare gradualmente dall'1,6% del 2019 all'1,7% nel 2020 per attestarsi all'1,8% nel 2021. Relativamente all'Italia è previsto un tasso d'inflazione all'1,3% nel 2019 (fonte: Banca d'Italia).

Vendita Gas metano

Nel mese di dicembre i consumi di gas naturale in Italia hanno fatto registrare una diminuzione del 7,8% rispetto allo stesso mese del 2017, sancendo definitivamente la riduzione dei consumi del 2018 rispetto al 2017. La diminuzione di dicembre è stata determinata da una minore domanda di gas naturale proveniente da tutti e tre i principali segmenti di utilizzo, con i prelievi termoelettrici che sono risultati pari a 2.138 milioni di Smc (-195 milioni di Smc circa rispetto a dicembre 2017), mentre i consumi residenziali e industriali sono risultati rispettivamente pari a 5.372 milioni di Smc e 1.149 milioni di Smc (corrispondenti, nell'ordine, a un calo di 442 milioni di Smc e 91 milioni di Smc rispetto a dicembre 2017).

La riduzione complessiva dei consumi nel 2018 è stata del 3,5%, con importazioni in calo del 2,6%. In particolare, la diminuzione delle importazioni è legata ai minori flussi importati via gasdotto (-3,4%), che hanno più che compensato l'incremento delle importazioni di gas naturale liquefatto (+3,4%). Lato consumi, il calo della do-

manda complessiva è da imputare principalmente alla flessione della richiesta termoelettrica (-8%), mentre sia la domanda industriale che quella residenziale sono calate di un punto percentuale. La produzione nazionale si è ridotta del 2,2%, mentre per quanto riguarda gli stoccaggi si è registrato un maggior utilizzo delle infrastrutture, sia in fase di erogazione che in fase di iniezione. Le contingenze meteorologiche verificatesi durante i primi mesi dell'anno hanno portato ad un utilizzo consistente del gas a scorta a ridosso dell'inizio dell'Anno Stoccaggio 2018, obbligando poi gli operatori a reintegrare adeguatamente le scorte durante la stagione di riempimento. Il 2018 ha visto anche un progressivo rialzo dei prezzi, registrando tra fine febbraio e ottobre una dinamica al rialzo delle quotazioni del gas al PSV.

Vendita energia elettrica

Dopo un periodo di costante diminuzione dei prezzi dell'energia elettrica, le tariffe di fornitura nel 2018 hanno invertito il lungo trend con un rialzo dei prezzi all'ingrosso. I prezzi di fornitura per l'anno solare 2018 (che si sono formati nel corso del 2017) sono stati influenzati da diversi fattori legati alla situazione geopolitica mondiale:

- incertezza causata dallo stop delle centrali nucleari francesi alla fine del 2016;
- scarsa disponibilità idrica che ha condizionato la produzione di energia delle centrali idroelettriche;
- guerra dei dazi tra USA e Cina che ha influenzato il prezzo del petrolio nel mese di aprile di quest'anno;
- questioni geopolitiche legate ai rapporti tra Usa e Iran e le tensioni in Siria;
- fondamentali di mercato (domanda robusta, riduzione scorte degli USA, tagli OPEC).

Nel corso del 2018, infatti, si è confermato non solo un rialzo, ma anche un andamento anomalo rispetto agli anni precedenti. Dal febbraio 2018, il calendar 2019 ha iniziato una progressiva crescita che ha portato da una quotazione intorno ai 47€/MWh agli oltre 72€/MWh. Il rialzo dei prezzi si è realizzato in particolare tra fine febbraio e ottobre (+13 €/MWh circa), toccando il suo picco a settembre (+28 €/MWh sul 2017), e risulta strettamente correlato all'analoga dinamica registrata dalle quotazioni del gas al PSV e a un livello di acquisti nazionali che nei mesi, con poche eccezioni in estate, si colloca ai massimi dell'ultimo quinquennio (291,8 TWh). L'effetto rialzista risulta peraltro in parte mitigato dall'elevato livello raggiunto dalle vendite rinnovabili, di poco inferiori al valore record del 2014.

Occorre ricordare che si tratta di un mercato con Marginal Price; infatti, il prezzo ha subito una flessione/stabilizzazione proprio in piena campagna commerciale, a seguito della pubblicazione delle trimestrali delle grandi multinazionali americane e asiatiche che ha rilevato un rallentamento della crescita economica a livello mondiale rispetto alle previsioni di inizio anno.

Questo rallentamento è stato confermato anche nel Press Release Database della European Commission datato 12 luglio 2018. La frenata attesa nel 2019 riguarda soprattutto i Paesi emergenti, ma tocca anche gli USA e l'Europa.

Se le previsioni di crescita economica saranno confermate, allora il mercato potrebbe subire una flessione in uscita dal periodo invernale, anche se il mercato attualmente sta registrando un periodo critico per alcuni provider, che sono già usciti dal mercato o che stanno uscendo.

Nel complesso, le Fer fanno segnare un +14,4% a 95,5 TWh, mentre le fonti tradizionali, in calo a 149,6 TWh (-8%) risentono in particolare del -18,4% del carbone. La quota delle vendite da Fer guadagna quasi 5 punti percentuali salendo al 38,6%, con l'idrico al 20% e l'eolico a quasi il 7%, mentre le quote del gas e del carbone scendono rispettivamente al 45,6% (-2,7%) e al 7,1% (minimo storico, -1,6%). Le vendite nazionali si mostrano in debole calo sull'anno precedente, a 247,5 TWh (-0,3%), restando comunque sui valori più alti degli ultimi cinque anni. In ripresa invece l'import a 48,1 TWh (+9,1%).

Sostanzialmente stabile sul massimo storico del 2017 la liquidità del Mgp (72,0%), con i volumi di borsa al valore più alto dell'ultimo decennio. A livello zonale i prezzi di vendita, in diffuso aumento, convergono a 59-61 €/MWh nelle zone peninsulari e in Sardegna, tornando a ridosso dei 70 €/MWh in Sicilia. Nel Mercato a Termine dell'energia elettrica l'Annuale 2019 baseload chiude il periodo di trading a 67,40 €/MWh, mostrando aspettative al rialzo dei prezzi per l'anno in corso.

Alcuni operatori, per l'anno a venire, stimano un aumento del costo dell'energia elettrica del 20-30%, che ricadrebbe anche sulle materie prime e semilavorati.

Con il DL "Milleproroghe" è slittata al 2020 la fine del mercato di maggior tutela, data che potrebbe avere un significativo impatto sul disegno competitivo del mercato.

Distribuzione gas metano

Il servizio di distribuzione gas metano è un servizio pubblico locale, normato dal D.Lgs 23 maggio 2000, n. 164, che consiste nel trasporto del gas, attraverso reti di gasdotti locali, dai punti di consegna presso le cabine di riduzione e misura interconnesse con le reti di trasporto (REMI) fino ai punti di riconsegna presso i clienti finali (PDR). Nell'ambito delle attività di distribuzione gas, svolte in regime di concessione, RetiPiu' Srl deve garantire:

- la connessione alle reti gestite a tutte le società di vendita autorizzate alla commercializzazione nei confronti dei clienti finali che ne facciano richiesta. Il rapporto tra le società di distribuzione e le società di vendita è regolato da un apposito documento, definito "Codice di Rete", nel quale sono precisate le prestazioni svolte dal distributore, suddivise fra quelle principali (servizio di distribuzione del gas; gestione tecnica dell'impianto distributivo, ecc.), accessorie (esecuzione di nuovi impianti; modifica o rimozione di impianti esistenti; attivazione, disattivazione, sospensione e riattivazione della fornitura ai clienti finali; verifica del Gruppo di misura su richiesta dei clienti finali, ecc.) e opzionali (manutenzione dei gruppi di riduzione e misura di proprietà dei clienti finali, ecc.);
- la continuità e sicurezza dei servizi, nel rispetto delle norme tecniche e delle regole imposte dall'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (Autorità). L'attuale normativa stabilisce le condizioni tecniche e procedurali relative ai servizi gestiti, le condizioni economiche e le tariffe da applicare, i livelli minimi di qualità dei servizi da garantire, gli indennizzi previsti in caso di mancato rispetto degli standard di qualità dei servizi erogati.

Il mercato della distribuzione è stato oggetto di una notevole concentrazione, che ha visto passare il numero degli operatori attivi dai 774 del 1998, agli attuali 227, con una riduzione di più del 70%. Il processo di concentrazione sembra aver subito una battuta di arresto a partire dal 2011, probabilmente a causa dell'avvio della definizione del contesto normativo di inquadramento delle gare per il rinnovo delle concessioni del servizio sulla base degli Ambiti Territoriali Minimi, che ha visto introdurre numerose e sostanziali novità nel settore.

Oggi la concentrazione del mercato è la seguente e RetiPiu' Srl, con quasi 210.000 punti di riconsegna gestiti si colloca tra i grandi operatori.

OPERATORI *	2017	2016	2015	2014	2013	2012	2011	2010	2009	2008
PER NUMERO CLIENTI FINALI (PDR)	211	218	226	228	228	226	227	235	251	272
Molto grandi	7	8	8	8	7	8	9	9	9	8
Grandi	20	20	22	22	26	27	25	23	25	27
Medi	22	22	22	20	20	18	18	23	22	27
Piccoli	105	110	114	117	115	112	114	112	119	123
Piccolissimi	57	58	60	61	60	61	61	68	76	87
PER VOLUME DISTRIBUITO - M(m³)	31.568	31.078	31.184	29.470	34.241	33.913	34.295	36.336	34.048	33.923
Molto grandi	19.967	19.511	18.375	17.414	19.553	19.309	19.677	21.016	19.023	17.286
Grandi	5.887	5.843	7.099	6.754	8.682	8.834	8.591	8.243	8.355	8.954
Medi	2.386	2.240	2.228	2.020	2.227	2.034	2.015	2.912	2.574	3.403
Piccoli	3.136	3.290	3.297	3.105	3.578	3.512	3.780	3.909	3.797	3.937
Piccolissimi	192	194	184	176	202	223	233	257	298	342

* Molto grandi: operatori con più di 500.000 clienti. Grandi: operatori con un numero di clienti compreso tra 100.000 e 500.000. Medi: operatori con un numero di clienti compreso tra 50.000 e 100.000. Piccoli: operatori con un numero di clienti compreso tra 5.000 e 50.000. Piccolissimi: operatori con meno di 5.000 clienti. Fonte: Autorità - Indagine annuale sui settori regolati.

Rispetto agli operatori, RetiPiu' Srl, è il primo operatore della distribuzione gas nella Provincia di Monza e Brianza e tra i primi 10 a livello nazionale.

Il servizio di distribuzione del gas naturale è stato oggetto nell'ultimo decennio di numerosi interventi legislativi, il più importante dei quali, contenuto nell'art. 46 bis del D.L. 159/2007 e nei successivi decreti ministeriali, ha portato alla definizione di 177 Ambiti Territoriali Minimi (ATEM) sulla base dei quali dovranno essere svolte le gare per il rinnovo di tutte le attuali 6.470 concessioni comunali. Lo scopo di tale intervento normativo è stato di "...garantire al settore della distribuzione di gas naturale maggiore concorrenza e livelli minimi di qualità dei servizi essenziali, secondo l'identificazione di bacini ottimali di utenza" gestiti "...in base a criteri di efficienza e riduzione dei costi", agevolando "...le relative operazioni di aggregazione", prevedendo di conseguenza che i singoli enti locali appartenenti a ciascun ATEM affidino tale servizio tramite gara unica a un unico operatore.

A questa previsione sono seguiti numerosi provvedimenti che hanno prodotto un articolato e complesso quadro normativo con il fine di definire tutti gli aspetti di gara.

Il 1° aprile 2011 è entrato in vigore il Decreto 19 gennaio 2011, intitolato "Determinazione degli ambiti territoriali del settore della distribuzione del gas naturale", che ha fissato in 177 il numero degli Ambiti Territoriali Minimi e stabilito l'impossibilità degli Enti Locali di indire individualmente la gara per l'affidamento delle concessioni gas.

Il 5 maggio 2011 è entrato in vigore il Decreto Interministeriale 21 aprile 2011, recante "Disposizioni per governare gli effetti connessi ai nuovi affidamenti delle concessioni di distribuzione gas in attuazione del comma 6, dell'art. 28 del Decreto Legislativo 23 maggio 2000, n.164, recante norme comuni per il mercato del gas", che stabilisce l'obbligo di assunzione da parte del gestore di un numero complessivo di lavoratori determinato da un valore soglia minimo di 1.500 PdR per addetto.

Il 29 giugno 2011 è entrato in vigore il D.Lgs 1 giugno 2011, n. 93, il cui art. 24, comma 4, stabilisce che "...a decorrere dalla data di entrata in vigore del presente decreto le gare per l'affidamento del servizio di distribuzione sono effettuate unicamente per ambiti territoriali di cui all'articolo 46-bis, comma 2, del decreto-legge 1° ottobre 2007, n. 159, convertito, con modificazioni, dalla legge 29 novembre 2007, n. 222".

Il 18 ottobre 2011 è stato pubblicato il Decreto interministeriale contenente l'elenco dei comuni che rientrano in ciascuno dei 177 ATEM.

Con il decreto ministeriale 12 novembre 2011, n. 226, è stato adottato il Regolamento per i criteri di gara e per la valutazione dell'offerta per l'affidamento del servizio di distribuzione del gas naturale (di seguito: Regolamento gare). Tale Regolamento gare prevede che gli Enti locali concedenti, appartenenti a ciascun ambito, demandino, in linea generale, al Comune capoluogo di provincia il ruolo di stazione appaltante per la gestione delle gare per l'affidamento del servizio, che ha il compito di preparare e pubblicare il bando di gara e il disciplinare di gara e di svolgere e aggiudicare la gara per delega degli Enti locali concedenti. In particolare, nello svolgere dette attività la stazione appaltante deve attenersi agli schemi e alle indicazioni del bando di gara tipo e del disciplinare di gara tipo - di cui, rispettivamente agli allegati 2 e 3 del medesimo Regolamento gare - giustificando eventuali scostamenti; al termine di tali attività, la stazione provvederà ad inviare il bando di gara e il disciplinare di gara, insieme alla nota giustificativa degli scostamenti, all'Autorità, la quale può inviare proprie osservazioni alla stazione appaltante, entro trenta giorni. Lo stesso Regolamento gare, all'articolo 3, ha previsto anche poteri sostitutivi della Regione, nel caso in cui gli Enti locali concedenti non abbiano identificato la stazione appaltante o qualora la stazione appaltante non abbia pubblicato il bando di gara, prevedendo specifiche scadenze dei termini. Nello specifico, l'Allegato 1 del Regolamento gare elenca, per ogni ambito, la data limite entro la quale la provincia, in assenza del comune capoluogo di provincia, convoca i comuni d'ambito per la scelta della stazione appaltante e da cui decorre il tempo per l'eventuale intervento della Regione.

Successivamente, il decreto legislativo 1 giugno 2011, n. 93 è intervenuto a disciplinare il riconoscimento in tariffa del valore di rimborso delle reti esistenti (VIR) da riconoscere al gestore uscente, precisando che l'Autorità, limitatamente al primo periodo di esercizio delle concessioni assegnate per ambiti territoriali minimi, riconosce in tariffa al gestore entrante l'ammortamento della differenza tra il valore di rimborso e il valore delle immobilizzazioni nette, al netto dei contributi pubblici in conto capitale e dei contributi privati relativi ai cespiti di località (RAB).

Il 13 dicembre 2012 l'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente con la Delibera n. 532/2012/R/ gas ha dato attuazione alle disposizioni dell'articolo 4, comma 7, del Decreto sui criteri di gara n. 226/11, stabilendone le regole, i dati ed i formati per l'invio dello stato di consistenza delle reti alle stazioni appaltanti.

Il 5 febbraio 2013 il Ministro dello Sviluppo Economico, su proposta dall'Autorità con la Delibera n. 514/2012/R/gas del 6 dicembre 2012, ha approvato il contratto di servizio tipo per lo svolgimento dell'attività della distribuzione del gas naturale ai sensi dell'articolo 14 del Decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164.

Il decreto-legge 23 dicembre 2013, n. 145, convertito con modificazioni, dalla legge 21 febbraio 2014, n. 9, ha modificato in modo sostanziale l'art. 15, comma 5, D.Lgs. n. 164/2000, che stabiliva che al gestore uscente fosse riconosciuto un rimborso costituito dal cosiddetto V.I.R. (Valore Industriale Residuo). In particolare, il provvedimento stabilisce che il rimborso riconosciuto ai gestori uscenti del servizio di distribuzione gas, titolari degli affidamenti e delle concessioni in essere nel periodo transitorio, è calcolato nel rispetto di quanto stabilito nelle convenzioni o nei

contratti, e, per quanto non desumibile dalla volontà delle parti, anche per gli aspetti non disciplinati dalle medesime convenzioni o contratti, in base alle linee guida su criteri e modalità operative per la valutazione del valore di rimborso, che il Ministero dello Sviluppo Economico può predisporre, ai sensi dell'articolo 4, comma 6, del Decreto Legge n. 69/13, convertito, con modificazioni, dalla Legge n. 98/13. In ogni caso, dal valore di rimborso sono detratti i contributi privati relativi ai cespiti di località, valutati secondo la metodologia della regolazione tariffaria vigente. Qualora il valore di rimborso risulti maggiore del 10% del valore delle immobilizzazioni nette di località calcolate nella regolazione tariffaria, al netto dei contributi pubblici in conto capitale e dei contributi privati relativi ai cespiti di località, l'ente locale trasmette le relative valutazioni di dettaglio del valore di rimborso all'Autorità, per la verifica prima della pubblicazione del bando di gara. Delle osservazioni dell'Autorità terrà conto la stazione appaltante, ai fini della determinazione del valore di rimborso da inserire nel bando di gara.

Con il decreto 22 maggio 2014 del Ministero dello Sviluppo Economico, in conformità con il Regolamento Gare, sono stati definite le linee guida, i criteri e le modalità operative da utilizzare per la valutazione del rimborso degli impianti di distribuzione. Avverso questo provvedimento RetiPiu' Srl, unitamente ad altri operatori della distribuzione, ha presentato ricorso al TAR del Lazio in data 19 settembre 2014.

Il DL 24 giugno 2014, n. 91, convertito con modificazioni dalla Legge 11 agosto 2014 n. 116, prevede che nella determinazione del valore di rimborso al gestore uscente nel primo periodo si segua la metodologia specificata nei contratti solo se stipulati prima dell'11 febbraio 2012, data di entrata in vigore del DM 11 novembre, 2011 n. 226, altrimenti si deve fare riferimento alle linee guida predisposte da MISE, approvate con DM 22 maggio 2014. Stabilisce, inoltre, un'ulteriore proroga dei termini per la pubblicazione del bando di gara per gli ambiti dei primi sei raggruppamenti, ai fini dell'intervento sostitutivo della regione e delle penali previste dall'art. 4, comma 5, del DL 21 giugno 2013, n. 69.

Con la delibera 26 giugno 2014, n. 310/2014/R/GAS, l'Autorità ha disciplinato gli aspetti metodologici per l'identificazione delle fattispecie con scostamento tra VIR e RAB superiore al 10% e le modalità operative per l'acquisizione da parte dell'Autorità dei dati relativi al VIR, necessari per le verifiche di cui al DL 145/13. La deliberazione definisce inoltre le procedure per la verifica degli scostamenti tra VIR e RAB superiori al 10%, in attuazione delle disposizioni dell'articolo 1, comma 16, del medesimo decreto-legge. Successivamente, in data 7 agosto 2014, con la delibera n. 414/2014/R/GAS, l'Autorità ha definito i valori di riferimento funzionali alla determinazione dei costi unitari benchmark da utilizzare nell'analisi per indici di cui all'articolo 16, comma 1, della deliberazione 26 giugno 2014, 310/2014/R/gas, ai fini della verifica degli scostamenti tra VIR e RAB, ai sensi dell'articolo 1, comma 16, del decreto-legge 145/13. Avverso questo provvedimento RetiPiu' Srl, unitamente ad altri operatori della distribuzione, ha presentato ricorso al TAR del Lombardia in data 10 novembre 2014.

In data 24 luglio 2014, con delibera 367/2014/R/gas, l'Autorità ha completato il quadro normativo per il quarto periodo regolatorio del servizio di distribuzione del gas naturale (2014-2019), integrando le disposizioni già approvate con la delibera 573/2013/R/gas con norme specifiche per le future gestioni d'Ambito. Il contenuto principale del provvedimento riguarda il riconoscimento tariffario dello stock di asset di proprietà del gestore uscente, che l'Autorità ha stabilito di differenziare distinguendo tra i casi in cui il gestore entrante è diverso dal gestore uscente e quelli in cui il gestore entrante coincide con quello uscente. Avverso questo provvedimento RetiPiu' Srl, unitamente ad altri operatori della distribuzione, ha presentato ricorso al TAR del Lombardia in data 07 novembre 2014. Ricorso che è stato respinto con sentenza del 19 ottobre 2015. Sentenza appellata al Consiglio di Stato, in data 16 gennaio 2016. Il decreto ministeriale 20 maggio 2015, n. 106 che ha modificato il Regolamento gare per renderlo congruente con le novità legislative intervenute dopo la sua emanazione e con la regolazione del IV periodo tariffario (2014-2019), definisce le modalità operative da seguire per il rispetto del criterio di gara relativo agli interventi di efficienza energetica nell'ambito ed esplicita i chiarimenti all'art.5 sul calcolo del valore di rimborso già forniti con le Linee Guida su criteri e modalità applicative per la valutazione del valore di rimborso degli impianti di distribuzione del gas naturale, approvate con DM 22 maggio 2014.

Nella versione originaria, il Regolamento gare conteneva un cronoprogramma per lo svolgimento delle gare, cadenzato sulla base delle date limite previste per l'intervento sostitutivo della Regione, in caso di mancato avvio della gara da parte dei Comuni. Secondo tale cronoprogramma, le gare per l'affidamento del servizio nei 177 ATEM, avrebbero dovuto svolgersi in un arco temporale di 3 anni a partire dal 2012, declinate in 8 raggruppamenti. Le date limite individuate nel Regolamento gare, sono state oggetto di diversi interventi di modifica, a partire dal decreto-legge 21 giugno 2013, n. 69, convertito, con modificazioni, nella legge 9 agosto 2013, n. 98 (di seguito: decreto-legge 69/13) e successivamente con il decreto-legge 145/2013, con il decreto-legge 24 giugno 2014, n. 91, convertito con modificazioni dalla legge 11 agosto 2014, n. 116, con il decreto legge 31 dicembre 2014, n. 192, come convertito dalla legge 27 febbraio 2015, n. 11 e in ultimo con la legge 21/16. In particolare, la legge 21/16 prevede, all'articolo 3, comma 2-bis, ulteriori rinvii rispettivamente di dodici mesi per gli ambiti del primo raggruppamento, di quattordici mesi per gli ambiti del secondo raggruppamento, di tredici mesi per gli ambiti del terzo,

quarto e quinto raggruppamento, di nove mesi per gli ambiti del sesto e settimo raggruppamento e di cinque mesi per gli ambiti dell'ottavo raggruppamento, in aggiunta alle proroghe già vigenti alla data di entrata in vigore della legge di conversione in analisi. Inoltre, la norma ha cassato sia il potere sostitutivo statale in caso di inerzia della Regione, sia l'applicazione delle penalizzazioni economiche per gli enti locali nei casi in cui gli stessi non avessero rispettato i termini per la scelta della stazione appaltante. In secondo luogo, la nuova previsione ha definito che, scaduti tali termini, la Regione competente sull'ambito assegni alle stazioni appaltanti ulteriori sei mesi per adempiere, decorsi i quali avvia la procedura di gara attraverso la nomina di un commissario ad acta. Trascorsi due mesi dalla scadenza di tale termine senza che la Regione competente abbia proceduto alla nomina del commissario ad acta, il Ministro dello Sviluppo Economico avvia a gara, nominando il commissario.

Con la delibera dell'Autorità 645/2015/R/gas, sono state apportate alcune modifiche alla RTDG in materia di determinazione della stratificazione del valore di rimborso a seguito delle gare per ambito di concessione

Con la delibera 14 gennaio 2016, 10/2016/R/gas, l'Autorità ha aggiornato, per il triennio 2016-2018, il tasso di interesse da applicare per la determinazione del rimborso, a favore dei gestori uscenti, degli importi per la copertura degli oneri di gara di cui al decreto interministeriale n. 226/11, secondo le modalità definite con la delibera 3 luglio 2014, 326/2014/R/gas.

L'autorità, il 27 gennaio 2016, ha reso pubblici ulteriori chiarimenti in merito sia alla pubblicazione dei bandi di gara per l'affidamento del servizio senza l'osservanza degli obblighi imposti dall'art. 15, comma 5, del decreto legislativo n. 164/00, in materia di scostamenti tra i valori di rimborso ed i valori degli asset ai fini regolatori, sia agli obblighi previsti dall'art. 9, comma 2, del decreto interministeriale n. 226/11, in materia di bandi di gara.

Con la determina 5 febbraio 2016, 4/2016 – DIUC, è stata definita la stratificazione standard del VIR, ai sensi dell'art. 25, comma 3, della RTDG.

La Legge n. 21 del 25/02/2016 ha previsto un'altra proroga dei termini per la pubblicazione dei bandi di gara. Nello specifico per gli ambiti appartenenti al primo raggruppamento di cui allegato 1 del DM 226/2011 il termine massimo è stato ulteriormente posticipato di 12 mesi; per gli ambiti appartenenti al secondo, 14 mesi; per quelli del terzo, quarto e quinto raggruppamento, 13 mesi; per gli ambiti del sesto e settimo lotto, 9 mesi; 5 mesi per gli ambiti dell'ottavo raggruppamento. La stessa norma, ha regolamentato le tempistiche degli interventi sostitutivi delle Regioni, o, in ultima istanza, del Mi.SE ed ha abrogato le sanzioni per il ritardo in precedenza previste a carico dei Comuni.

In data 8 marzo 2016, a fronte del mancato avvio delle procedure di gara per l'assegnazione del servizio di distribuzione gas naturale sul modello degli ambiti territoriali ottimali, l'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente e l'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato, con le rispettive segnalazioni 86/2016/I/gas e S2470, hanno ritenuto di segnalare a Governo e Parlamento le diverse problematiche presenti, ritenendo che queste rappresentino un ostacolo alla piena realizzazione della riforma del settore e limitino l'effettivo confronto concorrenziale previsto dalla normativa. Nello specifico, ai fini di garantire l'assoluto e rigoroso rispetto delle nuove tempistiche, di massimizzare la partecipazione alle gare e la regolarità del loro svolgimento, nonché di minimizzare gli eventuali contenziosi, le Autorità hanno proposto l'adozione di misure di razionalizzazione e semplificazione delle procedure, la reintroduzione di meccanismi sanzionatori nel caso di mancato rispetto delle tempistiche per la pubblicazione dei bandi di gara e l'eliminazione di alcune ingiustificate barriere alla partecipazione alle procedure.

Con la deliberazione 18 maggio 2017 344/2017/R/gas l'Autorità ha introdotto una semplificazione dell'iter di analisi degli scostamenti VIR-RAB disciplinato dalla deliberazione dell'Autorità 310/2014/R/gas per i casi in cui i Comuni attestino l'integrale applicazione delle Linee guida 7 aprile 2014 predisposte dal Ministero per lo Sviluppo Economico. Sono esclusi i casi in cui siano state applicate alcune disposizioni delle Linee guida 7 aprile 2014 in combinazione con valutazioni basate su accordi riportati nelle concessioni o in convenzioni tra le parti. Come indicato nella deliberazione le semplificazioni non si applicano per valori di rimborso relativi alle reti di distribuzione situate nel Comune dell'ambito con il maggior numero di punti di riconsegna e negli altri Comuni dell'ambito con oltre 100.000 abitanti e con oltre 10.000 punti di riconsegna. Nei casi in cui si applicano le semplificazioni l'Ente locale non deve trasmettere (per il tramite della stazione appaltante) la documentazione di dettaglio prevista dall'articolo 9, comma 9.1, della deliberazione 310/2014/R/GAS, ma deve rendere disponibile, tale documentazione su richiesta dell'Autorità. Le previsioni della deliberazione 344/2017/R/gas si applicano a partire dalla data di entrata in vigore della medesima deliberazione. Pertanto non si applicano ai Comuni già acquisiti a piattaforma informatica VIR-RAB prima della data di pubblicazione della medesima deliberazione (19 maggio 2017), per i quali è in corso l'iter di valutazione degli scostamenti VIR-RAB da parte degli Uffici dell'Autorità.

L'articolo 1, comma 93, della legge 4 agosto 2017 n. 124, integra le disposizioni del decreto legislativo 164/00 e, in particolare introduce ulteriori semplificazioni rispetto all'obbligo, posto in capo alle stazioni appaltanti, di trasmettere all'Autorità le valutazioni di dettaglio relative ai valori di rimborso (VIR) che risultino maggiori del 10 per cento del valore delle immobilizzazioni nette di località calcolate nella regolazione tariffaria. Inoltre, l'articolo 1, comma 94,

della legge 124/17, ai fini dell'attuazione di quanto previsto dall'articolo 9, comma 2, del regolamento di cui al decreto 226/11, prevede che l'Autorità, con propri provvedimenti, definisca procedure semplificate di valutazione dei bandi di gara, applicabili nei casi in cui tali bandi siano stati redatti in aderenza al bando di gara tipo, al disciplinare tipo e al contratto di servizio tipo, precisando che in ogni caso, con riferimento ai punteggi massimi previsti per i criteri e i sub-criteri di gara dagli articoli 13, 14 e 15 del citato regolamento di cui al decreto 226/11, la documentazione di gara non possa discostarsi se non nei limiti posti dai medesimi articoli con riguardo ad alcuni sub-criteri. Il 7 agosto 2017 L'Autorità ha pubblicato i chiarimenti sulla riconoscibilità tariffaria degli investimenti indicati nei piani di sviluppo dell'impianto, di cui all'articolo 15 del decreto 226/11, e sui criteri per i riconoscimenti tariffari nei casi di disaccordo tra Ente locale concedente e gestore uscente, di cui all'articolo 5, comma 16, del medesimo decreto

L'Autorità, con la deliberazione 613/2017/R/com del 7 settembre 2017, ha stabilito di avviare specifici procedimenti, rispettivamente in materia di iter per la valutazione dei valori di rimborso in relazione allo svolgimento delle gare d'ambito per l'affidamento del servizio di distribuzione del gas naturale, per adeguare le disposizioni della deliberazione 310/2014/R/GAS in relazione a quanto previsto dall'articolo 1, comma 93, della legge 124/17; in materia di iter di valutazione dei bandi di gara, in relazione allo svolgimento delle gare d'ambito per l'affidamento del servizio di distribuzione del gas naturale, per integrare le disposizioni contenute nella deliberazione 113/2013/R/GAS sulla base di quanto previsto dall'articolo 1, comma 94, della legge 124/17;

In data 02 novembre 2017, l'Autorità ha avviato la consultazione 734/2017/R/gas per illustrare i propri orientamenti in materia di semplificazione degli iter per la valutazione dei valori di rimborso (VIR) e degli iter di valutazione dei bandi di gara relativi all'affidamento del servizio di distribuzione del gas naturale, in ottemperanza alle disposizioni di cui alla legge 4 agosto 2017, n. 124.

Con la Delibera 905/2017/R/gas del 27 dicembre 2017, l'Autorità dà attuazione alle disposizioni della legge concorrenza (legge n. 124/2017) in relazione alle gare per l'affidamento del servizio di distribuzione del gas naturale, introducendo nella regolazione percorsi semplificati per la valutazione degli scostamenti VIR-RAB e per la valutazione dei bandi di gara. Il provvedimento, che segue specifica consultazione (dco 734/2017/R/GAS), con riferimento agli scostamenti VIR-RAB, approva il "Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità in materia di determinazione del valore di rimborso delle reti di distribuzione del gas naturale ai fini delle gare d'ambito" (Allegato A), nel quale vengono fatte confluire le disposizioni contenute nella deliberazione dell'Autorità 310/2014/R/GAS, s.m.i. Il Testo integrato chiarisce le modalità di determinazione dello scostamento VIR-RAB aggregato d'ambito e conferma gli orientamenti del documento di consultazione in relazione alle modalità di certificazione della sussistenza dei presupposti per accedere all'iter semplificato definito dalla legge concorrenza, con l'adozione di schemi-tipo (di prossima definizione da parte degli Uffici dell'Autorità) che dovranno essere utilizzati dagli Enti locali o di soggetti terzi per derogare all'obbligo di trasmissione all'Autorità degli scostamenti VIR-RAB superiori al 10% a livello di singolo Comune. In relazione alla semplificazione dell'iter di valutazione dei bandi di gara, la delibera 905/2017/R/GAS approva il "Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità in materia di iter di valutazione dei bandi di gara" (Allegato B), che conferma quanto prospettato in consultazione con l'introduzione di un percorso semplificato, ulteriore rispetto all'ordinario, che riduce l'ambito delle verifiche da parte dell'Autorità.

Il procedimento di valutazione degli scostamenti VIR-RAB prevede la valutazione della documentazione trasmessa dalle stazioni appaltanti all'Autorità tramite l'apposita piattaforma informatica VIR-RAB e la gestione di una complessa attività istruttoria, nella quale si inseriscono le interlocuzioni con le stazioni appaltanti. Tale procedimento è propedeutico al procedimento di verifica dei Bandi di gara, di cui all'art. 9, comma 2, del decreto interministeriale n. 226/11 e successive modifiche e integrazioni.

Nel Supplemento Ordinario n. 1 alla Gazzetta Ufficiale della Regione Siciliana n. 21 dell'11 maggio 2018, è stata pubblicata la Legge 8 maggio 2018, n. 8, "Legge di stabilità regionale per l'anno 2018", che introduce nuove norme per l'affidamento del servizio di distribuzione gas nella Regione Sicilia. In particolare, la disciplina regionale stabilisce che nella Regione Sicilia le gare per l'assegnazione del servizio gas avvengano per singolo comune e non per ambito territoriale e secondo criteri disomogenei rispetto alla normativa applicata nel resto del territorio italiano. Nella riunione del 6 luglio 2018, il Consiglio dei Ministri ha deliberato di impugnare la suddetta Legge regionale, in particolare nella parte che determinerebbe un'accelerazione su base comunale delle gare per la distribuzione gas, in quanto in contrasto con l'art. 117, comma 2, lettera e) della Costituzione, cioè con le norme a tutela della concorrenza previste a livello centrale dallo Stato, e con l'art. 46-bis del D.L. n. 159/2007 (convertito in L. n. 222/2007), che ha disciplinato – secondo criteri di concorrenza e qualità del servizio pubblico locale – le modalità di svolgimento e i criteri di partecipazione alla gara per l'affidamento della gestione del servizio di distribuzione gas. Con le Determinazioni 11 luglio 2018 n. 8/2018 – DIEU e n. 9/2018 – DIEU dell'11, in attuazione di quanto previsto dall'Allegato A alla delibera n. 905/2017/R/gas, l'Autorità ha aggiornato le disposizioni in materia di acquisizione

della documentazione ai fini della verifica degli scostamenti tra VIR e RAB in regime individuale per Comune, ordinario e semplificato, e per i Comuni ricadenti nel regime semplificato d'ambito ex Legge Concorrenza n. 124/17. Con la Determina 11 luglio 2018 8/2018 – DIEU sono state aggiornate le disposizioni in materia di acquisizione della documentazione ai fini della verifica degli scostamenti tra VIR e RAB per i Comuni ricadenti nel regime ordinario individuale per Comune e nel regime semplificato individuale per Comune ai sensi della deliberazione 905/2017/R/GAS e abrogata la determina 1/2015

Con la Determina 07 agosto 2018 12/2018 – DIEU l'ARERA ha reso note le modalità operative per la determinazione del valore delle immobilizzazioni nette della distribuzione del gas naturale in caso di valori disallineati rispetto alle medie di settore per la verifica degli scostamenti VIR-RAB e ai fini della stima dei valori di cui all'articolo 22 della RTDG per la pubblicazione nel bando di gara. La determinazione del valore netto parametrico delle immobilizzazioni di località avviene a partire dal valore dell'immobilizzato lordo ottenuto in applicazione della formula di cui all'articolo 22 della RTDG, suddiviso tra i soggetti proprietari (Ente/gestore) sulla base del rapporto tra VRN rispetto di spettanza e VRN complessivo, e successivamente stratificato per anno e per cespiti in misura percentuale pari alla suddivisione percentuale dei valori costituenti la stratificazione del VRN, e poi degradato sulla base dei coefficienti di degrado riportati nell'Allegato B alla Determina (il valore parametrico unitario delle immobilizzazioni lorde di località, espresso a prezzi dell'anno 2012, va rivalutato con il deflatore degli investimenti fissi lordi ai fini di renderlo confrontabile con il valore effettivo delle immobilizzazioni lorde di località per metro di rete).

Con la Determinazione 28 dicembre 2018 n. 15/2018 – DIEU, l'Autorità ha aggiornato, per gli anni 2017 e 2018, i valori di riferimento funzionali alla determinazione dei costi unitari da utilizzare nell'analisi per indici relativa alla verifica degli scostamenti VIR/RAB. L'aggiornamento viene effettuato applicando il tasso di variazione del deflatore degli investimenti fissi lordi, pari, rispettivamente, allo 0,30% per l'anno 2017 e allo 0% per l'anno 2018. I valori di riferimento sono utilizzati dall'Autorità per la determinazione del costo medio benchmark:

- di costruzione condotte (fornitura e posa tubazioni, nonché scavo, rinterro e ripristino per grande Area geografica);
- degli impianti di derivazione d'utenza in bassa e media pressione, nonché per ogni metro aggiuntivo di allacciamento interrato e di parte aerea e per ogni PDR aggiuntivo;
- delle opere civili relative a impianti di derivazione d'utenza.

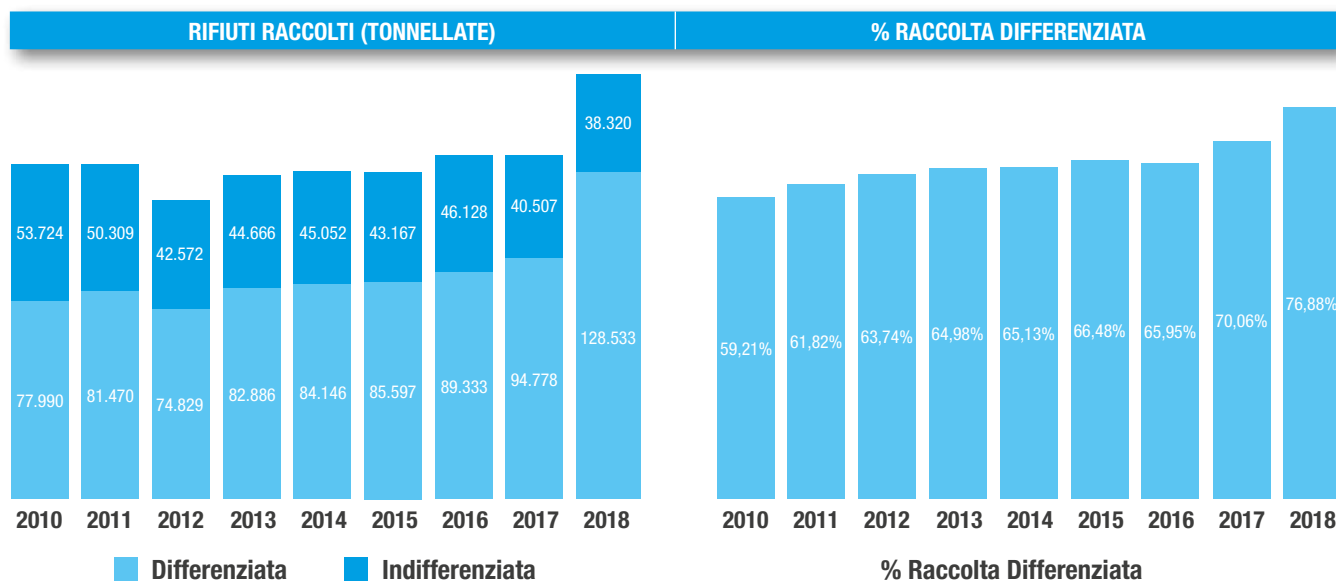
A fronte di un quadro normativo non ancora consolidato e di un atteggiamento dell'ARERA estremamente rigido su tutti gli aspetti valutativi dello scostamento VIR-RAB, continua il ritardo nell'indizione delle gare d'ATEM sul territorio nazionale da parte delle Stazioni Appaltanti.

Igiene ambientale

La Società ha gestito i servizi secondo due regimi contrattuali: il primo periodo (per quasi tutti i comuni sino al 31 luglio 2018) sulla base dei preesistenti contratti di servizio e il secondo periodo, a fare data dal 1 agosto 2018, sulla base dei nuovi contratti di servizio sottoscritti in conseguenza dell'aggiudicazione della gara a doppio oggetto. Per i nuovi comuni affidatari del servizio di raccolta e spazzamento la decorrenza è dipesa dalla scadenza contrattuale con i precedenti gestori (1 ottobre 2018 per i comuni di Cabiato, Giussano, Triuggio e Verano Brianza, 1 dicembre 2018 per Albiate e Sovico e 1 gennaio 2019 per il comune di Briosco). A fine 2018 la Società gestisce il ciclo integrato dei rifiuti in venti Comuni (contro i quattordici dell'anno precedente) e i soli servizi di smaltimento/trattamento rifiuti in altri cinque comuni.

A seguito della crescita del portafoglio gestito la quantità di rifiuti prodotti/raccolti risulta in incremento rispetto a quella dell'anno precedente (+31.568 tonnellate) ma, soprattutto, con un sensibile aumento della percentuale di raccolta differenziata, che passa dal 70,06% del 2017 al 76,88% del 2018 (era al 65,95% nel 2016). Tale sorprendente balzo è imputabile in via prevalente all'introduzione nel corso dell'anno del sacco blu "R-Fid" in altri sei comuni [Desio (gennaio), Cesano Maderno (giugno), Limbiate (novembre), Giussano (novembre), Verano Brianza (novembre), Triuggio (dicembre)], introduzione che è stata accompagnata da una massiva campagna di informazione e sensibilizzazione della cittadinanza.

Il dato complessivo dei rifiuti trattati dalla Società risulta pari a 177.969 tonnellate, considerando la totalità dei comuni gestiti. I risultati operativi sono esplicitati negli istogrammi di seguito riportati (in tonnellate di rifiuti raccolti).



Il 2018 risulta essere il terzo anno di esternalizzazione del servizio di call center; questa scelta era stata effettuata nell'ottica di un miglioramento della qualità commerciale del servizio offerto alla cittadinanza. Se i primi due anni avevano portato miglioramenti in termini di numero di chiamate processate e di diminuzione dei tempi di attesa, il 2018 vede confermata la bontà della scelta effettuata. In particolare, si evidenzia una sensibile riduzione del numero di chiamate abbandonate, segno di una migliore performance complessiva del servizio, il cui livello passa dal 94,47% al 95,12% nonostante l'aumento del tempo complessivo di conversazione e del medio, che passa da 3,34 a 3,41 minuti.

Tabella attività operative svolte tramite call center

DESCRIZIONE	U.M.	ANNO 2018	ANNO 2017
Tempo medio di attesa	minuti	1,09	0,57
Totale chiamate ricevute	N° chiamate	63.013	64.393
Totale connesse con operatore	N° chiamate	59.941	60.833
Totale chiamate abbandonate	N° chiamate	3.072	3.560
Livello di servizio	%	95,12%	94,47%
Totale conversazione	minuti	204.115	203.464
Tempo medio conversazione	minuti	3,41	3,34

Farmacie

I dati 2018 mostrano un'ulteriore contrazione del mercato dei farmaci di classe A, rimborsati dal Servizio sanitario nazionale, confermando quanto affiora periodicamente dal "Monitoraggio della spesa farmaceutica nazionale e regionale", a cura dell'AIFA. Nel 2018 è proseguita anche la generale contrazione del mercato di classe A rimborsato dal SSN nel canale farmacia. Le confezioni rimborsate sono scese dello 0,9% rispetto ai 12 mesi del 2017, mentre la spesa è scesa del 3,8%. Inoltre, il rapporto rileva il calo del 16,6% della spesa relativa ai prodotti ancora coperti da brevetto (-12,6% a confezioni) e la crescita della spesa per gli equivalenti del +8,7% (+3,3% a confezioni) rispetto al precedente anno. Con riferimento alla diffusione degli equivalenti sul territorio nazionale, resta inalterata la tradizionale polarizzazione dei consumi: «Il ricorso alle cure equivalenti – si legge nel rapporto – continua a salire al Nord (36,8% a unità e 27,8% a valori), più lentamente al Centro (27,2% a unità; 21,1% a valori) e al Sud (21,9% a unità e 16,8% a valori), a fronte di una media Italia attestata al 29,7% a confezioni e al 22,7% a valori». Infine, per il canale ospedaliero, «nel 2018 i prodotti equivalenti hanno assorbito il 27,3% del

mercato a volumi e il 6,4% del mercato a valori, in un panorama caratterizzato dalla predominanza assoluta dei prodotti in esclusiva, titolari del 33,5% dei volumi e del 92,8% del giro d'affari di settore».

L'andamento del mercato farmaceutico negli ultimi anni ha portato i grossisti ad aggregarsi per far fronte alla riduzione dei margini e, contemporaneamente, ad entrare direttamente nel segmento finale riguardante la gestione delle farmacie per trattenere valore.

Molti Gruppi, anche internazionali, hanno deciso di investire nel settore rilevando le farmacie sia pubbliche (cedute con gara) che quelle dei privati. L'effetto principale di questo ingresso ha visto incrementare il valore di cessione delle singole farmacie; valore che negli ultimi anni aveva raggiunto i minimi storici.

Questi Gruppi stanno anche alzando il livello di concorrenza del mercato, anche con incremento delle aperture giornaliere fino ad arrivare all'apertura continuativa sull'intero arco della giornata per 365 giorni all'anno.

Nel territorio di riferimento la società è operativa nella gestione delle farmacie con sette punti vendita in Brianza. Nei primi mesi del 2019 si è completata, almeno nei comuni dove la società è presente, la parziale liberalizzazione approvata a suo tempo dal Governo Monti, che ha visto nuove aperture di farmacie: 2 a Giussano; 3 a Seregno, 1 a Biassono, 1 a Bovisio Masciago; inoltre altre farmacie hanno aperto nei comuni limitrofi. L'apertura di nuovi punti vendita all'interno di un mercato dalla domanda stabile, o in flessione, porta conseguentemente ad una riduzione del fatturato per singolo punto vendita. La società, per salvaguardare le proprie quote di mercato, sta operando puntando sul rifacimento e ampliamento di alcuni punti vendita, sul miglioramento del servizio verso il cliente, introducendo anche maggiore flessibilità rispetto agli orari di apertura al fine di intercettare una sempre maggiore fascia di clientela, e su politiche di acquisto che consentano di migliorare la marginalità. Il "progetto farmacie" ha già portato un notevole incremento di fatturato e marginalità e si completerà nel corso del 2019 per raggiungere gli obiettivi prefissati nel biennio successivo.

La crescita interna deve essere accompagnata da una politica di aggregazione di settore; l'aggressività dei competitor necessita di un progressivo incremento del fatturato, condizione essenziale per acquistare a prezzi competitivi, offrire sconti, servizi e gadget ai clienti per fidelizzarli e incrementare la marginalità.

Il progetto aziendale prevede di continuare a operare in piena autonomia e cercare di costituire un importante polo pubblico nel Nord Lombardia con le altre aziende pubbliche del territorio, prioritariamente con i soci del Gruppo che gestiscono in forma diretta o societaria le farmacie.

La società gestisce anche il Centro Sportivo di Seregno, si tratta di un settore che richiede specializzazione e dimensioni importanti. L'attuale gestione dovrebbe concludersi entro il 2020 perché il comune di Seregno sta predisponendo i documenti di gara per affidare il servizio.

Le altre attività operative della società sono residuali e non rientrano nei settori di sviluppo del Gruppo, ma, ad eccezione del servizio lampade votive, riguardano l'utilizzo, anche affidato a terzi, di immobilizzazioni di proprietà della società.

L'evoluzione degli altri settori di interesse del Gruppo, già dettagliata nei bilanci delle singole società, verrà riassunta sinteticamente nel bilancio consolidato.

Cogenerazione, micro cogenerazione, teleriscaldamento, gestione calore e fotovoltaico

Il settore della cogenerazione e teleriscaldamento, negli ultimi anni, ha subito una forte riduzione dei margini dovuta al termine degli incentivi da certificati verdi ed al sensibile calo delle tariffe elettriche, che non è stata compensata da pari riduzione dei costi di approvvigionamento del gas metano.

Il settore è in fase di regolazione da parte di ARERA (Decreto Legislativo n. 102/2014) e nei prossimi mesi l'Autorità dovrà completare il quadro regolatorio, con un periodo transitorio necessario per poter permettere alle società di organizzarsi e, nel contempo, di tutelare i clienti finali.

All'ARERA sono assegnati, tra gli altri, compiti di:

- definizione degli standard di continuità, qualità e sicurezza del servizio;
- definizione dei criteri per la determinazione delle tariffe di allacciamento delle utenze;
- definizione delle tariffe di cessione calore e modalità in cui queste sono rese pubbliche (solo per gli impianti per cui è obbligatorio l'allacciamento per nuove utenze).

Nella situazione attuale non si intravedono interventi normativi atti a sviluppare il settore cogenerazione e teleriscaldamento che, anche a causa della politica energetica dell'ultimo decennio, non è in grado, soprattutto per gli impianti a metano, di garantire la dovuta redditività, se non addirittura il ritorno, degli investimenti realizzati. A questo si aggiunga la continua modifica delle decisioni assunte da alcuni enti, che stanno mettendo in discussione i sistemi di calcolo dei certificati verdi, con consistenti riduzioni anche per il passato e con effetti economici e finanziari consistenti (al riguardo la società ha costituito fondi rischi).

Pure le altre forme di efficientamento, quali il rinnovo di centrali termiche tramite centrali di micro cogenerazioni,

vedono un quadro regolatorio incerto e un atteggiamento sfavorevole da parte di tutti i soggetti coinvolti, che spesso non permette di investire e, quindi, di aumentare l'efficiamento dell'intero sistema energetico. La clientela chiede di ottenere tariffe identiche a quelle del gas metano non volendo riconoscere che non è possibile confrontare un prodotto finito (il calore) con la materia prima che lo produce.

Trasporto energia elettrica

Nell'ambito dell'attività di distribuzione dell'energia elettrica RetiPù Srl gestisce l'ultima fase della filiera col processo di consegna dell'elettricità all'utente finale dopo la produzione/importazione e la trasmissione e si realizza attraverso un'infrastruttura di rete tipica quale è la rete di distribuzione elettrica capillare fino agli utenti o utilizzatori finali, attraverso punti di consegna dell'elettricità (POD). Nel dettaglio l'attività di distribuzione dell'energia elettrica comprende le operazioni di gestione, esercizio, manutenzione e sviluppo delle reti di distribuzione dell'energia elettrica in alta, media e bassa tensione, affidate in concessione, ivi comprese le operazioni fisiche di sospensione, riattivazione e distacco e le attività di natura commerciale connesse all'erogazione del servizio di distribuzione. Il contesto di riferimento di settore è sicuramente più stabile di quello del gas, grazie al fatto che esso è regolamentato dal D.Lgs 16 marzo 1999 n.79, ai sensi del quale l'attività di distribuzione dell'energia elettrica è svolta in regime di concessione rilasciata dal Ministero dell'Industria, del Commercio e dell'Artigianato.

RetiPù Srl è titolare della concessione dell'attività di distribuzione di energia elettrica nel comune di Seregno in scadenza al 31 dicembre 2030. La gara per l'affidamento del servizio predetto deve essere indetta non oltre il quinquennio precedente la scadenza del periodo transitorio e, quindi, non oltre il 31 dicembre 2025.

Centro Sportivo

Il contratto di servizio con il Comune di Seregno è cessato ex lege dal 01.01.2015, in quanto la normativa sui servizi pubblici ha di fatto annullato tutti i contratti di servizio in essere. Attualmente la società sta gestendo in attesa che il comune definisca le nuove modalità di gestione del servizio.

Le tariffe alla clientela vengono definite annualmente in accordo con il comune di Seregno che, dal 2017, si è intestato le forniture idriche ed energetiche ed ha previsto la copertura dei costi previsti a budget non coperti dai ricavi dell'utilizzo degli impianti. La delibera di Consiglio Comunale copre un periodo fino a tutto il 31.10.2020; ne consegue che a tale data la società dovrebbe consegnare gli impianti al nuovo gestore uscendo dal settore.

Illuminazione votiva

La società ha due contratti in essere rispettivamente con il comune di Giussano che scadrà al 2019 e con il comune di Seregno che scadrà al 2050. Alla scadenza dei contratti i due comuni dovranno celebrare apposita gara; il Gruppo deciderà se si tratta di un servizio di interesse e, in caso di interesse, quale società dovrà partecipare alla gara.

Fibra ottica

Gelsia Srl, e in minima parte AEB S.p.A. possiedono infrastrutture in fibra ottica a Seregno e nei comuni limitrofi che utilizzano per i propri impianti e mettono a disposizione, mediamente pagamento di canone di utilizzo, di terzi. Gelsia Srl sta gestendo inoltre un contratto per il comune di Seregno per il collegamento, tramite fibra ottica, di tutti gli edifici pubblici locali che ha permesso notevoli risparmi sul traffico e un servizio di qualità a tutte le scuole presenti sul territorio altrimenti improponibile per gli elevati costi da sostenere.

0.3 EVOLUZIONE DELLA REGOLAZIONE ED IMPATTI SULLE ATTIVITÀ DI INTERESSE DEL GRUPPO

Preciando dagli adeguamenti tariffari intervenuti nei settori di specifico interesse, gli interventi più incisivi sull'operatività delle società di vendita vengono di seguito dettagliati.

03.01 - VENDITA GAS METANO E ENERGIA ELETTRICA

03.01.01 - Quadro regolatorio del mercato della vendita di gas metano

Delibera 108/2017/R/gas "Modalità di determinazione delle condizioni economiche del servizio di tutela del gas naturale, a partire dal 1 gennaio 2018"

Il provvedimento si colloca nell'ambito dell'obiettivo strategico ARERA OS10 relativo allo sviluppo di un maggiore

grado di concorrenza nel mercato retail, anche attraverso la progressiva revisione del perimetro delle tutele di prezzo e prevede in particolare di modificare il TIVG per quanto attiene le condizioni economiche del servizio di tutela con estensione della validità delle attuali modalità di aggiornamento della componente CMEM; variazione delle modalità di aggiornamento della componente CCR; conferma del termine di applicazione delle componenti GRAD. Gli aggiornamenti pubblicati riguardanti la componente CMEM prevedono la modifica dell'art. 6.2 TIVG con estensione della sua applicabilità al massimo al periodo 1° ottobre 2017– 30 settembre 2018 (AT 2017-2018) o comunque fino al termine del regime di tutela di prezzo fissato dal legislatore, se antecedente. La conferma delle attuali modalità di aggiornamento dell'elemento PFOR basate sulle quotazioni forward trimestrali OTC rilevate presso l'hub TTF (tale scelta discende da valutazioni prudenziali dell'ARERA, che ritiene ancora prematuro il passaggio a riferimenti di prezzo nazionali in quanto il livello di liquidità rilevato non risulta ancora sufficientemente e omogeneamente sviluppato, seppure sia rilevabile un ulteriore progresso della liquidità del PSV rispetto al 2015) non è tale da garantire la minimizzazione dell'esposizione del potenziale benchmark di prezzo nazionale a rischi di manipolazione da parte degli operatori e la sussistenza di condizioni necessarie a consentire il passaggio dalle quotazioni dell'hub TTF alle quotazioni nazionali. Inoltre stabilisce a conferma delle modalità di aggiornamento dei costi di logistica nazionale ed internazionale espressi negli elementi QTint (copertura dei costi di natura infrastrutturale sostenuti fino all'immissione del gas in Rete Nazionale, nonché di quelli per il servizio di stoccaggio strategico; QTPSV (copertura dei costi di trasporto dalla frontiera italiana al PSV); QTMCV (copertura degli elementi di maggiorazione del corrispettivo variabile CV). Il provvedimento sostituisce in toto l'art. 6bis TIVG con riferimento alla componente CCR. Gli aspetti di sostanziale rilevanza riguardano in particolare l'eliminazione dell'esplicito riferimento al periodo 1 ottobre 2016 – 31 dicembre 2017 con conferma delle modalità di quantificazione in precedenza adottate; l'aggiornamento del valore del rischio livello in considerazione di un tasso atteso di uscita dal servizio di tutela superiore a quanto rilevato in passato, ipotizzando conseguentemente una variazione della quantità di gas fornito pari al 10,8%. L'aggiornamento del valore del rischio pro-die per tener conto della diversa quantificazione stagionale della componente tariffaria CR-VOS; l'aggiornamento del valore del rischio bilanciamento in base al differenziale tra il prezzo di sbilanciamento e il prezzo considerato per il calcolo del rischio profilo, considerando una probabilità di sbilanciamento pari al 10% nonché il valore vigente dello small adjustment. La conferma, per quanto concerne la quantificazione del rischio profilo e del rischio eventi climatici invernali, del loro adeguamento in funzione dell'esito delle aste per l'assegnazione della capacità di stoccaggio in maniera analoga a quanto già previsto dal TIVG. Per quanto attiene l'individuazione del valore della CCR in vigore dall'1 gennaio 2018 ARERA rimanda a successivo provvedimento, per tener conto dei risultati delle aste per il conferimento delle capacità di stoccaggio per il servizio di punta stagionale che si svolgeranno nel mese di marzo 2017, oltre che del valore già calcolato per il quarto trimestre del 2017 ai sensi della Del.166/2016/R/gas. Per quanto attiene la componente GRAD ha confermato l'applicazione fino al 31 dicembre 2017, in ragione della cessazione, successivamente a tale data, della gradualità nell'applicazione della riforma delle condizioni economiche di tutela. Le società di vendita hanno dovuto aggiornare, a partire dall'1 gennaio 2018, i prospetti tariffari utilizzati ai fini della fatturazione nei confronti dei clienti finali oggetto di servizio di tutela, le offerte commerciali su mercato libero ancorate alle condizioni economiche del servizio di tutela (es. sconto su tutela), i prospetti delle condizioni economiche di tutela come pubblicati nel proprio sito internet secondo le previsioni di cui all'art.18 del TIVG, le Schede di confrontabilità della spesa previste dal Codice di Condotta Commerciale.

Delibera 227/2017/R/gas *“Adempimenti successivi al conferimento della capacità di stoccaggio per l'anno termico 2017/2018 - determinazione della componente CCR e del corrispettivo unitario variabile CRVOS”.*

Il provvedimento fa seguito alla prospettiva emersa durante l'iter di approvazione del DDL Concorrenza (iter ancora in corso) di superamento dei regimi di tutela di prezzo; alle previsioni della Delibera 108/2017/R/gas rispetto all'individuazione del valore della componente CCR del servizio di tutela in vigore dal 1 gennaio 2018; infatti ARERA con Delibera 108/2017/R/gas aveva rimandato la valorizzazione a successivo provvedimento, da emanarsi entro il mese di marzo 2017, per tener conto dei risultati delle aste per il conferimento delle capacità di stoccaggio per il servizio di punta stagionale da svolgersi nel medesimo mese di marzo 2017, oltre che del valore della CCR già calcolato per il quarto trimestre del 2017 ai sensi della Delibera 166/2016/R/gas che prevede in particolare la modifica del TIVG per quanto attiene la valorizzazione della componente CCR dal 1 gennaio 2018; la fissazione del valore della componente CRVOS, ricompresa tra le componenti aggiuntive alla tariffa di trasporto gas a copertura di oneri generali del sistema gas, a partire dall'1 ottobre 2017. Le società di vendita sono tenute a continuare ad aggiornare i prospetti tariffari utilizzati ai fini della fatturazione nei confronti dei clienti finali oggetto di servizio di tutela.

Delibera 625/2017/R/gas

“Aggiornamento dei valori percentuali necessari alla definizione dei profili di prelievo standard per l’anno termico 2017-2018, ai sensi del comma 5.3 del TISG”.

Ad ogni inizio dell’anno termico ARERA definisce e aggiorna con proprio provvedimento i valori $c1\%_{i,j,k}$, $c2\%_k$, $t1\%_{j,k}$ e $C4\%_k$. Se le società di vendita utilizzano ai fini del calcolo delle proprie stime i profili di prelievo standard come definiti dal TISG, debbono provvedere all’aggiornamento nei propri sistemi dei valori dei nuovi parametri.

Delibera 670/2017/R/gas: *“Disposizioni in merito all’effettuazione delle sessioni di aggiustamento con riferimento agli anni a partire dal 2013 e fino all’entrata in vigore della nuova disciplina del settlement gas”.*

Il provvedimento si inserisce in un più ampio contesto regolatorio e fa seguito in particolare alla delibera 229/2012/R/gas che ha reso operativo il Testo Integrato Settlement Gas (TISG) che, al fine di assicurare un’efficiente erogazione dei servizi di bilanciamento e di trasporto del gas naturale in riferimento alla determinazione dell’energia prelevata da ciascun Utente del Bilanciamento (UdB), definisce: i criteri di profilazione convenzionale del prelievo dei PDR; le metodologie di esecuzione delle sessioni di bilanciamento mensili; le metodologie di esecuzione delle sessioni di aggiustamento annuali; responsabilità e obblighi informativi funzionali al settlement gas in capo al Responsabile del Bilanciamento (RdB), alle imprese di trasporto, agli UdB, alle imprese di distribuzione di riferimento o sottese, e agli Utenti della distribuzione (UdD). (Delibera 276/2015/R/gas di sospensione del processo relativo alla prima sessione di aggiustamento, riferita all’anno 2013, ai fini della verifica delle anomalie emerse in fase di calcolo delle partite fisiche ed economiche relative alla stessa. Nel corso della prima sessione di aggiustamento dall’avvio della nuova disciplina del settlement prevista dal TISG, fissata per maggio 2015, erano infatti emerse criticità circa gli esiti della sessione, ritenute dalla stessa ARERA difficilmente giustificabili nel contesto del normale funzionamento del meccanismo adottato e quindi potenzialmente distorsive). La delibera è il risultato finale raggiunto attraverso un percorso di diversi documenti di consultazioni e definisce la disciplina transitoria per la determinazione delle partite fisiche nell’ambito delle sessioni di aggiustamento settlement gas a partire dal 2013 ponendo obblighi in capo alle imprese di distribuzione, specie per quanto attiene la messa a disposizione dei dati di prelievo a RdB e i criteri di svolgimento delle sessioni di aggiustamento 2013-2016 da parte di RdB. Se le società di vendita operano come UdD devono adeguare i propri processi di gestione dei dati di misura al fine di poter procedere alla verifica dei dati trasmessi dall’impresa di distribuzione a RdB nell’ambito della procedura del settlement gas; trasmettere i dati a RdB e all’impresa di distribuzione in caso di inadempienza di quest’ultima nell’ambito delle sessioni di aggiustamento e bilanciamento; richiedere, in riferimento all’anno 2013 e qualora ritenuto opportuno, al distributore entro il 21 ottobre 2017 le anagrafiche dei PDR di cui all’art. 22 del TISG allora vigenti.

Delibera 737/2017/R/gas *“Ottemperanza alla sentenza del Consiglio di Stato 4825/2016, di annullamento della deliberazione ARG/gas 89/10 - Determinazione ora per allora del valore della materia prima gas per il periodo da ottobre 2010 fino alla Riforma gas dell’Autorità” (vedi anche Del. 275/2017R/gas e D.CO.463/2017R/gas).*

Il provvedimento fa seguito alla Sentenza 4825/2016 con cui il Consiglio di Stato (CdS) ha respinto l’appello di ARERA contro le Sentenze del TAR Lombardia 665/2013 e 265/2014 aventi ad oggetto l’annullamento della Delibera ARG/gas 89/10 (e provvedimenti conseguenti) con specifico riferimento alla valorizzazione del coefficiente K introdotto per la riduzione del fattore QEt e aggiornamento della componente materia prima delle condizioni economiche del servizio di tutela a partire dal 1 ottobre 2010. Tale modifica in diminuzione indotta dall’incremento di liquidità nel mercato all’ingrosso europeo e mondiale associato, da un lato, alla congiuntura economica e, dall’altro, alla nuova disponibilità di gas non convenzionale negli Stati Uniti resa possibile dall’evoluzione tecnologica, che secondo quanto indicato da ARERA nelle premesse alla Delibera ARG/gas 89/10 aveva “portato ad una generale riduzione dei prezzi del gas sui mercati europei e potrebbe determinare l’opportunità di modificare le clausole dei contratti pluriennali di approvvigionamento degli importatori dai produttori esteri”. Con la Sentenza 4825/2016 il Consiglio di Stato ha annullato in via definitiva i provvedimenti oggetto del ricorso evidenziando che: “le conseguenze applicative delle deliberazioni assunte dall’Autorità hanno inciso negativamente, nei confronti dell’impresa che può essere ragionevolmente considerata il maggior operatore di settore (tra le parti private in causa), in misura praticamente doppia rispetto ai vantaggi che la stessa si è autonomamente procurata secondo logica di mercato ed in funzione della variabilità e variazione di alcuni suoi fattori (andamento dei prezzi e delle condizioni contrattuali rilevabili nei suoi mercati di approvvigionamento). Le censure dedotte mettono in luce la “carenza e l’inadeguatezza di motivazione degli atti impugnati”, in particolare della capostipite Delibera ARG/gas 89/10, lasciando “impregiudicati i poteri dell’Autorità di adottare ogni eventuale deliberazione che la stessa riterrà opportuna o necessaria in conseguenza dell’esito del presente giudizio”. Non viene sostanzialmente censurato il metodo di calcolo del coefficiente K utilizzato nel 2010, né diversamente potrebbe essere in quanto in base alla Sentenza 2833/13 “per consolidato orientamento giurisprudenziale, le

valutazioni compiute dall'Autorità nell'ambito dell'attività di regolazione sono connotate da ampia discrezionalità e, per questa ragione, possono essere sindacate dal giudice amministrativo solo nel caso in cui la stessa Autorità abbia effettuato scelte che si pongono in contrasto con quello che può essere definito il principio di ragionevolezza tecnica". Le Delibere annullate riguardano gli aggiornamenti trimestrali delle condizioni economiche del servizio di tutela gas, da ottobre 2010 a dicembre 2011. Il coefficiente k, sebbene in forma attenuata, è presente nelle formule di calcolo della componente materia prima fino all'aggiornamento del terzo trimestre 2012, vale a dire per un periodo complessivo di 24 mesi, da ottobre 2010 a settembre 2012 (periodo di ricalcolo). Il provvedimento prevede in particolare la rideterminazione del coefficiente K con riferimento alle condizioni economiche di fornitura del gas naturale del servizio di tutela applicabili nel periodo 1 ottobre 2010 – 30 settembre 2012. Con successiva delibera 32/2019/R/gas ARERA, consapevole della duplice esigenza di garantire tempi certi per i venditori e di minimizzare nel contempo l'impatto complessivo sulla generalità dei clienti, ha istituito un apposito Meccanismo di riconoscimento degli importi derivanti dalla rideterminazione del coefficiente k (Meccanismo) al quale i venditori, che nel periodo di riferimento servivano clienti in tutela, o che sono subentrati in un contratto di somministrazione di gas naturale a clienti finali allora serviti in tutela possono partecipare. Sul punto si ricorda che nel periodo di riferimento il servizio di tutela era esteso a PDR domestici (ex art. 2.3.a e 4.1.a TIVG); PDR condomini con usi domestici con consumi fino a 200.000 Smc/a (ex art. 2.3.b e 4.1.b TIVG); PDR attività servizio pubblico (ex art. 2.3.c e 4.1.c TIVG); PDR usi diversi con consumi fino a 50.000 Smc/a (ex art. 2.3.d e 4.1.d TIVG). La partecipazione deve avvenire mediante la presentazione di apposita istanza a CSEA entro il 31 maggio 2019, secondo modalità che la stessa CSEA fisserà; verrà riconosciuto ai venditori un ammontare Reintk, calcolato sulla base di coefficienti di correzione (COEFFI) che tengono conto, per ciascuna tipologia di cliente interessata, del livello di incassi mediamente riscontrabili nel mercato a 24 mesi (unpaid ratio), secondo valori fissati da ARERA nella Tabella 1 della Del. 32/2019/R/gas; coefficienti di riconoscimento (trim) per ciascun trimestre del periodo, fissati da ARERA nella Tabella 2 della Del. 32/2019/R/gas; quantitativo di volumi (VOLi,trim) prelevato dai clienti serviti in ciascun trimestre nel periodo, espresso in Smc utilizzando un PCS convenzionale pari a 0,03852 GJ/Smc. La responsabilità di gestione del Meccanismo è attribuita a CSEA che dovrà entro il 30 aprile 2019 pubblicare sul proprio sito internet la modulistica per la presentazione dell'istanza; entro il 31 luglio 2019 verificare completezza delle istanze ai fini di ammissibilità, oltre a calcolare e comunicare ad ARERA e a ciascun venditore l'importo dell'ammontare Reintk; quantificare e liquidare le relative partite in tre distinte sessioni, rispettivamente entro il 1 aprile 2020, con riferimento a un quarto (1/4) dell'ammontare complessivo; 31 dicembre 2020, per quanto attiene metà (1/2) dell'ammontare complessivo; 31 dicembre 2021, per la parte rimanente; gestire eventuali rettifiche e restituzioni (anche derogando alle sessioni ordinarie di cui sopra) prevedendo, nel caso di restituzioni da parte dei venditori, l'applicazione di interessi di mora pari al tasso di riferimento BCE con un minimo pari a 0,5%, calcolato a partire dalla data in cui tali importi sono percepiti dal venditore; contabilizzare le poste del Meccanismo nell'apposito Conto per il riconoscimento degli importi derivanti dalla rideterminazione del coefficiente k, alimentato dalla componente UG2k di nuova istituzione, in vigore dall'1 aprile 2019. ARERA stabilisce altresì che, al fine di sterilizzare l'impatto che tale Meccanismo potrebbe generare nei clienti finali in situazioni di disagio economico interessati dal Bonus Gas, saranno successivamente aggiornati anche i valori del Bonus stesso.

Delibera 172/2018/R/com: Aggiornamento, dal 1 aprile 2018, delle componenti tariffarie destinate alla copertura degli oneri generali e di ulteriori componenti del settore elettrico e del settore gas

La delibera riguarda la conferma del valore delle componenti della tariffa obbligatoria per i servizi di distribuzione e misura (art. 40 RTDG), in vigore dall'1 gennaio 2018, come riportate nella Tabella 10 Delibera 923/2017/R/com, riferite in particolare alla componente GS, a copertura del sistema di compensazione tariffaria per i clienti economicamente disagiati; alla componente RE, a copertura degli oneri che gravano sul Fondo per misure ed interventi per il risparmio energetico, sul Fondo di garanzia a sostegno della realizzazione di reti di teleriscaldamento e sul Conto per lo sviluppo tecnologico e industriale; la componente RS, a copertura degli oneri gravanti sul Conto per la qualità dei servizi gas; la componente UG1, a copertura di eventuali squilibri dei sistemi di perequazione e a copertura di eventuali conguagli; la conferma del valore della componente GST (componente tariffaria addizionale a copertura degli oneri per la compensazione delle agevolazioni tariffarie ai clienti del settore gas in stato di disagio, art. 23.1 lettera e) RTTG) e della componente RET (componente tariffaria addizionale a copertura degli oneri per misure ed interventi per il risparmio energetico e lo sviluppo delle fonti rinnovabili nel settore del gas naturale, art. 23.1 lettera f) RTTG), in vigore dall'1 gennaio 2018, come riportate nella Tabella 11 Delibera 923/2017/R/com. Tali valori sono confermati fino al 31 dicembre 2018; l'aggiornamento del valore della componente RET di cui sopra a partire dall'1 gennaio 2019; la conferma del valore della componente CVFG (componente tariffaria addizionale a copertura degli oneri derivanti dall'applicazione del fattore di copertura dei ricavi per il servizio di rigassificazione del Gnl, art. 23.1 lettera b) RTTG), in vigore dall'1 gennaio 2018, come

riportato nella Delibera 923/2017/R/com; la conferma del valore della componente (componente tariffaria addizionale a copertura degli squilibri di perequazione dei ricavi relativi al corrispettivo di capacità CRr6 e degli squilibri di perequazione dei ricavi relativi al corrispettivo unitario variabile CV7, art. 23.1 lettera d) RTTG), in vigore dall'1 gennaio 2018, come riportato nella Delibera 923/2017/R/com. Il venditore deve aggiornare i prospetti tariffari utilizzati ai fini della fatturazione, relativi ad offerte contrattuali per le quali sia prevista l'applicazione delle componenti sopra descritte; aggiornare i prospetti delle condizioni economiche di tutela pubblicati sul proprio sito internet secondo le previsioni di cui all'art. 18.1 del TIVG, entro il 30 aprile 2018 (primo mese del trimestre); aggiornare le eventuali Schede di confrontabilità della spesa previste dal Codice di Condotta Commerciale, per quanto attiene la stima della spesa risultante dall'applicazione delle condizioni economiche offerte sul mercato libero, per effetto delle nuove componenti; l'art. 17.2.a del Codice di Condotta prevede infatti che i corrispettivi utilizzati per il calcolo a preventivo della spesa annua si intendono vigenti alla data di presentazione dell'offerta.

Delibera 189/2018/R/gas: Aggiornamento, per il trimestre 1 aprile - 30 giugno 2018, delle condizioni economiche di fornitura del gas naturale per il servizio di tutela. Modifiche al TIVG

La delibera dispone aggiornamenti all'elemento PFOR,t (elemento a copertura dei costi di approvvigionamento del gas naturale nel trimestre, art.2.d TIVG) riportato nella Tabella 1 Allegato "189-18tab.pdf"; alla componente CMEM (costi di approvvigionamento del gas naturale nel mercato all'ingrosso, art. 6 TIVG) riportata nella Tabella 1 Allegato "189-18tab.pdf"; all'elemento QTVt (corrispettivo variabile a copertura dei costi relativi al gas di autoconsumo, alle perdite dirette e al gas non contabilizzato, art. 8.1.b TIVG); all'elemento QTfi (corrispettivo a copertura dei costi di trasporto al punto di riconsegna della rete di trasporto, art. 8.1.a TIVG). Tale aggiornamento comporta la modifica dei valori della Tabella 5 del TIVG Il venditore deve aggiornare i prospetti tariffari utilizzati ai fini della fatturazione nei confronti dei clienti finali oggetto di servizio di tutela; offerte commerciali su mercato libero ancorate alle condizioni economiche del servizio di tutela (es. sconto su tutela); i prospetti delle condizioni economiche di tutela pubblicati sul proprio sito internet secondo le previsioni di cui all'art. 18.1 del TIVG, entro il 30 aprile 2018 (primo mese del trimestre); aggiornare le eventuali Schede di confrontabilità della spesa previste dal Codice di Condotta Commerciale per quanto attiene la stima della spesa risultante dall'applicazione delle condizioni economiche offerte sul mercato libero, per effetto delle nuove componenti; l'art. 17.2.a del Codice di Condotta prevede infatti che i corrispettivi utilizzati per il calcolo a preventivo della spesa annua si intendono vigenti alla data di presentazione dell'offerta.

Determina 2/2018 – DMRT: Aggiornamento, per il trimestre 1 aprile – 30 giugno 2018, delle tabelle di comparazione relative ai prezzi di fornitura di energia elettrica e di gas naturale

La determina prevede la pubblicazione dei valori relativi alla stima della spesa annua complessiva al netto delle imposte (art.17.5 Codice Condotta Commerciale), derivante dall'applicazione delle condizioni economiche di riferimento determinate da ARERA a partire dall'1 aprile 2018, per i clienti finali domestici di gas naturale, come riportati in Tabella 3 dell'Allegato "002-18dmrt.xls". L'informativa in merito alla variazione, rispetto al trimestre precedente, della stima della spesa annua incluse le imposte, con riferimento al cliente tipo del servizio gas naturale (consumo pari a 1.400 standard metri cubi l'anno, coefficiente P 0,03852 GJ/Smc) derivanti dall'applicazione delle condizioni economiche di riferimento determinate da ARERA dall'1 aprile 2018. Il venditore operante sul mercato libero sia tenuto ad aggiornare le Schede di confrontabilità della spesa previste per i clienti finali domestici oggetto delle proprie offerte contrattuali; l'aggiornamento della documentazione contrattuale deve avvenire, nel rispetto dell'art. 17.5 del Codice di Condotta Commerciale, entro 10 giorni lavorativi dalla pubblicazione da parte di ARERA dei relativi valori (entro il 16 aprile 2018).

Delibera 168/2018/R/com: Obblighi di comunicazione dei prezzi a carico degli esercenti l'attività di vendita finale di energia elettrica e di gas naturale

La delibera prevede l'obbligo per i venditori GAS di comunicare ad ARERA, a partire dai dati di competenza del I° semestre 2019, entro 45 giorni dal termine di ogni semestre, dei dati relativi ai prezzi medi trimestrali del gas naturale sul mercato finale (e alle principali variabili ad essi correlate), disaggregati in base alle caratteristiche indicate nella stessa delibera. Rispetto alle rilevazioni attualmente previste dal TIVG ARERA ritiene di aver semplificato l'iter adottando una minore periodicità di raccolta (da rilevazione trimestrale a semestrale) e di frequenza delle osservazioni (dettaglio info da mensile a trimestrale); eliminando il riferimento al numero di PDR serviti a fine mese e al tipo di rete cui il PDR è allacciato (distribuzione/trasporto). Alcune informazioni aggiuntive risulteranno infatti recuperabili direttamente tramite il Sistema Informativo Integrato (SII); entro 45 giorni dal termine del secondo semestre di ogni anno, i dati relativi alle quote relative medie dei costi di trasporto e dei costi di distribuzione per i clienti, distinti tra domestici e non domestici, espresse in percentuale rispetto al totale dei costi di rete; i dati di cui ai punti precedenti, secondo le modalità che saranno rese note da ARERA stessa sul proprio sito internet. In prima applicazione, i venditori dovranno trasmettere ad ARERA i dati relativi ai prezzi medi GAS sul mercato finale riferiti al I° semestre 2019, entro il 2 settembre 2019; l'introduzione del nuovo

sistema di rilevazione a partire dal 2019 dovrebbe permettere, secondo ARERA, la minimizzazione degli oneri per gli operatori nella predisposizione dei dati richiesti. La modifica dell'art. 19 TIVG stabilisce che fino al 30 giugno 2019 i venditori GAS assolvano gli obblighi di comunicazione dei propri prezzi di vendita, praticati nell'anno di riferimento 2018, secondo le modalità ante modifica. Il venditore deve adeguare la rilevazione ed elaborazione dei dati relativi ai prezzi medi di fornitura in base alle nuove caratteristiche indicate da ARERA; valutare l'opportunità di implementare nuove funzionalità/routine nei propri sistemi informativi al fine di agevolare le procedure di estrazione dei dati e trasmissione da ARERA; adeguare le proprie procedure di trasmissione in base alle nuove scadenze stabilite da ARERA; monitorare il sito ARERA al fine di identificare le modalità di trasmissione dei dati.

Delibera 219/2018/R/gas: Determinazione delle condizioni economiche del servizio di tutela del gas naturale e del corrispettivo unitario variabile CRVOS, a partire dall' 1 ottobre 2018

La delibera determina le condizioni economiche del servizio tutela gas metano. In particolare riguarda la componente CMEM, con modifica dell'art. 6.2 TIVG e estensione della sua applicabilità al massimo al periodo 1 ottobre 2018 – 30 settembre 2019 (AT 2018-2019); la conferma delle attuali modalità di aggiornamento dell'elemento PFOR,t, basate sulle quotazioni forward trimestrali OTC rilevate presso l'hub TTF; in quanto ARERA ritiene ancora prematuro il passaggio dalle quotazioni dell'hub TTF a riferimenti di prezzo nazionali in quanto la conferma delle modalità di aggiornamento dei costi di logistica nazionale ed internazionale espressi negli elementi QTint, a copertura dei costi di natura infrastrutturale sostenuti fino all'immissione del gas in Rete Nazionale, nonché di quelli per il servizio di stoccaggio strategico; QTPSV, a copertura dei costi di trasporto dalla frontiera italiana al PSV4; QTMCV, a copertura degli elementi di maggiorazione del corrispettivo variabile. Inoltre sostituisce la Tabella 9 TIVG con riferimento alla valorizzazione della componente CCR. ARERA, in particolare, definisce la valorizzazione della componente CCR differenziandola nei seguenti periodi: ottobre 2018 – marzo 2019 – aprile 2019 – settembre 2019. Da un punto di vista generale, le rilevazioni condotte da ARERA non hanno fatto emergere elementi nuovi o significativi tali da giustificare una modifica strutturale dei criteri vigenti. Le uniche considerazioni a tal fine riguardano l'aggiornamento dei riferimenti di prezzo per il calcolo del rischio profilo e del rischio bilanciamento in coerenza con la riforma del sistema di bilanciamento di cui alla Del. 312/2016/R/gas; l'incremento del tasso atteso di uscita dei clienti dal servizio di tutela in vista della prospettiva di superamento della tutela fissata, come più volte sottolineato, all'1 luglio 2019 (successivamente spostata al 1 luglio 2020). Da ultimo la delibera fissa il valore per il periodo 1 ottobre 2018 – 31 marzo 2019 della componente CRVOS prevista da RTTG. Il venditore deve aggiornare a partire dall'1 ottobre 2018: i prospetti tariffari utilizzati ai fini della fatturazione nei confronti dei clienti finali oggetto di servizio di tutela e offerte commerciali su mercato libero ancorate alle condizioni economiche del servizio di tutela (es. sconto su tutela); i prospetti delle condizioni economiche di tutela come pubblicati nel proprio sito internet secondo le previsioni di cui all'art. 18 del TIVG; le eventuali Schede di confrontabilità della spesa previste dal Codice di Condotta Commerciale per quanto attiene la stima della spesa risultante dall'applicazione delle condizioni economiche offerte sul mercato libero, per effetto delle nuove componenti tariffarie; l'art. 17.2.a del Codice di Condotta prevede infatti che i corrispettivi utilizzati per il calcolo a preventivo della spesa annua si intendono vigenti alla data di presentazione dell'offerta, per il relativo ambito tariffario.

Delibera 77/2018/R/com: Riforma del processo di switching nel mercato retail

La delibera modifica l'art. 3.1 dell'Allegato della delibera 487/2015/R/eel "Disposizioni funzionali all'esecuzione di un contratto di fornitura concluso con una nuova controparte commerciale da parte di un cliente finale titolare di un punto di prelievo attivo". Quest'ultimo prevedeva che, nel caso di conclusione di un contratto di fornitura con un cliente finale già titolare del POD (switching), la nuova controparte commerciale dovesse dar seguito alle procedure di switch qualora, tra gli altri, "assolti gli obblighi previsti dalla normativa vigente in materia di verifica dei dati del cliente finale e dei relativi titoli in relazione all'unità immobiliare per la quale si richiede la fornitura". Tale obbligo viene meno in caso di procedura di switch a valle della Legge Concorrenza 2017 che prevede espressamente, all'art. 1.70, la non applicazione delle disposizioni dell'art. 5 del D. L. 47/20141 relativamente alla verifica dei dati del cliente finale e dei relativi titoli in relazione all'unità immobiliare per la quale è richiesta la fornitura. Il venditore deve valutare la necessità/opportunità di modifiche rispetto ai testi dei propri contratti di fornitura e alle procedure di acquisizione e gestione dei contratti/clienti.

Determina 3/2018 – DMRT: Offerte PLACET: Monitoraggio Reportistica

La Determina ribadisce le responsabilità in capo al Gestore del SII, già definite nella Del. 848/2017/R/com, in merito alla verifica del rispetto, da parte dei venditori di energia elettrica e gas naturale, dell'obbligo di trasmissione e aggiornamento tempestivo delle Offerte PLACET nei confronti del SII; comunicazione ad ARERA degli esiti delle verifiche comprensivi dell'elenco dei venditori inadempienti per eventuali seguiti; stabilisce che i parametri oggetto delle verifiche dovranno essere espressi secondo distinte dimensioni. Il Venditore che non vi ha ancora provveduto deve predisporre tempestivamente le Offerte PLACET a prezzo fisso e a prezzo variabile,

identificando le condizioni economiche che intenderà proporre e predisponendo la relativa documentazione contrattuale; rendendole disponibili attraverso i propri canali commerciali; comunicandole tempestivamente al SII e gestendone gli eventuali aggiornamenti; adeguare i propri sistemi informativi e le proprie procedure/prassi gestionali (front e back office) per gestire la nuova tipologia di offerte.

Delibera 288/2018/R/com: Obblighi in capo ai venditori ai fini del monitoraggio delle offerte a prezzo libero a condizioni equiparate di tutela (offerte P.L.A.C.E.T.)

La delibera dispone la necessità di informazioni in merito ai prezzi e al numero di contratti sottoscritti. A tal fine vengono indentificati un campione significativo di soggetti obbligati ai sensi del TIMR a fornire statistiche sul numero complessivo di clienti titolari di un contratto PLACET per il quale risulta attivata la fornitura nel mese; il numero di contratti PLACET risolti, con tempistiche predefinite. L'obbligo impone di fornire i dati entro il mese successivo al termine del trimestre, con competenza dall'1 marzo 2018. I dati devono essere forniti con distinzione per settore (commodity) di riferimento; tipologia di prezzo applicato (fisso o variabile); tipologia di cliente; mese di competenza; regione di ubicazione del POD/PDR. L'Acquirente Unico si occuperà del supporto informativo nella fase di rilevazione dei dati; per la trasmissione delle informazioni sui prezzi delle Offerte PLACET; secondo le disposizioni di successiva Determina DMRT. Tutti i Venditori che non vi hanno ancora provveduto, devono predisporre tempestivamente le Offerte PLACET a prezzo fisso e a prezzo variabile, identificando le condizioni economiche da proporre; predisponendo la relativa documentazione contrattuale; rendendole disponibili attraverso i propri canali commerciali; comunicandole al SII e gestendone gli eventuali aggiornamenti; adeguare i propri sistemi informativi e le proprie procedure/prassi gestionali (front e back office) per gestire anche la nuova tipologia di offerte. I Venditori obbligati ai sensi del TIMR devono valutare i necessari adeguamenti ai propri sistemi informativi rispetto alle estrazioni dati necessarie alle comunicazioni da trasmettere ad ARERA; valutare i necessari adeguamenti alle proprie procedure/prassi gestionali per garantire il rispetto delle comunicazioni periodiche previste; monitorare la pubblicazione delle ulteriori specifiche da parte di ARERA.

Delibera 312/2018/R/com: Ulteriori misure straordinarie ed urgenti in materia di servizi elettrico, gas e idrico integrato per le popolazioni colpite dagli eventi sismici del 24 agosto 2016 e successivi

La delibera stabilisce la proroga automatica al 1 gennaio 2019 del periodo di sospensione dei termini di pagamento per utenze site nelle SAE, ovvero nei MAPRE, comprese forniture relative ai servizi generali; delle utenze site nelle aree di accoglienza temporanea alle popolazioni colpite allestite dai Comuni e site negli immobili ad uso abitativo per assistenza alla popolazione; dei soggetti danneggiati che dichiarino l'inagibilità del fabbricato, casa di abitazione, studio professionale o azienda, con trasmissione agli enti competenti (art.12.2). Stabilisce inoltre la proroga al 31 marzo 2019 del termine per la richiesta dell'anticipazione a CSEA, da parte dei venditori oggetto di una comprovata criticità finanziaria, degli importi relativi non solo alle fatture i cui termini di pagamento sono stati sospesi, ma anche a quelle per le quali i termini di emissione sono stati prorogati. Il Venditore deve modificare le proprie procedure di fatturazione al fine di dar seguito ai nuovi requisiti regolatori; adeguare le proprie procedure/prassi di gestione di pagamenti ed incassi, nonché di recupero credito/morosità; valutare l'opportunità di sfruttare le proroghe previste per quanto attiene, in particolare, la richiesta di anticipazione a CSEA in caso di comprovata criticità finanziaria; valutare eventuali effetti sui propri sistemi informativi, attuando le necessarie implementazioni.

Determina 9/2018 – DACU: Modifiche al Regolamento del Portale Operatori-Gestori e al Manuale utente di cui alla determinazione 5 gennaio 2017, 1/DCCA/2017

ARERA, rispetto alla versione precedente, con il nuovo Regolamento Portale conferma sostanzialmente i requisiti già in precedenza definiti per quanto attiene i soggetti operanti nei settori gas ed energia elettrica; estende, anche al settore idrico, le procedure di scambio di documenti e informazioni nell'ambito delle attività svolte dallo Sportello; apporta modifiche alla denominazione di ARERA e Sportello, conformemente con l'evoluzione intervenuta dal 2018. Non sono rilevabili variazioni sostanziali rispetto ai requisiti previsti dal Regolamento Portale. Per quanto riguarda il Manuale Portale le modifiche riguardano in particolare i servizi offerti dal Portale con l'introduzione della sezione Nuovi solleciti ricevuti ove poter consultare ed effettuare il download dei solleciti inviati dallo Sportello a seguito di eventuali risposte assenti da parte dell'Operatore (Sportello procede a massimo due solleciti); allineamento alla nuova disciplina dei contratti contestati (TIRV) rispetto alla precedente dei contratti non richiesti; eliminazione delle funzionalità di Aggiornamento massivo del campo note. Più in generale, il Manuale Portale fornisce indicazioni in merito a: requisiti SW necessari e modalità per l'accesso al Portale; modalità operative di gestione dei servizi offerti dal Portale, per ciascuna sezione identificata; funzionalità di estrazione report; servizio help desk; report PEC giornaliero. Il Venditore deve valutare l'efficacia delle proprie procedure di gestione dei reclami al fine di identificare eventuali non conformità regolatorie e/o inefficienze gestionali ed anticipare il rischio di incorrere nell'utilizzo, da parte del cliente, degli ulteriori strumenti di tutela a disposizione (Sportello e Servizio Conciliazione); definire ed implementare, a valle delle verifiche di cui sopra, un piano di riso-

luzione di eventuali criticità e/o modifica delle proprie procedure gestionali con l'obiettivo di rispettare i requisiti regolatori imposti, in particolare, dalla disciplina della qualità commerciale di cui al TIQV (Del. 413/2016/R/com); ottimizzare il livello di customer satisfaction nei confronti dei clienti; evitare le conseguenze di avvalimento, da parte del cliente, degli ulteriori strumenti di tutela; valutare più in generale eventuali effetti sui propri sistemi informativi, attuando le necessarie implementazioni.

Determina 5/2018 – DMRT: Aggiornamento, per il trimestre 1 luglio – 30 settembre 2018, delle tabelle di comparazione relative ai prezzi di fornitura di energia elettrica e di gas naturale

La determina prevede in particolare la pubblicazione dei valori relativi alla stima della spesa annua complessiva al netto delle imposte (art.17.5 Codice Condotta Commerciale), derivante dall'applicazione delle condizioni economiche di riferimento determinate da ARERA a partire dall'1 luglio 2018, per i clienti finali domestici di gas naturale, come riportati in Tabella 3 dell'Allegato "005-18dmrt_teb.xls". L'informativa in merito alla variazione, rispetto al trimestre precedente, della stima della spesa annua incluse le imposte, con riferimento al cliente tipo del servizio gas naturale (consumo pari a 1.400 standard metri cubi l'anno, coefficiente P 0,03852 GJ/Smc) derivanti dall'applicazione delle condizioni economiche di riferimento determinate da ARERA dal 1 luglio 2018. Il venditore operante sul mercato libero sia tenuto ad aggiornare le Schede di confrontabilità della spesa previste per i clienti finali domestici oggetto delle proprie offerte contrattuali; l'aggiornamento della documentazione contrattuale deve avvenire, nel rispetto dell'art. 17.5 del Codice di Condotta Commerciale, entro 10 giorni lavorativi dalla pubblicazione da parte di ARERA dei relativi valori (entro il 13 luglio 2018).

Delibera 359/2018/R/com: Aggiornamento, dal 1 luglio 2018, delle componenti tariffarie destinate alla copertura degli oneri generali e di ulteriori componenti del settore elettrico e del settore gas

La delibera conferma il valore delle componenti della tariffa obbligatoria per i servizi di distribuzione e misura (art. 40 RTDG), in vigore dall'1 gennaio 2018, come riportate nella Tabella 10 Delibera 923/2017/R/com, riferite in particolare alla componente GS, a copertura del sistema di compensazione tariffaria per i clienti economicamente disagiati; della componente RE, a copertura degli oneri che gravano sul Fondo per misure ed interventi per il risparmio energetico, sul Fondo di garanzia a sostegno della realizzazione di reti di teleriscaldamento e sul Conto per lo sviluppo tecnologico e industriale; della componente RS, a copertura degli oneri gravanti sul Conto per la qualità dei servizi gas; della componente UG1, a copertura di eventuali squilibri dei sistemi di perequazione e a copertura di eventuali conguagli. La conferma del valore della componente GST (componente tariffaria addizionale a copertura degli oneri per la compensazione delle agevolazioni tariffarie ai clienti del settore gas in stato di disagio, art. 23.1 lettera e) RTTG) e della componente RET (componente tariffaria addizionale a copertura degli oneri per misure ed interventi per il risparmio energetico e lo sviluppo delle fonti rinnovabili nel settore del gas naturale, art. 23.1 lettera f) RTTG), in vigore dall'1 gennaio 2018, come riportate nella Tabella 11 Delibera 923/2017/R/com; tali valori sono confermati fino al 31 dicembre 2018 e successivamente varieranno secondo quanto già previsto dalla Delibera 172/2018/R/com; la conferma del valore della componente CVFG (componente tariffaria addizionale a copertura degli oneri derivanti dall'applicazione del fattore di copertura dei ricavi per il servizio di rigassificazione del Gnl, art.23.1 lettera b) RTTG), in vigore dal 1 gennaio 2018, come riportato nella Delibera 923/2017/R/com; la conferma del valore della componente (componente tariffaria addizionale a copertura degli squilibri di perequazione dei ricavi relativi al corrispettivo di capacità CRr7 e degli squilibri di perequazione dei ricavi relativi al corrispettivo unitario variabile CV8, art. 23.1 lettera d) RTTG), in vigore dall'1 gennaio 2018, come riportato nella Delibera 923/2017/R/com. Il venditore deve aggiornare i prospetti tariffari utilizzati ai fini della fatturazione, relativi ad offerte contrattuali per le quali sia prevista l'applicazione delle componenti sopra descritte; aggiornare i prospetti delle condizioni economiche di tutela pubblicati sul proprio sito internet secondo le previsioni di cui all'art. 18.1 del TIVG, entro il 30 giugno 2018 (primo mese del trimestre); aggiornare le eventuali Schede di confrontabilità della spesa previste dal Codice di Condotta Commerciale per quanto attiene la stima della spesa risultante dall'applicazione delle condizioni economiche offerte sul mercato libero, per effetto delle nuove componenti; l'art. 17.2.a del Codice di Condotta prevede infatti che i corrispettivi utilizzati per il calcolo a preventivo della spesa annua si intendono vigenti alla data di presentazione dell'offerta.

Delibera 365/2018/R/gas: Aggiornamento, per il trimestre 1 luglio - 30 settembre 2018, delle condizioni economiche di fornitura del gas naturale per il servizio di tutela. Aggiornamento della componente UG3.

Modifiche al TIVG

La delibera aggiorna l'elemento PFOR,t (elemento a copertura dei costi di approvvigionamento del gas naturale nel trimestre, art.6.2.d TIVG) riportato nella Tabella 1 Allegato "365-18tab.pdf"; la componente CMEM (costi di approvvigionamento del gas naturale nel mercato all'ingrosso, art. 6 TIVG) riportata nella Tabella 1 Allegato "365-18tab.pdf"; l'elemento QTVt (corrispettivo variabile a copertura dei costi relativi alle perdite di rete e al gas non contabilizzato, art. 8.1.b TIVG); l'elemento QTFI (corrispettivo a copertura dei costi di trasporto dal PSV al

punto di riconsegna della rete di trasporto, art. 8.1.a TIVG). Tale aggiornamento comporta la modifica dei valori della Tabella 5 del TIVG; dell'algoritmo di calcolo dell'elemento QTEk che compone il QTFI stesso (art. 8.3 TIVG) a seguito dell'introduzione della componente CVRST con Del. 782/2017/R/gas; l'elemento UG3 (componente della tariffa obbligatoria per i servizi di distribuzione e misura, art. 40.3.h RTDG) riportato nella Tabella 2 Allegato "365-18tab.pdf". L'aggiornamento riguarda in particolare l'elemento UG3T (componente tariffaria addizionale della tariffa di trasporto a copertura degli importi di morosità riconosciuti ai fornitori transitori del sistema gas, art. 26.1.i RTTG) riportato nella Tabella 3 Allegato "365-18tab.pdf. Il venditore deve aggiornare i prospetti tariffari utilizzati ai fini della fatturazione nei confronti dei clienti finali oggetto di servizio di tutela; delle offerte commerciali su mercato libero ancorate alle condizioni economiche del servizio di tutela (es. sconto su tutela); dei prospetti delle condizioni economiche di tutela pubblicati sul proprio sito internet secondo le previsioni di cui all'art. 18.1 del TIVG, entro il 30 giugno 2018 (primo mese del trimestre); deve, inoltre, aggiornare le eventuali Schede di confrontabilità della spesa previste dal Codice di Condotta Commerciale per quanto attiene la stima della spesa risultante dall'applicazione delle condizioni economiche offerte sul mercato libero, per effetto delle nuove componenti; l'art. 17.2.a del Codice di Condotta prevede infatti che i corrispettivi utilizzati per il calcolo a preventivo della spesa annua si intendono vigenti alla data di presentazione dell'offerta.

Delibera 366/2018/R/com: Armonizzazione e semplificazione delle schede di confrontabilità per i clienti finali domestici del Codice di condotta commerciale

La delibera ha come obiettivo "effettuare interventi di armonizzazione e semplificazione della disciplina delle schede di confrontabilità del Codice di condotta commerciale al fine di ottimizzare tale strumento e renderlo ancora più intuitivo e chiaro, anche per agevolare e aumentare la capacitazione del cliente finale domestico in vista del superamento delle tutele di prezzo, garantendo al contempo la coerenza con i criteri del Portale Offerte" con il nuovo Codice di Condotta Commerciale. Pertanto ha modificato i criteri di comunicazione delle informazioni sugli sconti relative alla spesa complessiva e, in dettaglio: l'inclusione nel calcolo della stessa degli sconti applicati automaticamente in virtù dell'adesione all'offerta (inclusi gli sconti percepiti dal cliente qualora questo non risolva il contratto prima di 12 mesi) maturati nel corso dei primi 12 mesi di fornitura, indipendentemente dalla durata del contratto; la conferma dell'esclusione dal calcolo della spesa annua stimata di sconti o bonus applicati solo al verificarsi di particolari condizioni previste dal contratto di fornitura o che non concorrano alla decurtazione della base imponibile; la facoltà del venditore di fornire separata evidenza della spesa complessiva annua associata al verificarsi di tali "particolari" condizioni (art. 9.1.I); l'esclusione dell'obbligo di consegna delle Schede di Confrontabilità per le offerte non generalizzate. Il venditore deve modificare il format delle Schede di Confrontabilità, che devono essere redatte per ciascuna offerta commerciale rientrante nell'ambito del Codice di Condotta Commerciale e messe a disposizione dei clienti domestici in fase pre-contrattuale; la Nota Informativa da consegnare ai clienti finali, previa compilazione, in fase pre-contrattuale; deve modificare le procedure di calcolo della spesa complessiva annua riportata nelle Schede di Confrontabilità relative alle offerte a corrispettivo variabile e di conseguenza le procedure di aggiornamento periodico delle Schede stesse.

Determina 6/2018 – DMRT: Attività di monitoraggio dei contratti relativi alle offerte P.L.A.C.E.T. (Disciplina delle offerte a prezzo libero a condizioni equiparate di tutela, offerte P.L.A.C.E.T.)

La Determina 6/2018 – DMRT nell'Allegato 1: definisce in dettaglio i dati che i venditori obbligati TIMR sono tenuti a trasmettere ad AU, con competenza a partire dal 1 marzo 2018 identificandoli in nuovi punti serviti in OP ovvero numero di POD/PDR complessivo in relazione ai quali, a partire dal mese di riferimento, è stata attivata la fornitura nell'ambito di un'Offerta PLACET (OP), a seguito di cambio di Controparte Commerciale; voltura nuova attivazione o riattivazione di un POD/PDR precedentemente disattivato; rinegoziazione con la propria Controparte Commerciale (cambio offerta anche nell'ambito della stessa PLACET); risoluzioni contrattuali; conferma l'ambito di applicazione oggettivo della raccolta dati, così come previsto da PLACET, che è pertanto rivolta a: (EE) clienti domestici e non domestici, limitatamente ai POD connessi in bassa tensione; (GAS) clienti domestici, altri usi e condomini uso domestico limitatamente ai PDR con consumi annui complessivamente non superiori a 200.000 Smc. Sono esclusi dall'ambito della raccolta dati i clienti multisito, qualora almeno un punto non ricada nell'ambito di applicazione di cui sopra; i clienti titolari di forniture destinate ad amministrazioni pubbliche. La determina ribadisce che i dati debbano essere rilevati a consuntivo e tenendo conto della distinzione per settore di riferimento, tipologia di prezzo applicato, tipologia di cliente, mese di competenza e regione di ubicazione del POD/PDR; prevede in particolare che i venditori obbligati TIMR debbano trasmettere i dati all'AU attraverso la compilazione dei Moduli standard di cui agli Allegati 2-7 compilando un Modulo standard per ciascun settore di competenza (EE e GAS), esclusivamente a mezzo mail, con periodicità specifica. Il venditore, nel caso in cui non avesse ancora provveduto, deve predisporre tempestivamente le Offerte PLACET a prezzo fisso e a prezzo variabile, identificando le condizioni economiche che intenderà proporre; predisponendo la relativa documentazione contrattuale; rendendole disponibili attraverso i propri canali commerciali; comunicandole tempestivamente al

SII e gestendone gli eventuali aggiornamenti, nell'ambito del Portale Offerte attivo per la consultazione delle offerte da parte dei clienti finali dall'1 luglio 2018; se obbligato ai sensi del TIMR è tenuto a valutare i necessari adeguamenti a: propri sistemi informativi rispetto alle estrazioni dati necessarie alle comunicazioni da trasmettere ad ARERA; proprie procedure/prassi gestionali per garantire il rispetto delle comunicazioni periodiche previste.

Del. 355/2018/R/com: Efficientamento e armonizzazione della disciplina in tema di procedure di risoluzione extragiudiziale delle controversie tra clienti o utenti finali e operatori o gestori nei settori regolati dall'Autorità – Testo Integrato Conciliazione (TICO)

Il provvedimento si pone come corollario alla disciplina di gestione delle controversie di primo livello già introdotta dal Testo Integrato della regolazione della Qualità dei servizi di Vendita di energia elettrica e di gas naturale (TIQV – Del. 413/2016/R/com), per quanto attiene i reclami dei clienti finali alimentati in bassa pressione (GAS) e/o bassa e media tensione (EE) ed è inserito nel perimetro dell'obiettivo strategico OS 19 "Razionalizzazione del sistema di tutela dei clienti finali per la trattazione dei reclami e la risoluzione extragiudiziale delle controversie"; fa seguito in particolare alla Delibera 209/2016/E/com2 che prevede l'entrata in vigore del Testo Integrato Conciliazione (TICO) dal 1 gennaio 2017 e disciplina il secondo livello di gestione delle controversie tra clienti finali e venditori/distributori (Del. 383/2016/E/com) con cui è stato adottato il Regolamento che modifica l'avvalimento dell'Acquirente Unico per la gestione efficiente dei reclami e delle procedure di conciliazione, dando attuazione alla riforma dell'attuale architettura di gestione dei reclami di seconda istanza o controversie (cosiddetto secondo livello di risoluzione). Il venditore deve valutare la necessità/opportunità di adeguamento delle proprie procedure di gestione del post-vendita (informazioni/reclami), per garantire la compliance regolatoria agendo in particolare sul secondo livello di tutela di risoluzione delle controversie, tenendo conto dell'entrata in vigore differenziata della Disciplina transitoria TICO; Disciplina a regime TICO; deve, inoltre, valutare la necessità di integrazione/modifica dei contratti di fornitura.

Delibera 406/2018/R/com: Entrata in vigore della disciplina del sistema indennitario nell'ambito del Sistema Informativo Integrato, per i settori dell'energia elettrica e del gas naturale

La delibera modifica l'art. 12.5 del TISIND, precisando le modalità di funzionamento del sistema indennitario e le eventuali restituzioni nel caso di saldo dell'intera posizione debitoria da parte del cliente finale. ARERA fissa le date di entrata in vigore della disciplina del Sistema Indennitario a regime stabilendo che la stessa sia applicabile per il settore elettrico a partire dall'1 dicembre 2018; per il settore del gas naturale dall'1 giugno 2019. Per quanto attiene gli impatti del provvedimento, si evidenzia in particolare come il venditore deve valutare la necessità/opportunità di adottare procedure/prassi per l'adesione al nuovo Sistema Indennitario e la conseguente gestione delle richieste di indennizzo; valutare le necessarie modifiche ed impatti rispetto alle attuali procedure/prassi, se già adottate, di gestione del Sistema Indennitario al fine di allinearle alla nuova regolazione nel settore elettrico; valutare di adottare procedure/prassi di gestione del Sistema Indennitario nel settore del gas naturale; adeguare di conseguenza i propri sistemi informativi per garantire una gestione il più possibile automatizzata e fluida dei dati; tenere monitorato il sito del Gestore del SII per accertarsi tempestivamente di pubblicazione delle Specifiche Tecniche aggiornate; data inizio delle operazioni di migrazione delle pratiche di richiesta di indennizzo eventualmente inoltrate.

Determina 3/2018 – DMEA: Aggiornamento dei valori percentuali necessari alla definizione dei profili di prelievo standard per l'anno termico 2018-2019 ai sensi del punto 3 della deliberazione dell'Autorità 8 febbraio 2018, 72/2018/R/gas

La determina introduce l'Allegato "003-18dmea_tab.xlsx" che aggiorna i valori dei parametri $c1\%i,j,k$, $c2\%k$, $t1\%j,k$ e $C4\%k$ da utilizzare per il periodo 01 ottobre 2018 – 30 settembre 2019. I valori percentuali giornalieri dei profili di prelievo standard (art. 5 TISG) sono calcolati sulla base di uno specifico algoritmo che tiene conto dei parametri riferiti ai diversi "usi gas". La tematica dei profili di prelievo giornalieri coinvolge anche le società di vendita gas. In primis i profili vengono utilizzati dal distributore, sulla base di letture reali e del consumo annuo attribuito a ciascun PDR (CAPDR), per determinare stime di lettura (e quindi consumi) ai fini della fatturazione del servizio di vettoriamento; determinazione della lettura di switching; procedura di Settlement. Inoltre, il venditore potrebbe essere direttamente coinvolto nell'utilizzo dei profili di cui sopra, nel caso in cui utilizzi la metodologia dei profili di prelievo standard per il calcolo delle stime dei consumi fatturati in acconto ai clienti finali.

Delibera 416/2018/R/com: Modifiche all'articolo 1 del Testo integrato della regolazione della qualità dei servizi di vendita di energia elettrica e gas naturale

Al fine di migliorare l'efficienza e la comparabilità dei diversi sistemi di monitoraggio del mercato retail adottati nei vari provvedimenti oggi in vigore, ARERA ha stabilito di apportare un'integrazione alla definizione di "Tipologia di cliente finale" di cui all'art. 1 TIQV. La modifica consiste nella sostituzione della generica tipologia cliente finale di gas naturale in bassa pressione in: cliente finale di gas naturale in bassa pressione, domestico;

condominio con uso domestico in bassa pressione; attività di servizio pubblico in bassa pressione; cliente finale di gas naturale in bassa pressione, per usi diversi. La modifica si limita pertanto alla sola esplicitazione di un maggiore dettaglio per tipologia, mantenendo il riferimento da un lato alle sole forniture in bassa pressione, dall'altro a qualsiasi livello di consumo. Nell'ambito degli incontri tecnici previsti dalla Del. 413/2016/R/com per la presentazione e discussione dell'articolazione definitiva del Rapporto reclami di cui all'art. 39 TIQV, tale modifica è stata in precedenza condivisa da ARERA con le Associazioni rappresentative degli operatori; queste ultime hanno espresso parere sostanzialmente positivo, pur indicando la necessità di tempi adeguati per i necessari aggiornamenti ai sistemi informativi. Per rispettare tale richiesta, l'entrata in vigore della modifica è fissata al 1 gennaio 2019. ARERA dovrà provvedere anche all'aggiornamento della Det. 7/2017 – DACU. Il venditore deve valutare gli impatti sui propri sistemi informativi e sulle procedure di gestione della qualità commerciale (es. registrazione reclami); adottare e implementare un piano idoneo a garantire nei tempi previsti il rispetto delle nuove specifiche.

Delibera 442/2018/R/com: Disposizioni urgenti in materia di servizi elettrico, gas, idrico e di gestione del ciclo integrato dei rifiuti, anche differenziati, urbani ed assimilati in relazione all'emergenza conseguente al crollo del Ponte Morandi a Genova

La delibera sospende i termini di pagamento relativi a utenze già attive (riguarda fatture/avvisi di pagamento emesse/i o da emettere con scadenza a partire dal 14 agosto 2018, comprese eventuali prestazioni di disattivazione fornitura), per 12 mesi a decorrere dal 15 agosto 2018; (riguarda i settori gas naturale, energia elettrica, il servizio idrico integrato, la fornitura di gas diversi da naturale distribuiti a mezzo rete e il ciclo integrato dei rifiuti). Riguarda le utenze degli edifici siti in Genova Via Porro 5, 6, 6A, 8, 9, 10, 11, 12, 14, 16 e in Via Campasso 39 e 41, nonché ad ulteriori utenze interessate ed individuate da successivi provvedimenti delle autorità competenti. Il venditore è tenuto a verificare la presenza, tra i propri clienti, di soggetti colpiti dal DPCM 15 agosto 2018, cui rivolgere i primi interventi urgenti; in caso di presenza di soggetti interessati, deve adeguare le proprie procedure inerenti ai processi di fatturazione, pagamento e gestione credito; monitorare la pubblicazione dei provvedimenti con cui ARERA (e/o altre autorità) deliberano in merito.

Determina 7/2018 – DMRT: Aggiornamento, per il trimestre 1 ottobre – 31 dicembre 2018, delle schede di confrontabilità relative ai prezzi di fornitura di energia elettrica e di gas naturale

La determina aggiorna per il trimestre 1 ottobre – 31 dicembre 2018, “le schede di confrontabilità relative ai prezzi di fornitura di energia elettrica e di gas naturale”. La determina introduce, ai fini del calcolo della spesa complessiva annua delle Schede di confrontabilità, nella Tabella 4 dell'Allegato “007-18dmrt_tab.xlsx”, l'individuazione dell'uso del gas naturale e della zona climatica per ciascun ambito tariffario e livello di consumo, facendo seguito, fra l'altro, anche al chiarimento ARERA del 4 settembre 2018 relativo alla compilazione delle Schede di confrontabilità per i clienti finali domestici di gas naturale; dei profili di prelievo annuo in base all'uso del gas naturale e alla zona climatica. Tali informazioni sono necessarie in virtù dell'entrata in vigore dei nuovi criteri definiti dal Codice di Condotta Commerciale. Il venditore operante sul mercato libero deve aggiornare le Schede di confrontabilità della spesa previste per i clienti finali domestici oggetto delle proprie offerte contrattuali; l'aggiornamento della documentazione contrattuale deve avvenire, nel rispetto dell'art. 17.5 del Codice di Condotta Commerciale, entro 10 giorni lavorativi dalla pubblicazione da parte di ARERA dei relativi valori (entro il 15 ottobre 2018). È necessario tenere presente che a decorrere dal 1 ottobre 2018 sono entrati in vigore il nuovo Codice di Condotta Commerciale e i relativi nuovi modelli di Scheda di confrontabilità (Del. 366/2018/R/com4).

Delibera 475/2018/R/com: Aggiornamento, dal 1 ottobre 2018, delle componenti tariffarie destinate alla copertura degli oneri generali e di ulteriori componenti del settore elettrico e del settore gas

La delibera conferma il valore delle componenti della tariffa obbligatoria per i servizi di distribuzione e misura (art. 40 RTDG), in vigore dal 1 gennaio 2018, come riportate nella Tabella 10 Del. 923/2017/R/com, riferite in particolare alla componente GS, a copertura del sistema di compensazione tariffaria per i clienti economicamente disagiati; alla componente RE, a copertura degli oneri che gravano sul Fondo per misure ed interventi per il risparmio energetico, sul Fondo di garanzia a sostegno della realizzazione di reti di teleriscaldamento e sul Conto per lo sviluppo tecnologico e industriale; alla componente RS, a copertura degli oneri gravanti sul Conto per la qualità dei servizi gas; alla componente UG1, a copertura di eventuali squilibri dei sistemi di perequazione e a copertura di eventuali conguagli. La conferma del valore della componente GST (componente tariffaria addizionale a copertura degli oneri per la compensazione delle agevolazioni tariffarie ai clienti del settore gas in stato di disagio, art. 23.1 lettera e) RTTG) e della componente RET (componente tariffaria addizionale a copertura degli oneri per misure ed interventi per il risparmio energetico e lo sviluppo delle fonti rinnovabili nel settore del gas naturale, art. 23.1 lettera f) RTTG), in vigore dal 1 gennaio 2018, come riportate nella Tabella 11 Del.923/2017/R/com; tali valori sono confermati fino al 31 dicembre 2018 e successivamente varieranno (almeno per quanto attiene la componente RET secondo quanto già previsto dalla Del.172/2018/R/com7); la conferma del valore

della componente CVFG (componente tariffaria addizionale a copertura degli oneri derivanti dall'applicazione del fattore di copertura dei ricavi per il servizio di rigassificazione del Gnl, art.23.1 lettera b) RTTG), in vigore dal 1 gennaio 2018, come riportato nella Del. 923/2017/R/com; la conferma del valore della componente (componente tariffaria addizionale a copertura degli squilibri di perequazione dei ricavi relativi al corrispettivo di capacità CRr8 e degli squilibri di perequazione dei ricavi relativi al corrispettivo unitario variabile CV9, art. 23.1 lettera d) RTTG), in vigore dal 1 gennaio 2018, come riportato nella Del. 923/2017/R/com. Il venditore deve aggiornare i prospetti tariffari utilizzati ai fini della fatturazione, relativi ad offerte contrattuali per le quali sia prevista l'applicazione delle componenti sopra descritte; aggiornare i prospetti delle condizioni economiche di tutela pubblicati sul proprio sito internet secondo le previsioni di cui all'art. 18.1 del TIVG, entro il 31 ottobre 2018 (primo mese del trimestre); aggiornare le eventuali Schede di confrontabilità della spesa previste dal Codice di Condotta Commerciale per quanto attiene la stima della spesa risultante dall'applicazione delle condizioni economiche offerte sul mercato libero, per effetto delle nuove componenti; l'art. 17.2.a del Codice di Condotta prevede infatti che i corrispettivi utilizzati per il calcolo a preventivo della spesa annua si intendono vigenti alla data di presentazione dell'offerta. A tal proposito si ricorda che a decorrere dal 1 ottobre 2018 sono entrati in vigore il nuovo Codice di Condotta Commerciale e i relativi nuovi modelli di Scheda di confrontabilità (Del.366/2018/R/com).

Delibera 477/2018/R/gas: Aggiornamento, per il trimestre 1 ottobre - 31 dicembre 2018, delle condizioni economiche di fornitura del gas naturale per il servizio di tutela. Modifiche al TIVG

La delibera aggiorna l'elemento PFOR,t (elemento a copertura dei costi di approvvigionamento del gas naturale nel trimestre, art.6.2.d TIVG) riportato nella Tabella 1 Allegato "477-18 all.pdf"; la componente CMEM (costi di approvvigionamento del gas naturale nel mercato all'ingrosso, art. 6 TIVG) riportata nella Tabella 1 Allegato "477-18all.pdf"; l'elemento QTVt (corrispettivo variabile a copertura dei costi relativi alle perdite di rete e al gas non contabilizzato, art. 8.1.b TIVG); l'elemento QTFi (corrispettivo a copertura dei costi di trasporto dal PSV al punto di riconsegna della rete di trasporto, art. 8.1.a TIVG). Tale aggiornamento comporta la modifica dei valori della Tabella 5 del TIVG. Il venditore deve aggiornare i prospetti tariffari utilizzati ai fini della fatturazione nei confronti dei clienti finali oggetto di servizio di tutela; offerte commerciali su mercato libero ancorate alle condizioni economiche del servizio di tutela (es. sconto su tutela); i prospetti delle condizioni economiche di tutela pubblicati sul proprio sito internet secondo le previsioni di cui all'art. 18.1 del TIVG, entro il 31 ottobre 2018 (primo mese del trimestre); aggiornare le eventuali Schede di confrontabilità della spesa previste dal Codice di Condotta Commerciale per quanto attiene la stima della spesa risultante dall'applicazione delle condizioni economiche offerte sul mercato libero, per effetto delle nuove componenti; l'art. 17.2.a del Codice di Condotta prevede infatti che i corrispettivi utilizzati per il calcolo a preventivo della spesa annua si intendono vigenti alla data di presentazione dell'offerta. A tal proposito si ricorda che a decorrere dal 1 ottobre 2018 sono entrati in vigore il nuovo Codice di Condotta Commerciale e i relativi nuovi modelli di Scheda di confrontabilità (Del.366/2018/R/com).

Delibera 488/2018/R/gas Disposizioni in merito alla gestione centralizzata dei dati di misura nell'ambito del Sistema Informativo Integrato, con riferimento al settore gas

La delibera modifica il TIVG a partire dai dati di misura resi disponibili nel mese di novembre, prevedendo in particolare:(art. 13.1.b) l'inserimento del SII fra i soggetti obbligati alla messa a disposizione dei dati di misura; (art. 15) l'integrale sostituzione dell'art. 15 che, nello specifico, introduce l'obbligo di messa a disposizione dei dati di misura rilevati periodicamente al SII da parte delle imprese di distribuzione, entro la medesima tempistica già oggi in vigore (entro il sesto giorno lavorativo del mese); agli UdD da parte del SII, relativamente ai PDR nella titolarità di ciascun UdD, entro e non oltre 24 (ventiquattro) ore dalla ricezione degli stessi. Per quanto attiene gli ulteriori requisiti già oggi previsti dall'art. 15 permane, per il distributore l'obbligo di validazione delle misure entro 3 giorni lavorativi dalla rilevazione; l'obbligo di mettere a disposizione, nei casi di PDR non smart, anche l'informazione sul successivo tentativo di raccolta della lettura; il riconoscimento di un indennizzo automatico nei confronti dell'UdD in caso di ritardata messa a disposizione dei dati; (art. 15bis) l'introduzione dell'obbligo di messa a disposizione delle misure di rettifica da parte delle imprese di distribuzione nei confronti del SII, entro la medesima tempistica già oggi in vigore (entro il sesto giorno lavorativo del mese); da parte del SII agli UdD entro e non oltre 24 (ventiquattro) ore dalla loro ricezione. La delibera modifica l'art. 11 della Del. 102/2016/R/gas a partire dai dati di misura resi disponibili nel mese di novembre: (art. 11.1) prevedendo che il soggetto che eroga il servizio di misura abbia l'obbligo di mettere a disposizione del SII i dati di misura rilevati in occasione della voltura; (art. 11.2) introducendo l'obbligo per il SII di mettere a sua volta a disposizione dell'UdD i dati di cui al punto precedente entro e non oltre 24 (ventiquattro) ore dalla loro ricezione. Ai fini di garantire un'equilibrata entrata a regime delle nuove procedure di gestione dei dati di misura ARERA prevede che l'eventuale revisione delle tempistiche stabilite dal TIVG per la messa a disposizione dei dati sia rinviata ad un successivo provvedimento; le imprese di distribuzione, al fine di far fronte ad eventuali criticità, possano mantenere attivi fino al 30 aprile 2019 i canali di messa a disposizione dei dati attualmente utilizzati; il Gestore del SII deve predisporre

un apposito report per ARERA per evidenziare eventuali anomalie dei flussi informativi; segnali alle imprese di distribuzione interessate le anomalie riscontrate (conformità e completezza flussi). Il venditore deve valutare la necessità di modificare le procedure di acquisizione dei dati di misura e di caricamento nei propri sistemi informativi e procedere agli eventuali adeguamenti.

Delibera 569/2018/R/com: Disposizioni per il rafforzamento delle tutele a vantaggio dei clienti finali nei casi di fatturazione di importi riferiti a consumi risalenti a più di due anni

La delibera prevede misure di rafforzamento delle tutele dei clienti finali per i casi di fatturazione di importi per i settori di energia elettrica e di gas naturale riferiti a consumi risalenti a più di due anni; l'individuazione dell'ambito di applicazione soggettivo della Disciplina della prescrizione biennale con espresso richiamo alle tipologie di POD/PDR previste rispettivamente dal TIV/TIVG, ovvero riconducibili per l'energia elettrica ai clienti finali domestici allacciati in Bassa Tensione (art. 2.3.a TIV); clienti finali non domestici allacciati in Bassa Tensione diversi da illuminazione pubblica (art. 2.3.c TIV); per i clienti gas metano ai clienti finali domestici (art. 2.3.a TIVG); ai condomini per uso domestico (art. 2.3.b TIVG); alle attività del servizio pubblico (art. 2.3.c TIVG); agli usi diversi (art. 2.3.d TIVG). In aggiunta è previsto che il provvedimento non si applichi in caso di consumi complessivi annui di gas naturale superiori a 200.000 Smc; clienti multisito, nel caso in cui almeno un POD/PDR non si trovi in una delle condizioni di cui sopra; forniture destinate alle amministrazioni pubbliche. L'individuazione, ai fini della determinazione dei consumi risalenti a più di due anni, del criterio pro-die per l'attribuzione dei consumi su base giornaliera, considerando quindi convenzionalmente costante il consumo nel periodo. Il Venditore è tenuto a dare adeguata evidenza della presenza in fattura di tali importi, in modo che siano adeguatamente differenziati dagli importi relativi a consumi risalenti a meno di due anni, alternativamente: emettendo una fattura contenente esclusivamente gli importi per consumi risalenti a più di due anni; dando separata e chiara evidenza degli importi per consumi risalenti a più di due anni all'interno di una fattura di periodo o chiusura relativa anche a consumi risalenti a meno di due anni; integrare la fattura recante gli importi riferiti a consumi risalenti a più di due anni con una pagina iniziale aggiuntiva contenente specifico avviso; l'ammontare degli importi oggetto di prescrizione; una sezione recante un format che il cliente finale può utilizzare al fine di eccepire l'intervenuta prescrizione, l'indicazione di un recapito postale o fax e una modalità telematica o indirizzo di posta elettronica del Venditore, a cui inviare il format o un eventuale testo redatto dal cliente finale con cui manifesti la volontà di eccepire la prescrizione.

Delibera 601/2018/R/gas: Determinazione del corrispettivo Cp a copertura degli oneri derivanti dall'assicurazione a favore dei clienti finali del gas, con decorrenza dall'1 gennaio 2019

La delibera prevede che a decorrere dal 1 gennaio 2019 il corrispettivo Cp sia pari a 0,45 €/PDR/anno, riducendo quindi il precedente valore fissato da Del. 678/2016/R/gas (pari a 0,50€/PDR/Anno). Tale importo è stato fissato da ARERA considerando che il Conto assicurazione presso la CSEA presenta un saldo attivo di ammontare superiore a quello rilevato nello stesso periodo dell'anno precedente, poiché nel 2018 il differenziale negativo tra il gettito generato dalla riscossione del corrispettivo Cp e le erogazioni dovute, è stato più che compensato dalla riduzione del premio assicurativo per la gestione 2017 in applicazione delle clausole di cosiddetto profit sharing. Il Venditore deve aggiornare i propri sistemi con il valore del costo per punto di riconsegna in vigore dal 1 gennaio 2019; gestire le informazioni da inviare a Distributori (e/o Trasportatori); provvedere alla fatturazione nei confronti dei clienti finali nella prima bolletta utile che contabilizza consumi relativi al 31 dicembre 2018; provvedere ai pagamenti nei confronti di Distributori (e/o Trasportatori).

Delibera 587/2018/R/com: Ulteriori misure straordinarie ed urgenti in materia di servizi elettrico, gas e idrico integrato a sostegno delle popolazioni colpite dagli eventi sismici del 24 agosto 2016 e successivi

La delibera definisce specifiche misure straordinarie per le forniture dei Comuni colpiti dal sisma del 21 agosto 2017. Il Venditore deve modificare le proprie procedure di fatturazione al fine di dar seguito ai nuovi requisiti regolatori; adeguare le proprie procedure/prassi di gestione di pagamenti ed incassi, nonché di recupero credito/morosità; valutare eventuali effetti sui propri sistemi informativi, attuando le necessarie implementazioni.

03.01.02 - QUADRO REGOLATORIO DEL MERCATO DELLA VENDITA DI ENERGIA ELETTRICA

Delibera 594/2017/R/eel "Disposizioni in merito alla gestione dei dati di misura nell'ambito del Sistema informativo integrato, con riferimento al settore elettrico"

Il provvedimento assegna, da gennaio 2018, al Sistema Informativo Integrato (SII) il ruolo di interfaccia comune unica per la messa a disposizione dei dati di misura nei confronti degli utenti del trasporto e dispacciamento. Il provvedimento individua i ruoli e le responsabilità dei soggetti coinvolti nelle procedure di messa a disposizione dei dati di misura e si inserisce in un processo di riforma che mira a rendere più efficiente l'intero sistema di interscambio dati. Le società di vendita sono tenute a monitorare la pubblicazione da parte del SII delle Specifiche Tecniche attuative della Delibera.

Delibera 172/2018/R/com: Aggiornamento, dal 1 aprile 2018, delle componenti tariffarie destinate alla copertura degli oneri generali e di ulteriori componenti del settore elettrico e del settore gas

La delibera aggiorna la componente ASOS, per i POD non nella titolarità di imprese a forte consumo di energia (Tabella 1 Allegato "172-2018tab.xls") e per i POD nella titolarità di imprese a forte consumo di energia (Tabelle 2, 3, 4 e 5 Allegato "172-2018tab.xls"); la componente ARIM, riportata nella Tabella 6 Allegato "172-2018tab.xls"; le componenti ASOS, ARIM, UC3 e UC6 per la società RFI – Rete Ferroviaria Italiana S.p.A, aggiornate nella Tabella 7 Allegato "172-2018tab.xls"; le componenti ASOS, ARIM, UC3 e UC6 per i soggetti che hanno aderito alla sperimentazione tariffaria per pompe di calore, aggiornate nella Tabella 8 Allegato "172-2018tab.xls". Per quanto attiene le componenti UC3 e UC6 per le altre tipologie di soggetti, ARERA conferma i valori già in vigore dal 1 gennaio 2018 come riportati nella Tabella 7 Delibera 923/2017/R/com4. Infine ARERA e stabilisce che il gettito della componente ARIM sia ripartito in base alle percentuali riportate nell'art. 2.7 della Del.172/2018/R/com sui conti definiti nell'art. 39.6 lettere a), b), c), d), h), i), l) p) ed r) del TIT; il gettito della componente ASOS sia da destinare completamente al conto per i nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate di cui all'art. 48.1 lettera b) del TIT. I venditori devono aggiornare i prospetti tariffari utilizzati ai fini della fatturazione, relativi ad offerte contrattuali per le quali sia prevista l'applicazione delle componenti sopra descritte; aggiornare le eventuali Schede di confrontabilità della spesa previste dal Codice di Condotta Commerciale per quanto attiene la stima della spesa risultante dall'applicazione delle condizioni economiche offerte sul mercato libero, per effetto delle nuove componenti; l'art. 16.2.a del Codice di Condotta prevede infatti che i corrispettivi utilizzati per il calcolo a preventivo della spesa annua si intendono vigenti alla data di presentazione dell'offerta.

Delibera 188/2018/R/eel: Aggiornamento, per il trimestre 1 aprile – 30 giugno 2018, delle condizioni economiche del servizio di vendita dell'energia elettrica in maggior tutela. Modifiche al TIV

La delibera aggiorna l'elemento PE (Prezzo Energia) riportato nelle Tabelle 1.1, 1.2, 1.3 e 1.4 dell'Allegato "188-18tab.xlsx"; l'elemento PD (Prezzo Dispacciamento) riportato nelle Tabelle 2.1, 2.2, 2.3 e 2.4 dell'Allegato "188-18tab.xlsx"; il corrispettivo PED (Prezzo Energia e Dispacciamento) riportato nelle Tabelle 3.1, 3.2, 3.3 e 3.4 dell'Allegato "188-18tab.xlsx"; il corrispettivo PPE (Prezzo Perequazione Energia) riportato nelle Tabelle 4.1 e 4.2 dell'Allegato "188-18tab.xlsx". Inoltre la delibera aggiorna anche il corrispettivo DISPBT relativamente a POD nella titolarità di clienti finali domestici per alimentazione di applicazioni nella residenza anagrafica (Tabella 3bis.b TIV); i parametri per la determinazione dell'ammontare previsto dal meccanismo di compensazione atto alla copertura dell'ulteriore costo fisso in capo agli esercenti la maggior tutela derivante dalla maggiore uscita dei clienti verso il mercato libero rispetto a quanto riconosciuto nella definizione delle componenti RCV applicate nell'anno (Tabella 12 TIV). I venditori devono aggiornare i prospetti tariffari utilizzati ai fini della fatturazione nei confronti dei clienti finali oggetto di: servizio di maggior tutela; offerte commerciali sul mercato libero ancorate alle condizioni economiche del servizio di maggior tutela (es. sconto su maggior tutela); offerte nell'ambito della Tutela SIMILE; aggiornare le eventuali Schede di confrontabilità della spesa previste dal Codice di Condotta Commerciale per quanto attiene la stima della spesa risultante dall'applicazione delle condizioni economiche offerte sul mercato libero, per effetto delle nuove componenti; l'art. 16.2.a del Codice di Condotta prevede infatti che i corrispettivi utilizzati per il calcolo a preventivo della spesa annua si intendono vigenti alla data di presentazione dell'offerta.

Determina 2/2018 – DMRT: Aggiornamento, per il trimestre 1 aprile – 30 giugno 2018, delle tabelle di comparazione relative ai prezzi di fornitura di energia elettrica e di gas naturale

La determina prevede in particolare la sostituzione dal 1 aprile 2018 della Tabella dell'Allegato B della Delibera ARG/eit 8/10 con la Tabella 1 dell'Allegato "002-18dmrt.xls" (Prezzi per cliente tipo); la pubblicazione dei valori relativi alla stima della spesa annua complessiva al netto delle imposte (art.16.8 Codice Condotta Commerciale), derivante dall'applicazione delle condizioni economiche di riferimento determinate da ARERA a partire dal 1 aprile 2018, per i clienti finali domestici di energia elettrica, come riportati in Tabella 2 dell'Allegato "002-18dmrt.xls"; l'informativa in merito alla variazione, rispetto al trimestre precedente, della stima della spesa annua incluse le imposte, con riferimento al cliente tipo del servizio elettrico (potenza impegnata 3kW, abitazione di residenza anagrafica, consumo pari a 2.700 kWh/anno) derivanti dall'applicazione delle condizioni economiche di riferimento determinate da ARERA dal 1 aprile 2018. Il venditore operante sul mercato libero sia tenuto ad aggiornare le Schede di confrontabilità della spesa previste per i clienti finali domestici oggetto delle proprie offerte contrattuali; l'aggiornamento della documentazione contrattuale deve avvenire, nel rispetto dell'art. 16.8 del Codice di Condotta Commerciale, entro 10 giorni lavorativi dalla pubblicazione da parte di ARERA dei relativi valori (entro il 16 aprile 2018).

Delibera 168/2018/R/com: Obblighi di comunicazione dei prezzi a carico degli esercenti l'attività di vendita finale di energia elettrica e di gas naturale

La delibera prevede l'obbligo, per i venditori EE, di comunicare ad ARERA, a partire dai dati di competenza del 1°

semestre 2019, entro 45 giorni dal termine di ogni semestre, i dati relativi ai prezzi medi trimestrali dell'energia elettrica sul mercato finale (e alle principali variabili a essi correlate), disaggregati in base alle caratteristiche indicate nella stessa delibera. Rispetto alle rilevazioni attualmente previste da Del. ARG/elt 167/08 ARERA ritiene di aver semplificato l'iter adottando una minore periodicità di raccolta (da rilevazione trimestrale a semestrale) e di frequenza delle osservazioni (dettaglio info da mensile a trimestrale); eliminando la richiesta di valori al netto delle rettifiche; eliminando il numero di POD fatturati (pro-die) e serviti a fine mese. Alcune informazioni aggiuntive risulteranno infatti recuperabili direttamente tramite il Sistema Informativo Integrato (SII). Il venditore deve adeguare la rilevazione ed elaborazione dei dati relativi ai prezzi medi di fornitura in base alle nuove caratteristiche indicate da ARERA; valutare l'opportunità di implementare nuove funzionalità/routine nei propri sistemi informativi al fine di agevolare le procedure di estrazione dei dati e trasmissione da ARERA; adeguare le proprie procedure di trasmissione in base alle nuove scadenze stabilite da ARERA; monitorare il sito ARERA al fine di identificare le modalità di trasmissione dei dati.

Delibera 264/2018/R/com: Interventi urgenti sulle misure transitorie in materia di fatturazione e misura nel mercato al dettaglio dell'energia elettrica, adottate con deliberazione dell'Autorità 97/2018/R/com

La delibera regola la prescrizione degli importi fatturati ai clienti in conseguenza di conguagli per rettifiche operate dal distributore poiché la Legge Bilancio 2018 stabilisce che la prescrizione biennale opera relativamente a tutti i rapporti della filiera, compreso quindi quello tra distributore e venditore. Onde evitare interventi regolatori "complessi" inconciliabili con la transitorietà e urgenza delle previsioni della delibera 97/2018/R/com ARERA ritiene pertanto (in via transitoria) che nei casi di emissione di fatturazione di conguaglio derivante da rettifica imputabile all'impresa distributrice, per la quale il cliente eccepisce la prescrizione del corrispettivo fatturato e pertanto non proceda al pagamento, il venditore possa richiedere al distributore la rideterminazione degli importi; lo storno delle fatture interessate; la restituzione delle somme eventualmente versate in eccesso. Tale intervento consente pertanto al venditore il riconoscimento dei diritti previsti dalla Legge Bilancio 2018 rispetto alla responsabilità del distributore di eventuale rettifica dei consumi risalenti a più di due anni prima; di derogare alla fatturazione delle somme corrispondenti nei confronti dei clienti finali. Il Venditore deve valutare la necessità di interventi rispetto a procedure/prassi di gestione dati di misura; procedure/prassi di fatturazione attiva; procedure/prassi di gestione della fatturazione passiva; procedure/prassi di gestione reclami; procedure/prassi di gestione recupero credito; sistemi informativi; adottare e implementare, a valle delle valutazioni di cui al punto precedente, un adeguato piano di intervento; predisporre adeguate attività informative/formative nei confronti del personale coinvolto dalle attività di fatturazione, gestione reclami e recupero del credito.

Delibera 77/2018/R/com: Riforma del processo di switching nel mercato retail

La delibera modifica l'art. 3.1 dell'Allegato della delibera 487/2015/R/eel "Disposizioni funzionali all'esecuzione di un contratto di fornitura concluso con una nuova controparte commerciale da parte di un cliente finale titolare di un punto di prelievo attivo". Quest'ultimo prevedeva che nel caso di conclusione di un contratto di fornitura con un cliente finale già titolare del POD (switching) la nuova controparte commerciale dovesse dar seguito alle procedure di switch qualora, tra gli altri, "assolti gli obblighi previsti dalla normativa vigente in materia di verifica dei dati del cliente finale e dei relativi titoli in relazione all'unità immobiliare per la quale si richiede la fornitura". Tale obbligo viene meno in caso di procedura di switch a valle della Legge Concorrenza 2017 che prevede espressamente, all'art. 1.70, la non applicazione delle disposizioni dell'art. 5 del D. L. 47/2014 relativamente alla verifica dei dati del cliente finale e dei relativi titoli in relazione all'unità immobiliare per la quale è richiesta la fornitura. Il venditore deve valutare la necessità/opportunità di modifiche rispetto ai testi dei propri contratti di fornitura, alle procedure di acquisizione e gestione dei contratti/clienti.

Determina 3/2018 – DMRT: Offerte PLACET: Monitoraggio Reportistica

La Determina ribadisce le responsabilità in capo al Gestore del SII, già definite nella Del. 848/2017/R/com, in merito alla verifica del rispetto, da parte dei venditori di energia elettrica e gas naturale, dell'obbligo di trasmissione e aggiornamento tempestivo delle Offerte PLACET nei confronti del SII; comunicazione ad ARERA degli esiti delle verifiche comprensivi dell'elenco dei venditori inadempienti per eventuali seguiti; stabilisce che i parametri oggetto delle verifiche dovranno essere espressi secondo distinte dimensioni. Il Venditore che non vi ha ancora provveduto deve predisporre tempestivamente le Offerte PLACET a prezzo fisso e a prezzo variabile, identificando le condizioni economiche che intenderà proporre; predisponendo la relativa documentazione contrattuale; rendendole disponibili attraverso i propri canali commerciali; comunicandole tempestivamente al SII e gestendone gli eventuali aggiornamenti; adeguare i propri sistemi informativi.

Delibera 288/2018/R/com: Obblighi in capo ai venditori ai fini del monitoraggio delle offerte a prezzo libero a condizioni equiparate di tutela (offerte P.L.A.C.E.T.)

La delibera dispone la necessità di informazioni in merito ai prezzi e al numero di contratti sottoscritti. A tal fine vengono identificati un campione significativo di soggetti obbligati ai sensi del TIMR a fornire statistiche sul

numero complessivo di clienti titolari di un contratto PLACET per il quale risulta attivata la fornitura nel mese; il numero di contratti PLACET risolti, con tempistiche predefinite. L'obbligo impone di fornire i dati entro il mese successivo al termine del trimestre, con competenza dal 1 marzo 2018. I dati devono essere forniti con distinzione per settore (commodity) di riferimento; tipologia di prezzo applicato (fisso o variabile); tipologia di cliente; mese di competenza; regione di ubicazione del POD/PDR. L'Acquirente Unico si occuperà del supporto informativo nella fase di rilevazione dei dati; per la trasmissione delle informazioni sui prezzi delle Offerte PLACET secondo le disposizioni di successiva Determina DMRT. Tutti i Venditori che non vi hanno ancora provveduto, devono predisporre tempestivamente le Offerte PLACET a prezzo fisso e a prezzo variabile, identificando le condizioni economiche da proporre; predisponendo la relativa documentazione contrattuale; rendendole disponibili attraverso i propri canali commerciali; comunicandole al SII e gestendone gli eventuali aggiornamenti; adeguare i propri sistemi informativi e le proprie procedure/prassi gestionali (front e back office) per gestire anche la nuova tipologia di offerte. I Venditori obbligati ai sensi del TIMR devono valutare i necessari adeguamenti ai propri sistemi informativi rispetto alle estrazioni dati necessarie alle comunicazioni da trasmettere ad ARERA; valutare i necessari adeguamenti alle proprie procedure/prassi gestionali per garantire il rispetto delle comunicazioni periodiche previste; monitorare la pubblicazione delle ulteriori specifiche da parte di ARERA.

Delibera 312/2018/R/com: Ulteriori misure straordinarie ed urgenti in materia di servizi elettrico, gas e idrico integrato per le popolazioni colpite dagli eventi sismici del 24 agosto 2016 e successivi

La delibera stabilisce la proroga automatica al 1 gennaio 2019 del periodo di sospensione dei termini di pagamento per utenze site nelle SAE, ovvero nei MAPRE, comprese forniture relative ai servizi generali; delle utenze site nelle aree di accoglienza temporanea alle popolazioni colpite allestite dai Comuni e site negli immobili ad uso abitativo per assistenza alla popolazione; dei soggetti danneggiati che dichiarino l'inagibilità del fabbricato, casa di abitazione, studio professionale o azienda, con trasmissione agli enti competenti art.12.2). Stabilisce inoltre la proroga al 31 marzo 2019 del termine per la richiesta dell'anticipazione a CSEA, da parte dei venditori oggetto di una comprovata criticità finanziaria, degli importi relativi non solo alle fatture i cui termini di pagamento sono stati sospesi, ma anche a quelle per le quali i termini di emissione sono stati prorogati. Il Venditore deve modificare le proprie procedure di fatturazione al fine di dar seguito ai nuovi requisiti regolatori; adeguare le proprie procedure/prassi di gestione di pagamenti ed incassi, nonché di recupero credito/morosità; valutare l'opportunità di sfruttare le proroghe previste per quanto attiene, in particolare, la richiesta di anticipazione a CSEA in caso di comprovata criticità finanziaria; valutare eventuali effetti sui propri sistemi informativi, attuando le necessarie implementazioni.

Determina 9/2018 – DACU: Modifiche al Regolamento del Portale Operatori-Gestori e al Manuale utente di cui alla determinazione 5 gennaio 2017, 1/DCCA/2017

ARERA, rispetto alla versione precedente, con il nuovo Regolamento Portale conferma sostanzialmente i requisiti già in precedenza definiti per quanto attiene i soggetti operanti nei settori gas ed energia elettrica; estende, anche al settore idrico, le procedure di scambio di documenti e informazioni nell'ambito delle attività svolte dallo Sportello; apporta modifiche alla denominazione di ARERA e Sportello, conformemente con l'evoluzione intervenuta dal 2018. Non sono rilevabili variazioni sostanziali rispetto ai requisiti previsti dal Regolamento Portale. Per quanto riguarda il Manuale Portale le modifiche riguardano in particolare i servizi offerti dal Portale con l'introduzione della sezione Nuovi solleciti ricevuti ove poter consultare ed effettuare il download dei solleciti inviati dallo Sportello a seguito di eventuali risposte assenti da parte dell'Operatore (Sportello procede a massimo due solleciti); allineamento alla nuova disciplina dai contratti contestati (TIRV) rispetto alla precedente dei contratti non richiesti; eliminazione delle funzionalità di Aggiornamento massivo del campo note. Più in generale il Manuale Portale fornisce indicazioni in merito ai requisiti SW necessari e modalità per l'accesso al Portale; modalità operative di gestione dei servizi offerti dal Portale, per ciascuna sezione identificata; funzionalità di estrazione report; servizio help desk; report PEC giornaliero. Il Venditore deve valutare l'efficacia delle proprie procedure di gestione dei reclami al fine di identificare eventuali non conformità regolatorie e/o inefficienze gestionali ed anticipare il rischio di incorrere nell'utilizzo, da parte del cliente, degli ulteriori strumenti di tutela a disposizione (Sportello e Servizio Conciliazione); definire ed implementare, a valle delle verifiche di cui sopra, un piano di risoluzione di eventuali criticità e/o modifica delle proprie procedure gestionali con l'obiettivo di rispettare i requisiti regolatori imposti, in particolare, dalla disciplina della qualità commerciale di cui al TIQV (Del. 413/2016/R/com); ottimizzare il livello di customer satisfaction nei confronti dei clienti; evitare le conseguenze di avvalimento, da parte del cliente, degli ulteriori strumenti di tutela; valutare più in generale eventuali effetti sui propri sistemi informativi, attuando le necessarie implementazioni.

Determina 5/2018 – DMRT: Aggiornamento, per il trimestre 1 luglio – 30 settembre 2018, delle tabelle di comparazione relative ai prezzi di fornitura di energia elettrica e di gas naturale

La determina prevede in particolare la sostituzione da 1 luglio 2018 della Tabella dell'Allegato B della Delibera ARG/elt 8/10 con Tabella 1 dell'Allegato "005-18dmrt_tab.xlsx" (Prezzi per cliente tipo); la pubblicazione dei valori relativi alla stima della spesa annua complessiva al netto delle imposte (art.16.8 Codice Condotta Commerciale), derivante dall'applicazione delle condizioni economiche di riferimento determinate da ARERA a partire dal 1 luglio 2018, per i clienti finali domestici di energia elettrica, come riportati in Tabella 2 dell'Allegato "005-18dmrt_tab.xlsx". L'informativa in merito alla variazione, rispetto al trimestre precedente, della stima della spesa annua incluse le imposte, con riferimento al cliente tipo del servizio elettrico (potenza impegnata 3kW, abitazione di residenza anagrafica, consumo pari a 2.700 kWh/anno) derivanti dall'applicazione delle condizioni economiche di riferimento determinate da ARERA dal 1 luglio 2018. Il venditore operante sul mercato libero deve aggiornare le Schede di confrontabilità della spesa previste per i clienti finali domestici oggetto delle proprie offerte contrattuali; l'aggiornamento della documentazione contrattuale deve avvenire, nel rispetto dell'art. 16.8 del Codice di Condotta Commerciale, entro 10 giorni lavorativi dalla pubblicazione da parte di ARERA dei relativi valori (entro il 13 luglio 2018).

Delibera 359/2018/R/com: Aggiornamento, dal 1 luglio 2018, delle componenti tariffarie destinate alla copertura degli oneri generali e di ulteriori componenti del settore elettrico e del settore gas

Gli aggiornamenti riguardano in particolare la componente ASOS, per i POD non nella titolarità di imprese a forte consumo di energia (Tabella 1 Allegato "359-18tab.xls") e per i POD nella titolarità di imprese a forte consumo di energia (Tabelle 2, 3, 4 e 5 Allegato "359-18tab.xls"); la componente ARIM, riportata nella Tabella 6 Allegato "359-18tab.xls"; componenti ASOS, ARIM, UC3 e UC6 per la società RFI – Rete Ferroviaria Italiana S.p.A., aggiornate nella Tabella 7 Allegato "359-18tab.xls"; le componenti ASOS, ARIM, UC3 e UC6 per i soggetti che hanno aderito alla sperimentazione tariffaria per pompe di calore, aggiornate nella Tabella 8 Allegato "359-18tab.xls". Per quanto attiene le componenti UC3 e UC6 per le altre tipologie di soggetti, ARERA conferma i valori già in vigore dal 1 gennaio 2018 come riportati nella Tabella 7 Delibera 923/2017/R/com. Il venditore deve aggiornare i prospetti tariffari utilizzati ai fini della fatturazione, relativi ad offerte contrattuali per le quali sia prevista l'applicazione delle componenti sopra descritte; aggiornare le eventuali Schede di confrontabilità della spesa previste dal Codice di Condotta Commerciale per quanto attiene la stima della spesa risultante dall'applicazione delle condizioni economiche offerte sul mercato libero, per effetto delle nuove componenti; l'art. 16.2.a del Codice di Condotta prevede infatti che i corrispettivi utilizzati per il calcolo a preventivo della spesa annua si intendono vigenti alla data di presentazione dell'offerta.

Delibera 363/2018/R/eel: Aggiornamento, in riduzione, del corrispettivo a copertura dei costi per la remunerazione del servizio di interrompibilità del carico e del corrispettivo di reintegrazione oneri salvaguardia, a decorrere dal 1 luglio 2018.

Gli aggiornamenti, in vigore dal 1 luglio 2018, riguardano in particolare il corrispettivo a copertura dei costi per la remunerazione del servizio di interrompibilità del carico (art. 73 Del. 111/06) il cui valore è riportato nella Tabella 3 della Del. 111/06; corrispettivo unitario di reintegrazione oneri salvaguardia (art. 25bis TIS) i cui valori, differenziati per POD serviti o meno in salvaguardia, sono riportati nella Tabella 11 TIS. Il venditore deve aggiornare i prospetti tariffari utilizzati ai fini della fatturazione, relativi alle offerte contrattuali per le quali sia prevista l'applicazione delle componenti sopra descritte; alle offerte PLACET per le quali è prevista l'applicazione di corrispettivo di cui all'art. 73 Del. 111/06 per tutte le tipologie di offerta; di corrispettivo di cui all'art. 25bis TIS per le offerte rivolte a clienti non domestici aventi diritto alla salvaguardia; devono inoltre aggiornare le eventuali Schede di confrontabilità della spesa previste dal Codice di Condotta Commerciale per quanto attiene la stima della spesa risultante dall'applicazione delle condizioni economiche offerte sul mercato libero, per effetto delle nuove componenti; l'art. 16.2.a del Codice di Condotta prevede infatti che i corrispettivi utilizzati per il calcolo a preventivo della spesa annua si intendono vigenti alla data di presentazione dell'offerta.

Delibera 364/2018/R/eel: Aggiornamento, per il trimestre 1 luglio – 30 settembre 2018, delle condizioni economiche del servizio di vendita dell'energia elettrica in maggior tutela e modifiche al Tiv

La delibera aggiorna l'elemento PE (Prezzo Energia) riportato nelle Tabelle 1.1, 1.2, 1.3 e 1.4 dell'Allegato "364-18tab.xlsx"; l'elemento PD (Prezzo Dispacciamento) riportato nelle Tabelle 2.1, 2.2, 2.3 e 2.4 dell'Allegato "364-18tab.xlsx"; il corrispettivo PED (Prezzo Energia e Dispacciamento) riportato nelle Tabelle 3.1, 3.2, 3.3 e 3.4 dell'Allegato "364-18tab.xlsx"; il corrispettivo PPE (Prezzo Perequazione Energia) riportato nelle Tabelle 4.1 e 4.2 dell'Allegato "364-18tab.xlsx". Gli aggiornamenti riguardano anche il corrispettivo PCV (Prezzo commercializzazione vendita) i cui valori sono stati confermati (Tabella 1 TIV); il corrispettivo DISPBT (Componente di dispacciamento) relativamente a POD nella titolarità di clienti finali domestici per alimentazione di applicazioni

nella residenza anagrafica (Tabella 3bis.b TIV). Il venditore deve aggiornare i prospetti tariffari utilizzati ai fini della fatturazione nei confronti dei clienti finali oggetto del servizio di maggior tutela; delle offerte commerciali sul mercato libero ancorate alle condizioni economiche del servizio di maggior tutela (es. sconto su maggior tutela); delle offerte nell'ambito della Tutela SIMILE; deve, inoltre, aggiornare le eventuali Schede di confrontabilità della spesa previste dal Codice di Condotta Commerciale per quanto attiene la stima della spesa risultante dall'applicazione delle condizioni economiche offerte sul mercato libero, per effetto delle nuove componenti; l'art. 16.2.a del Codice di Condotta prevede infatti che i corrispettivi utilizzati per il calcolo a preventivo della spesa annua si intendono vigenti alla data di presentazione dell'offerta.

Del. 366/2018/R/com: Armonizzazione e semplificazione delle schede di confrontabilità per i clienti finali domestici del Codice di condotta commerciale

La delibera ha come obiettivo "effettuare interventi di armonizzazione e semplificazione della disciplina delle schede di confrontabilità del Codice di condotta commerciale al fine di ottimizzare tale strumento e renderlo ancora più intuitivo e chiaro, anche per agevolare e aumentare la capacitazione del cliente finale domestico in vista del superamento delle tutele di prezzo, garantendo al contempo la coerenza con i criteri del Portale Offerte" con il nuovo Codice di Condotta Commerciale. Pertanto ha modificato i criteri di comunicazione delle informazioni sugli sconti relative alla spesa complessiva e, in dettaglio: l'inclusione nel calcolo della stessa degli sconti applicati automaticamente in virtù dell'adesione all'offerta (inclusi gli sconti percepiti dal cliente qualora questo non risolva il contratto prima di 12 mesi) maturati nel corso dei primi 12 mesi di fornitura, indipendentemente dalla durata del contratto; la conferma dell'esclusione dal calcolo della spesa annua stimata di sconti o bonus applicati solo al verificarsi di particolari condizioni previste dal contratto di fornitura o che non concorrono alla decurtazione della base imponibile; la facoltà del venditore di fornire separata evidenza della spesa complessiva annua associata al verificarsi di tali "particolari" condizioni (art. 9.1.); l'esclusione dell'obbligo di consegna delle Schede di Confrontabilità per le offerte non generalizzate. La Scheda di Confrontabilità per clienti finali domestici di energia elettrica deve riguardare l'aggiornamento di componenti a corrispettivo variabile, la medesima metodologia di calcolo della spesa complessiva annuale adottata da ARERA nell'art. 17 dell'Allegato A della Del.51/2018/R/com ovvero del medesimo criterio previsto dal Regolamento del Portale Offerte. Il venditore deve modificare il format delle Schede di Confrontabilità, che devono essere redatte per ciascuna offerta commerciale rientrante nell'ambito del Codice di Condotta Commerciale e messe a disposizione dei clienti domestici in fase pre-contrattuale; la Nota Informativa da consegnare ai clienti finali, previa compilazione, in fase pre-contrattuale; deve modificare le procedure di calcolo della spesa complessiva annua riportata nelle Schede di Confrontabilità relative alle offerte a corrispettivo variabile e di conseguenza le procedure di aggiornamento periodico delle Schede stesse.

Determina 6/2018 – DMRT: Attività di monitoraggio dei contratti relativi alle offerte P.L.A.C.E.T. (Disciplina delle offerte a prezzo libero a condizioni equiparate di tutela, offerte P.L.A.C.E.T.)

La Determina 6/2018 – DMRT nell'Allegato 1 definisce in dettaglio i dati che i venditori obbligati TIMR sono tenuti a trasmettere ad AU, con competenza a partire dal 1 marzo 2018 identificandoli in nuovi punti serviti in OP ovvero numero di POD/PDR complessivo in relazione ai quali, a partire dal mese di riferimento, è stata attivata la fornitura nell'ambito di un'Offerta PLACET (OP) a seguito di cambio di Controparte Commerciale; voltura nuova attivazione o riattivazione di un POD/PDR precedentemente disattivato; rinegoziazione con la propria Controparte Commerciale (cambio offerta anche nell'ambito della stessa PLACET); risoluzioni contrattuali; conferma l'ambito di applicazione oggettivo della raccolta dati, così come previsto da PLACET, che è pertanto rivolta a: (EE) clienti domestici e non domestici, limitatamente ai POD connessi in bassa tensione; (GAS) clienti domestici, altri usi e condomini uso domestico limitatamente ai PDR con consumi annui complessivamente non superiori a 200.000 Smc. Sono esclusi dall'ambito della raccolta dati i clienti multisito, qualora almeno un punto non ricada nell'ambito di applicazione di cui sopra; i clienti titolari di forniture destinate ad amministrazioni pubbliche. La determina ribadisce che i dati debbano essere rilevati a consuntivo e tenendo conto della distinzione per settore di riferimento, tipologia di prezzo applicato, tipologia di cliente, mese di competenza e regione di ubicazione del POD/PDR; prevede in particolare che i venditori obbligati TIMR debbano trasmettere i dati all'AU attraverso la compilazione dei Moduli standard di cui agli Allegati 2-7; compilando un Modulo standard per ciascun settore di competenza (EE e GAS); esclusivamente a mezzo mail; con periodicità specifica. Il venditore (nel caso in cui non avesse ancora provveduto) deve predisporre tempestivamente le Offerte PLACET a prezzo fisso e a prezzo variabile, identificando le condizioni economiche che intenderà proporre; predisponendo la relativa documentazione contrattuale; rendendole disponibili attraverso i propri canali commerciali; comunicandole tempestivamente al SII e gestendone gli eventuali aggiornamenti, nell'ambito del Portale Offerte attivo per la consultazione delle offerte da parte dei clienti finali dal 1 luglio 2018; se obbligato ai sensi del TIMR è tenuto a valutare i necessari

adeguamenti a: propri sistemi informativi rispetto alle estrazioni dati necessarie alle comunicazioni da trasmettere ad ARERA; proprie procedure/prassi gestionali per garantire il rispetto delle comunicazioni periodiche previste.

Delibera 355/2018/R/com: Efficiamento e armonizzazione della disciplina in tema di procedure di risoluzione extragiudiziale delle controversie tra clienti o utenti finali e operatori o gestori nei settori regolati dall'Autorità – Testo Integrato Conciliazione (TICO)

Il provvedimento si pone come corollario alla disciplina di gestione delle controversie di primo livello già introdotta dal Testo Integrato della regolazione della Qualità dei servizi di Vendita di energia elettrica e di gas naturale (TIQV – Del. 413/2016/R/com), per quanto attiene i reclami dei clienti finali alimentati in bassa pressione (GAS) e/o bassa e media tensione (EE); ed è inserito nel perimetro dell'obiettivo strategico OS 19 "Razionalizzazione del sistema di tutele dei clienti finali per la trattazione dei reclami e la risoluzione extragiudiziale delle controversie"; fa seguito in particolare alla Delibera 209/2016/E/com2 che prevede l'entrata in vigore del Testo Integrato Conciliazione (TICO) dal 1 gennaio 2017 e disciplina il secondo livello di gestione delle controversie tra clienti finali e venditori/distributori (Del. 383/2016/E/com) con cui è stato adottato il Regolamento che modifica l'avvalimento dell'Acquirente Unico per la gestione efficiente dei reclami e delle procedure di conciliazione, dando attuazione alla riforma dell'attuale architettura di gestione dei reclami di seconda istanza o controversie (cosiddetto secondo livello di risoluzione). Il venditore deve valutare la necessità/opportunità di adeguamento delle proprie procedure di gestione del post-vendita (informazioni/reclami), per garantire la compliance regolatoria agendo in particolare sul secondo livello di tutela di risoluzione delle controversie, tenendo conto dell'entrata in vigore differenziata della Disciplina transitoria TICO; Disciplina a regime TICO; deve, inoltre, valutare la necessità di integrazione/modifica dei contratti di fornitura.

Delibera 406/2018/R/com: Entrata in vigore della disciplina del sistema indennitario nell'ambito del Sistema Informativo Integrato, per i settori dell'energia elettrica e del gas naturale

La delibera modifica l'art. 12.5 del TISIND, precisando le modalità di funzionamento del sistema indennitario e le eventuali restituzioni nel caso di saldo dell'intera posizione debitoria da parte del cliente finale. ARERA fissa le date di entrata in vigore della disciplina del Sistema Indennitario a regime stabilendo che la stessa sia applicabile per il settore elettrico a partire dal 1 dicembre 2018; per il settore del gas naturale dal 1 giugno 2019. Per quanto attiene gli impatti del provvedimento, si evidenzia in particolare come il venditore deve valutare la necessità/opportunità di adottare procedure/prassi per l'adesione al nuovo Sistema Indennitario e la conseguente gestione delle richieste di indennizzo, anche con riferimento alla fase di migrazione transitoria nel settore elettrico; valutare le necessarie modifiche ed impatti rispetto alle attuali procedure/prassi, se già adottate, di gestione del Sistema Indennitario al fine di allinearle alla nuova regolazione nel settore elettrico; valutare di adottare procedure/prassi di gestione del Sistema Indennitario nel settore del gas naturale; adeguare di conseguenza i propri sistemi informativi per garantire una gestione il più possibile automatizzata e fluida dei dati; tenere monitorato il sito del Gestore del SII per accertarsi tempestivamente di pubblicazione delle Specifiche Tecniche aggiornate; data inizio delle operazioni di migrazione delle pratiche di richiesta di indennizzo eventualmente inoltrate.

Delibera 416/2018/R/com: Modifiche all'articolo 1 del Testo integrato della regolazione della qualità dei servizi di vendita di energia elettrica e gas naturale

Al fine di migliorare l'efficienza e la comparabilità dei diversi sistemi di monitoraggio del mercato retail adottati nei vari provvedimenti oggi in vigore, ARERA ha stabilito di apportare un'integrazione alla definizione di "Tipologia di cliente finale" di cui all'art. 1 TIQV. La modifica consiste nella sostituzione della generica tipologia cliente finale di gas naturale in bassa pressione in: cliente finale di gas naturale in bassa pressione, domestico; condominio con uso domestico in bassa pressione; attività di servizio pubblico in bassa pressione; cliente finale di gas naturale in bassa pressione, per usi diversi. La modifica si limita pertanto alla sola esplicitazione di un maggiore dettaglio per tipologia, mantenendo il riferimento. a un lato, alle sole forniture in bassa pressione, dall'altro, a qualsiasi livello di consumo. Nell'ambito degli incontri tecnici previsti dalla Del. 413/2016/R/com per la presentazione e discussione dell'articolazione definitiva del Rapporto reclami di cui all'art. 39 TIQV tale modifica è stata in precedenza condivisa da ARERA con le Associazioni rappresentative degli operatori; queste ultime hanno espresso parere sostanzialmente positivo pur indicando la necessità di tempi adeguati per i necessari aggiornamenti ai sistemi informativi. Per rispettare tale richiesta l'entrata in vigore della modifica è fissata al 1 gennaio 2019. ARERA dovrà provvedere anche all'aggiornamento della Det. 7/2017 – DACU. Il venditore deve valutare gli impatti sui propri sistemi informativi e sulle procedure di gestione della qualità commerciale (es. registrazione reclami); adottare e implementare un piano idoneo a garantire nei tempi previsti il rispetto delle nuove specifiche.

Delibera 430/2018/R/eel: Estensione del procedimento in tema di garanzie ed esazione degli oneri generali di sistema per il settore elettrico, avviato con deliberazione dell'Autorità 109/2017/R/eel, in ottem-

peranza alle sentenze del Tar Lombardia 237/2017, 238/2017, 243/2017 e 244/2017

La delibera fissa al 30 giugno 2019 il nuovo termine per la conclusione del procedimento avviato con la Del. 109/2017/R/eel, poiché la riforma strutturale dell'intero assetto degli oneri generali di sistema auspicata dal legislatore nazionale, che dovrebbe risolvere le attuali complessità, risulta particolarmente complessa e quindi di non immediata realizzazione; i molteplici interessi in gioco di ciascuna delle parti interessate, spesso contrastati, necessitano tempistiche istruttorie decisamente più dilatate per addivenire a soluzioni di riforma organica, non frammentate o limitate ai soli aspetti oggetto delle sentenze del giudice amministrativo. Il venditore è tenuto, se utente del trasporto, a monitorare l'evoluzione della disciplina tenendo in considerazione che data la delicatezza della stessa è ipotizzabile, come in parte già avvenuto, un sostanziale ricorso alla giustizia amministrativa.

Delibera 442/2018/R/com: Disposizioni urgenti in materia di servizi elettrico, gas, idrico e di gestione del ciclo integrato dei rifiuti, anche differenziati, urbani ed assimilati in relazione all'emergenza conseguente al crollo del Ponte Morandi a Genova

La delibera sospende i termini di pagamento relativi a utenze già attive (riguarda fatture/avvisi di pagamento emesse/i o da emettere con scadenza a partire dal 14 agosto 2018, comprese eventuali prestazioni di disattivazione fornitura), per 12 mesi a decorrere dal 15 agosto 2018; riguarda i settori gas naturale, energia elettrica, il servizio idrico integrato, la fornitura di gas diversi da naturale distribuiti a mezzo rete e il ciclo integrato dei rifiuti). Riguarda le utenze degli edifici siti in Genova Via Porro 5, 6, 6A, 8, 9, 10, 11, 12, 14, 16 e in Via Campasso 39 e 41, nonché ad ulteriori utenze interessate ed individuate da successivi provvedimenti delle autorità competenti. Il venditore è tenuto a verificare la presenza, tra i propri clienti, di soggetti colpiti dal DPCM 15 agosto 2018, cui rivolgere i primi interventi urgenti; in caso di presenza di soggetti interessati, deve adeguare le proprie procedure inerenti ai processi di fatturazione, pagamento e gestione credito; monitorare la pubblicazione dei provvedimenti con cui ARERA (e/o altre autorità) deliberano in merito.

Delibera 449/2018/R/eel: Completamento della disciplina di Tutela SIMILE: offerta PLACET da applicare in occasione dei rinnovi successivi al primo ai clienti in Tutela SIMILE

La delibera introduce alcune variazioni alla disciplina della Tutela SIMILE disponendo la modifica della comunicazione di preavviso di scadenza dell'annualità di fornitura in Tutela Simile. Il Fornitore ammesso, in vista del termine del servizio di Maggiore Tutela, sarà tenuto a informare il cliente finale della possibilità di rientro in Maggiore Tutela specificando però che tale possibilità sarà mantenuta solo fino alla sua definitiva rimozione ai sensi della legge; (art. 11.7) l'introduzione di una procedura più completa rispetto a quella prevista dal precedente art.11.6.f (che è pertanto abrogato) rispetto alla comunicazione che il fornitore ammesso deve effettuare nei confronti del cliente al termine della seconda annualità in Tutela SIMILE. Tale comunicazione deve essere inviata con un preavviso di 3 (tre) mesi rispetto alla scadenza della seconda annualità di fornitura in Tutela SIMILE. Il venditore, se Fornitore ammesso alla Tutela SIMILE, deve gestire le comunicazioni di preavviso scadenza annualità da inviare ai clienti tenendo conto delle novità introdotte.

Determina 7/2018 – DMRT; Aggiornamento, per il trimestre 1 ottobre – 31 dicembre 2018, delle schede di confrontabilità relative ai prezzi di fornitura di energia elettrica e di gas naturale

La determina aggiorna per il trimestre 1 ottobre – 31 dicembre 2018, le schede di confrontabilità relative ai prezzi di fornitura di energia elettrica e di gas naturale". In particolare ARERA dà seguito, per il trimestre ottobre – dicembre 2018, alla previsione di cui alla Del. 388/2012/R/com secondo cui a partire dal 1 ottobre 2012 nella sezione "Operatori" del proprio sito internet sono disponibili i valori relativi alla stima della spesa annua complessiva escluse imposte di cui all'art. 16.6 del Codice di Condotta Commerciale, come previsti dalle Schede di confrontabilità della spesa, che devono essere obbligatoriamente messe a disposizione dei clienti finali domestici oggetto di offerta contrattuale di energia elettrica su mercato libero; definisce per la prima volta il profilo tipo di un cliente domestico. Il venditore operante sul mercato libero deve aggiornare le Schede di confrontabilità della spesa prevista per i clienti finali domestici oggetto delle proprie offerte contrattuali; l'aggiornamento della documentazione contrattuale deve avvenire, nel rispetto dell'art. 16.6 del Codice di Condotta Commerciale, entro 10 giorni lavorativi dalla pubblicazione da parte di ARERA dei relativi valori (entro il 15 ottobre 2018). Dal 1 ottobre 2018 sono entrati in vigore il nuovo Codice di Condotta Commerciale e i relativi nuovi modelli di Scheda di confrontabilità (Del. 366/2018/R/com).

Delibera 475/2018/R/com: Aggiornamento, dal 1 ottobre 2018, delle componenti tariffarie destinate alla copertura degli oneri generali e di ulteriori componenti del settore elettrico e del settore gas

La delibera conferma la componente ASOS, per i POD non nella titolarità di imprese a forte consumo di energia e per i POD nella titolarità di imprese a forte consumo di energia; la componente ARIM; le componenti ASOS, ARIM, UC3 e UC6 per la società RFI – Rete Ferroviaria Italiana S.p.A.; le componenti ASOS, ARIM, UC3 e UC6 per i soggetti che hanno aderito alla sperimentazione tariffaria per pompe di calore. Per quanto attiene le componenti

UC3 e UC6 per le altre tipologie di soggetti, ARERA conferma nuovamente i valori in vigore dal 1 gennaio 2018 come riportati nella Tabella 7 Del. 923/2017/R/com. Il venditore deve aggiornare i prospetti tariffari utilizzati ai fini della fatturazione, relativi ad offerte contrattuali per le quali sia prevista l'applicazione delle componenti sopra descritte; aggiornare le eventuali Schede di confrontabilità della spesa previste dal Codice di Condotta Commerciale per quanto attiene la stima della spesa risultante dall'applicazione delle condizioni economiche offerte sul mercato libero, per effetto delle nuove componenti; l'art. 16.2.a del Codice di Condotta prevede infatti che i corrispettivi utilizzati per il calcolo a preventivo della spesa annua si intendono vigenti alla data di presentazione dell'offerta. A tal proposito si ricorda che a decorrere dal 1 ottobre 2018 sono entrati in vigore il nuovo Codice di Condotta Commerciale e i relativi nuovi modelli di Scheda di confrontabilità (Del.366/2018/R/com).

Delibera 478/2018/R/eel: Aggiornamento, per il trimestre 1 ottobre – 31 dicembre 2018, delle condizioni economiche del servizio di vendita dell'energia elettrica in maggior tutela

La delibera aggiorna l'elemento PE (Prezzo Energia) riportato nelle Tabelle 1.1, 1.2, 1.3 e 1.4 dell'Allegato "478-18all.xlsx"; l'elemento PD (Prezzo Dispacciamento) riportato nelle Tabelle 2.1, 2.2, 2.3 e 2.4 dell'Allegato "478-18all.xlsx"; corrispettivo PED (Prezzo Energia e dispacciamento) riportato nelle Tabelle 3.1, 3.2, 3.3 e 3.4 dell'Allegato "478-18all.xlsx"; il corrispettivo PPE (Prezzo Perequazione Energia) riportato nelle Tabelle 4.1 e 4.2 dell'Allegato "478-18all.xlsx". Il venditore deve aggiornare i prospetti tariffari utilizzati ai fini della fatturazione nei confronti dei clienti finali oggetto di servizio di maggior tutela; le offerte commerciali sul mercato libero ancorate alle condizioni economiche del servizio di maggior tutela (es. sconto su maggior tutela); le offerte nell'ambito della Tutela SIMILE. Inoltre deve aggiornare le eventuali Schede di confrontabilità della spesa previste dal Codice di Condotta Commerciale per quanto attiene la stima della spesa risultante dall'applicazione delle condizioni economiche offerte sul mercato libero, per effetto delle nuove componenti; l'art. 16.2.a del Codice di Condotta prevede infatti che i corrispettivi utilizzati per il calcolo a preventivo della spesa annua si intendono vigenti alla data di presentazione dell'offerta. A tal proposito si ricorda che a decorrere dal 1 ottobre 2018 sono entrati in vigore il nuovo Codice di Condotta Commerciale e i relativi nuovi modelli di Scheda di confrontabilità (Del.366/2018/R/com).

Delibera 569/2018/R/com: Disposizioni per il rafforzamento delle tutele a vantaggio dei clienti finali nei casi di fatturazione di importi riferiti a consumi risalenti a più di due anni

La delibera prevede misure di rafforzamento delle tutele dei clienti finali per i casi di fatturazione di importi per i settori di energia elettrica e di gas naturale riferiti a consumi risalenti a più di due anni; l'individuazione dell'ambito di applicazione soggettivo della Disciplina della prescrizione biennale con espresso richiamo alle tipologie di POD/PDR previste rispettivamente dal TIV/TIVG, ovvero riconducibili per l'energia elettrica ai clienti finali domestici allacciati in Bassa Tensione (art. 2.3.a TIV); clienti finali non domestici allacciati in Bassa Tensione diversi da illuminazione pubblica (art. 2.3.c TIV); per i clienti gas metano ai clienti finali domestici (art. 2.3.a TIVG); ai condomini per uso domestico (art. 2.3.b TIVG); alle attività del servizio pubblico (art. 2.3.c TIVG); agli usi diversi (art. 2.3.d TIVG). In aggiunta è previsto che il provvedimento non si applichi in caso di consumi complessivi annui di gas naturale superiori a 200.000 Smc; clienti multisito, nel caso in cui almeno un POD/PDR non si trovi in una delle condizioni di cui sopra; forniture destinate alle amministrazioni pubbliche. L'individuazione, ai fini della determinazione dei consumi risalenti a più di due anni, del criterio pro-die per l'attribuzione dei consumi su base giornaliera, considerando quindi convenzionalmente costante il consumo nel periodo. Il Venditore è tenuto a dare adeguata evidenza della presenza in fattura di tali importi, in modo che siano adeguatamente differenziati dagli importi relativi a consumi risalenti a meno di due anni, alternativamente: emettendo una fattura contenente esclusivamente gli importi per consumi risalenti a più di due anni; dando separata e chiara evidenza degli importi per consumi risalenti a più di due anni all'interno di una fattura di periodo o chiusura relativa anche a consumi risalenti a meno di due anni; integrare la fattura recante gli importi riferiti a consumi risalenti a più di due anni con una pagina iniziale aggiuntiva contenente specifico avviso; l'ammontare degli importi oggetto di prescrizione; una sezione recante un format che il cliente finale può utilizzare al fine di eccepire l'intervenuta prescrizione, l'indicazione di un recapito postale o fax e una modalità telematica o indirizzo di posta elettronica del Venditore, a cui inviare il format o un eventuale testo redatto dal cliente finale con cui manifesti la volontà di eccepire la prescrizione.

Delibera 587/2018/R/com: Ulteriori misure straordinarie ed urgenti in materia di servizi elettrico, gas e idrico integrato a sostegno delle popolazioni colpite dagli eventi sismici del 24 agosto 2016 e successivi

La delibera definisce specifiche misure straordinarie per le forniture dei Comuni colpiti dal sisma del 21 agosto 2017. Il Venditore deve modificare le proprie procedure di fatturazione al fine di dar seguito ai nuovi requisiti regolatori; adeguare le proprie procedure/prassi di gestione di pagamenti ed incassi, nonché di recupero credito/morosità; valutare eventuali effetti sui propri sistemi informativi, attuando le necessarie implementazioni.

Delibera 626/2018/R/eel: Ulteriore differimento del completamento della riforma delle componenti tariffarie a copertura degli oneri generali di sistema per i clienti domestici di energia elettrica, di cui alla deliberazione dell'Autorità 582/2015/R/ee

L'ulteriore differimento dell'attuazione della terza fase della riforma tariffaria elettrica, ossia riguardante in particolare l'applicazione anche ai corrispettivi a copertura degli oneri generali di sistema di una struttura tariffaria non progressiva ma differenziata tra clienti residenti e non residenti, è frutto di valutazioni rispetto al fatto che non possa essere rinviato oltre il 1 gennaio 2019 il percorso di recupero del mancato gettito derivante dalle misure straordinarie adottate nel corso del III e IV trimestre 2018 con Del. 359/2018/R/com e Del. 475/2018/R/com. È infatti sostanzialmente impossibile diluire nel tempo l'impatto di tale recupero sui clienti finali senza sussidi incrociati tra le diverse tipologie di utenza, in funzione del mancato gettito per la medesima tipologia; è quindi necessario mantenere corrispettivi tariffari caratterizzati dalla medesima struttura vigente nel III e IV trimestre 2018 per evitare redistribuzione di oneri, nella tipologia di utenza domestica, tra gruppi di clienti caratterizzati da diversi volumi di prelievo annuo; nel 2019 potranno essere adottati ulteriori provvedimenti previsti dalla Legge Concorrenza 2017 per rafforzare il livello di protezione delle fasce sociali più disagiate offerto dal Bonus elettrico. Per quanto attiene la componente DISPBT, a restituzione del differenziale relativo all'attività di commercializzazione applicata a tutti i clienti finali aventi diritto alla maggior tutela, la delibera prevede il superamento della struttura progressiva applicata alle forniture presso abitazioni di residenza anagrafica dei clienti domestici e pertanto dal 1 gennaio 2019 sarà applicata unicamente una quota fissa così come già avviene nel caso di forniture presso abitazioni diverse da quelle di residenza. Contestualmente è modificato l'art. 10.9 TIV.

03.02 - QUADRO REGOLATORIO DELLA DISTRIBUZIONE GAS METANO

Il servizio di distribuzione del gas naturale è soggetto all'attività regolatoria dell'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente. L'Autorità è un organismo indipendente, istituito con la Legge 14 novembre 1995, n. 481 con il compito di tutelare gli interessi dei consumatori e di promuovere la concorrenza, l'efficienza e la diffusione di servizi con adeguati livelli di qualità, attraverso l'attività di regolazione e di controllo. In particolare, compito dell'Autorità è quello di regolare tutti gli aspetti connessi all'erogazione del servizio nei confronti degli utenti; tale attività incide direttamente sui fondamentali economici dei rapporti commerciali nei quali si traduce l'espletamento del servizio, quali la definizione delle condizioni economiche, delle condizioni di accesso e di erogazione del servizio, quali gli standard qualitativi minimi.

Regolazione tariffaria

La regolazione tariffaria rappresenta l'elemento più importante per le imprese di distribuzione, con essa infatti l'Autorità definisce tutti gli elementi che concorrono alla remunerazione del servizio ed alla valorizzazione degli asset aziendali.

Con la delibera 583/2015/R/com del 2 dicembre 2015 sono stati approvati i nuovi criteri per la determinazione e l'aggiornamento del tasso di remunerazione del capitale investito per i servizi infrastrutturali dei settori elettrico e gas (TIWACC 2016-2021), che trovano applicazione nel periodo 1 gennaio 2016 - 31 dicembre 2021. Il TIWACC riporta la formula per la determinazione del WACC e relativo aggiornamento, considerando i diversi parametri che lo compongono: tasso reale di rendimento del capitale proprio (sulla base del tasso di rendimento delle attività prive di rischio, del livello di inflazione, del total market return TMR e del livello del premio per il rischio paese CRP); costo del debito in termini reali; aliquota teorica di incidenza delle imposte sul risultato di esercizio; aliquota fiscale per il calcolo dello scudo fiscale degli oneri finanziari; livello di gearing per il servizio infrastrutturale regolato; fattore correttivo per la copertura delle imposte sui profitti nominali. Inoltre, individua i parametri specifici dei diversi servizi con riferimento al livello di gearing (rapporto tra il capitale di debito e la somma di capitale proprio e capitale di debito) e al parametro b (misura del rischio sistematico e non diversificabile per ciascun servizio) in vigore dal 1 gennaio 2016 (ad eccezione dei parametri b relativi al settore elettrico, la cui fissazione avverrà a breve nell'ambito delle decisioni di revisione del periodo regolatorio). Nell'Allegato alla delibera sono quindi riportate tabelle con i valori specifici di parametri base del WACC, del livello di gearing, del b e del WACC. L'Autorità ha, infine, previsto un meccanismo di aggiornamento a metà periodo, per consentire gli aggiustamenti del tasso in funzione dell'andamento congiunturale. La revisione della metodologia ha comportato la fissazione per il triennio 2016-18 di un rendimento sul capitale investito (in termini reali e pre-tasse) pari al 6,1% per la distribuzione gas e al 6,6% per la misura gas, con una riduzione di circa 80 punti base rispetto ai valori del 2015.

La tabella sintetizza i valori del WACC per i diversi servizi infra-strutturali dei settori elettrico e gas.

SERVIZIO	2016	2017	2018
Trasmissione energia elettrica	5,3%	5,3%	5,3%
Distribuzione e misura energia elettrica	5,6%	5,6%	5,6%
Stoccaggio	6,5%	6,5%	6,5%
Rigassificazione	6,6%	6,6%	(A)
Trasporto gas	5,4%	5,4%	(B)
Distribuzione gas	6,1%	6,1%	6,1%
Misura gas	6,6%	6,6%	6,6%

(A) - I valori saranno definiti in occasione della revisione tariffaria per il quinto periodo di regolazione per il servizio di rigassificazione. (B) - I valori saranno definiti in occasione della revisione tariffaria per il quinto periodo di regolazione per il servizio di trasporto del gas naturale. Fonte: Autorità.

Il 2018 è il quinto anno del quarto periodo regolatorio (2014-2019) del sistema tariffario della distribuzione e misura del gas, disciplinato dalla delibera 367/2014.

Il sistema tariffario risulta in continuità con l'anno precedente ed assicura a ciascun distributore un vincolo ai ricavi ammessi determinato dall'ARERA sulla base dei costi riconosciuti, espressi dalle tariffe di riferimento e dal numero medio di punti di riconsegna serviti nel 2017, rendendo i ricavi indipendenti dalla dinamica dei volumi distribuiti. Questo risultato viene ottenuto attraverso opportuni meccanismi di perequazione tariffaria che consentono ai distributori di regolare con la Cassa per i servizi energetici e ambientali (CSEA) le differenze tra il proprio ricavo ammesso e il ricavo conseguito dalla fatturazione verso le società venditrici (determinato dall'applicazione ai clienti di tariffe obbligatorie determinate dall'Autorità per ambiti macroregionali). In particolare:

- il capitale investito riconosciuto nelle tariffe dell'anno t (2018) copre gli investimenti realizzati fino all'anno $t-1$ (2017), mediante l'applicazione di un tasso di remunerazione del capitale (WACC) pari al 6,1% per il servizio di distribuzione ed al 6,6% per quello di misura; è previsto il riconoscimento in tariffa degli ammortamenti calcolati sulla base delle vite utili regolatorie;
- i livelli dei costi operativi riconosciuti (differenziati per dimensione dell'impresa e densità della clientela) sono aggiornati tramite l'indice inflativo FOI pubblicato dall'Istat.

Sulla base di tali principi, con delibera 220/2017/R/gas l'Autorità ha approvato per il 2017 le tariffe di riferimento provvisorie per i servizi di distribuzione e misura del gas (basate su una stima degli investimenti del 2016).

Con la Delibera 775/2016/R/gas del 22 dicembre 2016 è stata approvata la nuova versione della Regolazione delle tariffe dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2014-2019 (RTDG), a valle delle modifiche in materia di costi operativi riconosciuti, di determinazione della componente tariffaria a copertura dei costi delle verifiche metrologiche, di riconoscimento dei costi dei sistemi di telelettura/telegestione e dei concentratori e di definizione dei costi standard dei gruppi di misura elettronici, per il triennio 2017-2019. Con la Delibera 774/2016/R/gas del 22 dicembre 2016 l'Autorità ha approvato le tariffe obbligatorie per i servizi di distribuzione, misura e commercializzazione del gas naturale, di cui all'articolo 40 della RTDG e gli importi di perequazione bimestrale d'acconto relativi al servizio di distribuzione del gas naturale, di cui all'articolo 45 della RTDG, per l'anno 2017. Con il medesimo provvedimento viene approvato l'ammontare massimo del riconoscimento di maggiori oneri derivanti dalla presenza di canoni di concessione, di cui all'articolo 59 della RTDG, per le imprese distributrici che hanno presentato istanza e fornito idonea documentazione.

La Delibera 859/2017/R/gas del 14 dicembre 2017 fissa le tariffe obbligatorie per i servizi di distribuzione, misura e commercializzazione del gas naturale, di cui all'articolo 40 della RTDG e gli importi di perequazione bimestrale d'acconto relativi al servizio di distribuzione del gas naturale, di cui all'articolo 45 della RTDG, per l'anno 2018. Con il medesimo provvedimento viene approvato l'ammontare massimo del riconoscimento di maggiori oneri derivanti dalla presenza di canoni di concessione, di cui all'articolo 59 della RTDG, per le imprese distributrici che hanno presentato istanza e fornito idonea documentazione.

Con la delibera 704/2016/R/gas del 1 dicembre 2016, "Disposizioni in materia di riconoscimento dei costi relativi agli investimenti nelle reti di distribuzione del gas naturale", l'Autorità ha avviato il tavolo di lavoro tecnico congiunto (tra le imprese di distribuzione, anche attraverso le associazioni di categoria, e gli Uffici dell'Autorità) allo scopo di definire una struttura di prezzario condivisa per il riconoscimento dei costi relativi agli investimenti nelle reti di distribuzione del gas naturale a partire dagli investimenti del 2018. Con la medesima deliberazione

viene introdotto un tetto al riconoscimento dei costi unitari di capitale per le località in avviamento a partire dagli investimenti del 2017.

La Delibera 574/2017/R/gas del 3 agosto 2017 l'Autorità ha avviato un procedimento per la definizione dei costi standard inclusivi dei costi di installazione e messa in servizio da applicare ai gruppi di misura del gas per gli anni 2018 e 2019. Il provvedimento prevede che nell'ambito di tale procedimento possa essere ridefinita la percentuale di sharing dei maggiori/minori costi di investimento sostenuti dalle imprese rispetto al costo standard. Con la Delibera 759/2017/R/gas del 16 novembre 2017 è stato pubblicato il documento per la consultazione con il quale vengono illustrati gli orientamenti dell'Autorità in relazione alle seguenti tematiche, in materia di riconoscimento dei costi relativi al servizio di misura sulle reti di distribuzione di gas naturale: criteri per la definizione dei costi standard inclusivi dei costi di installazione e messa in servizio da applicare ai gruppi di misura del gas naturale, per gli anni dati 2018 e 2019; revisione della componente tariffaria a copertura dei costi relativi alle verifiche metrologiche, per gli anni tariffe 2018 e 2019; modalità di riconoscimento su base parametrica dei costi relativi ai sistemi di telelettura/telegestione e dei costi dei concentratori, per gli anni tariffe 2018 e 2019. Con Delibera 904/2017/R/gas del 27 dicembre 2017 sono state adottate disposizioni in relazione alle seguenti tematiche, oggetto del documento per la consultazione 759/2017/R/gas: modalità di riconoscimento dei costi relativi ai sistemi di telelettura/telegestione e dei costi dei concentratori, per gli anni tariffari 2018 e 2019; criteri per la definizione dei costi standard inclusivi dei costi di installazione e messa in servizio da applicare ai gruppi di misura del gas naturale per gli anni dati 2018 e 2019; revisione delle modalità di riconoscimento dei costi relativi alle verifiche metrologiche, per gli anni tariffari 2018 e 2019. Con il medesimo provvedimento viene posticipata all'anno dati 2019 l'applicazione del prezzario e del relativo metodo di riferimento per il riconoscimento dei costi relativi agli investimenti nelle reti di distribuzione del gas naturale, di cui alla deliberazione 704/2016/R/gas.

Con la Delibera 15 marzo 2018 149/2018/R/gas l'ARERA ha approvato le tariffe di riferimento definitive per i servizi di distribuzione e misura del gas per l'anno 2017, sulla base di quanto disposto dall'articolo 3, comma 2, della RTDG.

Con la Delibera 29 marzo 2018 177/2018/R/gas sono state approvate le tariffe di riferimento provvisorie per i servizi di distribuzione e misura del gas per l'anno 2018, sulla base di quanto disposto dall'articolo 3, comma 2, della RTDG.

La Delibera 19 luglio 2018 n. 389/2018/R/gas ha differito, per l'anno 2017, i termini in materia di perequazione dei ricavi relativi al servizio di distribuzione del gas naturale.

Con la Delibera 23 ottobre 2018 n. 529/2018/R/gas l'Autorità ha avviato il "procedimento per la formazione di provvedimenti in materia di tariffe e qualità, relativi al servizio di distribuzione e misura del gas, per il quinto periodo di regolazione" che avrà inizio successivamente al 31 dicembre 2019. In tale procedimento, che dovrà concludersi entro il 30 novembre 2019, viene fatto confluire anche il procedimento finalizzato all'adozione di metodologie di valutazione dei nuovi investimenti a costi standard: pertanto gli investimenti dell'anno 2019 saranno valutati in coerenza con i criteri attualmente previsti dalla regolazione tariffaria.

Con la Delibera 6 dicembre 2018 n. 639/2018/R/com l'Autorità, sulla base dell'andamento congiunturale, ha effettuato l'aggiornamento infra-periodo dei parametri base del WACC comuni a tutti i servizi infrastrutturali regolati dei settori elettrico e gas nonché del livello di gearing, ossia del rapporto tra il capitale di debito (D) e la somma di capitale proprio e capitale di debito (D+E). Per il servizio di distribuzione il valore del WACC per l'anno 2019 viene pertanto fissato pari a 6,3% (in aumento rispetto al 6,1% utilizzato nel triennio 2016-2018) in termini reali prima delle imposte mentre per il servizio di misura tale valore, per il medesimo anno, viene fissato pari a 6,8% (in aumento rispetto al 6,6% utilizzato nel triennio 2016-2018) in termini reali prima delle imposte. La Delibera 11 dicembre 2018 n. 645/2018/R/gas ha rideterminato le tariffe di riferimento per i servizi di distribuzione e misura del gas per gli anni 2009-2017, sulla base di alcune istanze di rettifica presentate dalle imprese di distribuzione e pervenute entro il 15 settembre 2018.

Con la Delibera 18 dicembre 2018 667/2018/R/gas sono state approvate le tariffe obbligatorie per i servizi di distribuzione, misura e commercializzazione del gas naturale, di cui all'articolo 40 della RTDG, le opzioni tariffarie gas diversi, di cui all'articolo 65 della RTDG, e gli importi di perequazione bimestrale d'acconto relativi al servizio di distribuzione del gas naturale, di cui all'articolo 45 della RTDG, per l'anno 2019. Con il medesimo provvedimento viene approvato l'ammontare massimo del riconoscimento di maggiori oneri derivanti dalla presenza di canoni di concessione, di cui all'articolo 59 della RTDG, per le imprese distributrici che hanno presentato istanza e fornito idonea documentazione.

Qualità, continuità e sicurezza dei servizi di distribuzione e misura del gas

Oltre alla regolazione tariffaria l'Autorità provvede a disciplinare i livelli di qualità del servizio di distribuzione gas. Con la delibera 574/2013/R/gas del 12.12.2013, è stata approvata la "Regolazione della qualità dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2014-2019 (RQDG)". In continuità con il precedente periodo di regolazione, la delibera disciplina alcune attività rilevanti per la sicurezza del servizio di distribuzione del gas. Tra queste si ricordano il pronto intervento, l'ispezione della rete di distribuzione, l'attività di localizzazione delle dispersioni a seguito di ispezione o per segnalazione da parte di terzi, l'odorizzazione del gas. Rispetto alla precedente regolazione viene confermato e rafforzato l'obiettivo di minimizzare il rischio di incidenti provocati dal gas distribuito; con il fine della salvaguardia delle persone e delle cose da danni derivanti da esplosioni, da scoppi e da incendi provocati dal gas distribuito. Fra le novità introdotte vi è quella della revisione della periodicità di ispezione delle reti di distribuzione di gas naturale, passata da quadriennale a triennale per le reti in alta e media pressione, mentre è stata confermata la frequenza quadriennale per la rete in bassa pressione. Con riferimento al servizio di pronto intervento, l'Autorità ha confermato l'obbligo di garantire una percentuale minima annua di chiamate pari al 90% con tempo di arrivo sul luogo di chiamata per pronto intervento entro il tempo massimo di 60 minuti, aggiornando le disposizioni relative alle modalità organizzative del servizio stesso. Con riferimento ai tempi massimi per l'esecuzione delle prestazioni da parte delle imprese di distribuzione, la RQDG ha introdotto, per il periodo 2014-2019, molte novità, tra le quali si ricorda: l'eliminazione della diversificazione degli standard in funzione della classe del Gruppo di misura (esecuzione di lavori semplici, attivazione e disattivazione della fornitura), l'introduzione dell'abbassamento del tempo massimo di preventivazione per l'esecuzione di lavori complessi, la trasformazione da generale a specifico dello standard concernente il tempo di sostituzione del Gruppo di misura guasto, l'introduzione di un livello specifico concernente il tempo di verifica del Gruppo di misura su richiesta del cliente finale e l'aggiornamento degli importi relativi agli indennizzi automatici. Nello specifico va ricordata l'introduzione del livello specifico del tempo massimo di ripristino del valore conforme della pressione di fornitura, che le imprese di distribuzione devono rispettare a partire dall'1 gennaio 2015. La RQDG, inoltre, prevede, per un insieme di prestazioni commerciali, un tempo massimo entro cui erogare la prestazione e, per i livelli specifici, un indennizzo automatico che l'impresa deve corrispondere al cliente finale in caso di mancato rispetto del tempo stabilito dall'Autorità. L'indennizzo va corrisposto per cause riconducibili all'impresa di distribuzione e per ogni singola prestazione erogata fuori tempo massimo. Per contro, la RQDG ha introdotto un meccanismo che riconosce incentivi alle imprese che effettuano un maggior numero di controlli delle dispersioni, così da ridurre il numero di quelle segnalate da terzi, e del grado di odorizzazione del gas rispetto al numero minimo annuo obbligatorio fissato dalla delibera. La RQDG è stata successivamente modificata ed integrata da vari provvedimenti emanati dall'Autorità: 64/2014/R/gas, 261/2014/R/gas, 117/2015/R/gas, 413/2016/R/com, 686/2016/R/gas, 795/2016/R/com.

Da, ultimo, con la delibera 522/2017/R/gas l'Autorità ha introdotto una serie di modifiche la regolazione in merito alle performance del servizio di misura per i punti di riconsegna connessi alle reti di distribuzione di gas naturale, al fine di migliorare il servizio di misura e in particolare per indurre le imprese di distribuzione alla effettiva rilevazione del dato di misura. In particolare, in esito al documento di consultazione 518/2016/R/gas, il provvedimento aggiorna l'Allegato A della delibera 518/2016/R/gas "Regolazione della Qualità dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2014-2019": RQDG 2014-2019), prevedendo in relazione ai misuratori accessibili: la modifica dello standard relativo ai tentativi di raccolta di misura andati a buon fine, con uno standard volto a rilevare le letture effettivamente acquisite e non i tentativi effettuabili; l'introduzione di uno specifico indicatore per monitorare la percentuale di misuratori con letture effettive, differenziato per classi di consumo. Per quanto riguarda i misuratori parzialmente accessibili la delibera stabilisce di assimilarli, ai fini della regolazione delle performance di misura, ai misuratori non accessibili (applicando le stesse previsioni regolatorie), per i quali si prevedono obblighi di sostituzione dei misuratori tradizionali con misuratori smart nei casi in cui l'impresa di distribuzione non abbia acquisito almeno una lettura effettiva nel corso dell'ultimo anno e che tali obblighi di sostituzione siano aggiuntivi rispetto a quelli già previsti dalla regolazione (delibera 631/2013/R/gas). Viene, inoltre, stabilita una penalità unitaria annua (fino alla sostituzione) pari a 4 € per ogni misuratore a carico dell'impresa di distribuzione nel caso di inadempimento dei suddetti obblighi di sostituzione.

Servizio di Default

Con la delibera ARG/gas 99/11, pubblicata il 29 luglio 2011, l'Autorità ha introdotto il cosiddetto "Servizio di Default", che trasferisce dal venditore al distributore la titolarità di tutti i Punti di Riconsegna per i quali sia stata dichiarata la cessazione amministrativa, a seguito dell'impossibilità di dar seguito alla richiesta di sospensione delle forniture per morosità. Pertanto il distributore, si deve sostituire al venditore, ed effettuare ogni tentativo di disalimentazione, anche mediante iniziative giudiziarie finalizzate ad ottenere un provvedimento giudiziario

di accesso forzoso, per non incorrere, dopo i 6 mesi dall'attivazione del "Servizio di Default", nell'obbligo di versamento alla Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali (CSEA) di penali commisurate ai ricavi derivanti dalla componente relativa al servizio di distribuzione, misura e relativa commercializzazione di cui all'articolo 10 del TIVG (Componenti fissate dall'Autorità ai sensi del RTDG) con riferimento ai Punti di Riconsegna cui è erogato il Servizio di Default. La delibera, in considerazione dei ricorsi proposti da molte imprese di distribuzione del gas tra i quali anche la nostra società e dei provvedimenti adottati dal giudice amministrativo, è stata successivamente modificata ed integrata da numerosi provvedimenti emanati dall'Autorità: 166/2012/R/eel, 352/2012/R/gas, 353/2012/R/gas, 540/2012/R/gas, 67/2013/R/com, 173/2013/R/com, 241/2013/R/gas, 533/2013/R/gas, 84/2014/R/gas, 134/2014/R/gas, 418/2014/R/gas, 501/2014/R/com, 258/2015/R/com, 17/2016/R/com, 465/2016/R/gas.

Nel corso del 2017, sempre in tema di "Servizio di Default", con la delibera 376/2017/R/com, l'Autorità ha definito alcuni affinamenti della disciplina relativa alla morosità nei mercati retail, integrandola e coordinandola riguardo all'energia elettrica e al gas naturale. La delibera, in particolare, per quanto riguarda il gas, definisce una disciplina di dettaglio circa gli effetti dell'intervento di Interruzione dell'alimentazione del punto di prelievo sulle richieste di attivazione della fornitura, stabilendo che l'eventuale attivazione di un punto di riconsegna nella titolarità del cliente per il quale è stato eseguito un intervento di interruzione è subordinata al pagamento dei costi non ancora pagati; rivede le modalità di applicazione degli indennizzi in caso di mancata comunicazione degli esiti dell'intervento di chiusura, con particolare riferimento ai punti di prelievo serviti in maggior tutela, al fine di garantire una loro corretta applicazione.

Con la delibera 593/2017/R/COM l'Autorità ha ridefinito la disciplina a regime del sistema indennitario unitariamente per i settori dell'energia elettrica e del gas naturale, attraverso la piena implementazione dei relativi processi all'interno del Sistema Informativo Integrato (SII), approvando il "Testo integrato del sistema indennitario a carico del cliente finale moroso nei settori dell'energia elettrica e del gas naturale" (TISIND).

Smart meter gas

Con la delibera 554/2015/R/gas l'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico ha aggiornato il piano di messa in servizio degli smart meter gas e le penali che le imprese distributrici devono versare per il mancato rispetto degli obblighi di installazione e messa in servizio. A fronte delle criticità emerse da un lato relativamente all'avvio dei sistemi di telelettura e telegestione degli smart meter gas e dall'altro relativamente alla performance del servizio di misura gas, modificando quanto disciplinato dalla delibera 631/2013/R/gas, la delibera relativamente agli smart meter di classe G4 e G6 introduce nuovi obblighi relativi al 2016 e al 2017 di messa in servizio (15% per il 2016 e 33% per il 2017) e riduce la percentuale di messa in servizio al 31 dicembre 2018 dal 60% al 50% per le imprese con più di 200.000 clienti finali al 31 dicembre 2013, consente alle imprese distributrici di non utilizzare la gestione remota dell'elettrovalvola a bordo dello smart meter sino al termine dell'anno successivo quello della messa in servizio; prevede che dal 2016 le fasi di installazione e di messa in servizio convergano. Per quanto riguarda gli smart meter di classe G10, la delibera completa l'obiettivo di messa in servizio del 100% di misuratori entro il 31 dicembre 2018, prevedendone la messa in servizio del 50% per il 31 dicembre 2016 e l'85% entro il 31 dicembre 2017. La delibera rivede, inoltre, la disciplina relativa alle penali che le imprese distributrici devono versare per il mancato rispetto degli obblighi di installazione e messa in servizio prevedendo che: per tutte le classi di smart meter gas inferiori a G40, venga introdotta una attenuazione della penalità in misura del 2% della penale stessa se non viene raggiunto il target previsto; per le sole classi G16-G25 si proceda ad un accorpamento dei target, come se si trattasse di una sola classe, con un valore medio di penale tra quelli già definiti per le singole classi separatamente, pari a 17 euro per unità.

Con la Delibera 18 dicembre 2018 669/2018/R/gas vengono aggiornati gli obblighi di messa in servizio degli smart meter gas di classe G4-G6 per le imprese distributrici con più di 50.000 clienti finali, per le quali tali obblighi sono stati già parzialmente definiti. Viene rinviato a successivo provvedimento, da adottarsi a seguito della definizione del quadro strategico dell'Autorità 2019-21, la definizione di detti obblighi per le imprese distributrici con meno di 50.000 clienti finali. In particolare, con riferimento ai punti di riconsegna esistenti con classe del Gruppo di misura minore o uguale a G6, per le imprese distributrici con più di 200.000 clienti finali al 31 dicembre 2013, vengono definiti i seguenti obblighi:

- il 3% installato entro il 31 dicembre 2014;
- il 3% in servizio entro il 31 dicembre 2015;
- il 10% installato entro il 31 dicembre 2015;
- il 15% in servizio entro il 31 dicembre 2016;
- il 33% in servizio entro il 31 dicembre 2017;
- il 50% in servizio entro il 31 dicembre 2018;

- l'85% in servizio entro il 31 dicembre 2020.

Con la Delibera 19 luglio 2018 389/2018/R/gas dell'Autorità vengono posticipati i termini di scadenza previsti dall'articolo 46 della RTDG, relativi al processo di quantificazione degli importi di perequazione del gas naturale per l'anno 2017.

Con la Delibera 26 luglio 2018 406/2018/R/com l'Autorità individua le date di entrata in vigore della disciplina del sistema indennitario distintamente per i settori dell'energia elettrica e del gas naturale e a partire dalle quali le transazioni e relativi processi sono esclusivamente gestiti nell'ambito del SII.

Con la Delibera 02 agosto 2018 421/2018/R/gas l'Autorità dispone, per l'anno 2015, un riconoscimento in acconto sull'importo complessivo netto dei premi per l'anno 2015 spettanti (saldo algebrico dei premi e delle penalità del servizio di distribuzione del gas naturale) in misura pari all'80%.

Biometano

Il decreto interministeriale "Promozione dell'uso del biometano e degli altri biocarburanti avanzati nel settore dei trasporti" del 2 marzo 2018 ha introdotto meccanismi di incentivazione all'utilizzo del biometano. Con questo decreto, l'Italia si pone l'obiettivo del 10% al 2020 del consumo di energie rinnovabili nel settore dei trasporti, al cui interno è stato fissato il sub target nazionale per il biometano avanzato e gli altri biocarburanti avanzati, pari allo 0,9% al 2020 e al 1,5% nel 2021. In particolare, il decreto nel prevedere che il soggetto produttore possa richiedere la connessione dell'impianto di produzione di biometano alle reti di trasporto e distribuzione del gas naturale ai sensi delle disposizioni contenute nel Codice di rete, stabilisce che vengano rilasciati ai produttori di biometano immesso nella rete del gas naturale ed utilizzato per i trasporti nel territorio italiano, un numero di certificati di immissione in consumo di biocarburanti (Cic). Qualora il biometano venga prodotto da specifiche materie prime, tra cui Frazione Organica del Rifiuto Solido Urbano (Forsu) e potature, lo stesso può essere qualificato come biometano avanzato, usufruendo dei seguenti incentivi: una maggiorazione che consente di ricevere quantità doppie di Cic e l'obbligo di ritiro da parte del Gestore dei servizi energetici (Gse), il quale riconosce ai produttori il prezzo medio formatosi sul mercato del gas del giorno prima ridotto del 5% e un corrispettivo pari a 375 euro per ogni Cic a cui avrebbe diritto l'impianto. Tali incentivi si applicano per le produzioni di biometano realizzate da impianti che entrano in esercizio entro il 31 dicembre 2022, per un periodo massimo di 10 anni dalla data di decorrenza dell'incentivo.

Con la Delibera 29 marzo 2018 173/2018/R/gas l'ARERA ha avviato un procedimento per l'attuazione delle disposizioni del decreto 2 marzo 2018 in materia di incentivi alla produzione di biometano, nel quale viene fatto confluire il procedimento per l'aggiornamento delle direttive per le connessioni di impianti di biometano alle reti del gas naturale, avviato con la deliberazione 239/2017/R/gas.

Con la Consultazione 28 giugno 2018 361/2018/R/gas l'ARERA illustra i propri orientamenti finali per l'aggiornamento delle direttive per le connessioni di impianti di biometano alle reti del gas naturale a seguito della cessazione del periodo di standstill conseguente alla pubblicazione della norma CEN EN 16723-1 e illustra i propri orientamenti in relazione all'attuazione delle disposizioni del decreto 2 marzo 2018 in materia di incentivi alla produzione di biometano.

Fatturazione elettronica

Con la Delibera 27 dicembre 2018 712/2018/R/com l'Autorità ha dettato le prime disposizioni in tema di bolletta sintetica per i clienti finali e di documenti contabilizzanti il servizio di distribuzione del gas naturale e di trasporto dell'energia elettrica, funzionali a un coordinamento sostanziale dell'attuale regolazione dell'Autorità con le innovazioni legislative in tema di fatturazione elettronica di cui alla legge di bilancio 2018, volto a garantire il conseguimento delle finalità sottese della regolazione settoriale, nel rispetto dei nuovi obblighi legislativi. In particolare, il provvedimento prevede che:

- i contenuti dei documenti che contabilizzano il servizio di distribuzione gas e di trasporto dell'energia elettrica debbano essere coerenti con i contenuti del file fattura di cui alla disciplina della fatturazione elettronica;
- i distributori siano tenuti ad allegare alla fattura elettronica gli eventuali elementi di dettaglio (nei casi previsti dalla regolazione o dal contratto), nonché i documenti che contabilizzano il servizio di distribuzione gas, in modo tale da rientrare nel medesimo file fattura;
- nei soli casi in cui i limiti dimensionali imposti dal Sistema di Interscambio dell'Agenzia delle Entrate (5 milioni di euro) non consentano la trasmissione mediante le suddette modalità, i distributori trasferiscano i relativi documenti regolatori, preferibilmente mediante apposito link da inserire direttamente nel file fattura o eventualmente tramite canale informatico alternativo.

La delibera rinvia, infine, a successivi provvedimenti eventuali aggiornamenti alla regolazione dell'Autorità in

tema di fatturazione del servizio di distribuzione gas e trasporto dell'energia elettrica, che tengano conto della nuova disciplina della fatturazione elettronica.

03.03 - IGIENE AMBIENTALE

La legge 27 dicembre 2017, n. 205 ha attribuito all'Autorità per l'Energia Elettrica, il gas metano ed il Sistema Idrico Integrato (ARERA), compiti di regolazione anche nel settore dei rifiuti, modificandone la denominazione in ARERA, Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente.

La legge di Bilancio di previsione 2018 ha infatti assegnato all'Autorità la regolazione anche del settore rifiuti, con specifici compiti da esercitare con gli stessi poteri e quadro di principi finora applicati negli altri settori già di competenza dell'Autorità (elettricità, gas, sistema idrico integrato e teleriscaldamento), come fissati dalla propria legge istitutiva, la n.481 del 1995, trasformandone la denominazione in ARERA.

Con la prima delibera dell'anno, la 1/2018/A, è stato così previsto di avviare tutte le necessarie attività funzionali alla prima operatività delle nuove competenze in termini di modifiche organizzative e gestionali, prevedendo inoltre di avviare, in un momento successivo alle modifiche organizzative, una prima ricognizione della situazione fattuale del settore e della segmentazione delle singole attività nel ciclo dei rifiuti.

L'evoluzione del settore di riferimento è oggetto di continuo monitoraggio da parte delle strutture legali della società e da quelle deputate ai rapporti con le Autorità di regolazione, tra le quali rientra dal 1° gennaio 2018 anche ARERA.

In questo contesto normativo l'atteggiamento della società è ispirato ai generali criteri di trasparenza e di apertura, volto a rafforzare il dialogo con le Autorità cui è soggetta.

L'emanazione di disposizioni normative e regolamentari applicabili alla società e ai servizi offerti, ovvero modifiche alla normativa attualmente vigente nel settore in cui la società opera, potrebbero inoltre rendere necessaria l'adozione di nuovi assetti organizzativi, anche con riferimento alla conclusione con esito positivo della gara a doppio oggetto.

03.04 - FARMACIE

Come abbiamo già precisato nei precedenti paragrafi è un settore fortemente regolamentato dallo Stato che sostiene gran parte della spesa nazionale. La regolamentazione riguarda:

- i prodotti, in quanto lo Stato e le Regioni possono rispettivamente definire le categorie di farmaci finanziati,
- le metodologie di gestione diretta (metodo del "doppio canale"), che prevede solo una prestazione di servizio (la consegna al cittadino) per la farmacia e non la vendita di prodotti (metodo indiretto tramite acquisto dalle farmacie),
- il finanziamento parziale dei farmaci con richiesta ai cittadini di corrispondere un ticket.

Lo Stato e le Regioni inoltre definiscono la marginalità disponibile per ogni segmento della filiera e, nel caso di sfioramento del tetto di spesa, possono richiedere una compartecipazione a tutti i soggetti presenti nella filiera del farmaco (produttori, grossisti, farmacie). Il settore commerciale e dei servizi è l'unico settore che può permettere crescita di fatturato e maggiori margini

03.05 - QUADRO REGOLATORIO TELERISCALDAMENTO

Come espressamente sancito dal legislatore, l'obiettivo che deve perseguire l'Autorità nell'esercizio delle proprie funzioni di regolazione in materia è quello di "promuovere lo sviluppo del teleriscaldamento e teleraffrescamento e della concorrenza" mediante l'adozione di propri provvedimenti entro ventiquattro mesi dalla data di entrata in vigore del Decreto e sulla base di indirizzi formulati dal Ministro dello Sviluppo Economico. L'ambito di applicazione dei provvedimenti da adottarsi ai sensi del citato comma 17 è limitato alle nuove reti di teleriscaldamento, mentre per le reti già in esercizio alla data di entrata in vigore del Decreto è prevista (comma 18) la definizione di una disciplina transitoria che ne consenta l'applicazione "secondo criteri di gradualità". Oltre a ciò, il comma 18 stabilisce che l'Autorità "esercita i poteri di controllo, ispezione e sanzione" limitatamente ai compiti specificamente individuati dal legislatore delegato.

L'Autorità, con i primi interventi regolatori del settore, ha definito che i soggetti sottoposti a regolazione sono i soggetti responsabili della vendita, uniche interfacce degli utenti finali ai quali dovranno fornire, eventualmente con la collaborazione del gestore della rete, tutte le informazioni necessarie al rispetto degli obblighi informativi e i gestori di rete, che saranno responsabili della realizzazione di tutti gli interventi sulla rete e degli obblighi informativi nei confronti di ARERA.

Il periodo di regolazione avrà una durata di 3 anni per consentire da un lato, agli operatori, di esercire la propria attività nell'ambito di un quadro regolatorio stabile e dall'altro lato, all'Autorità, di ridurre i rischi connessi ad errate scelte di regolazione basate su informazioni carenti.

Per quanto concerne i contributi di allacciamento, l'Autorità non ha definito in modo puntuale le modalità per la loro determinazione, ma ha stabilito che venga applicato un vincolo di congruità tra i costi ed i ricavi del servizio di allacciamento a livello aggregato. Per dimostrare il rispetto di tale vincolo, i gestori dovranno presentare, con cadenza annuale, un rapporto riepilogativo elaborato a partire dai dati contabili considerando quale perimetro dell'attività di allacciamento i lavori di scavo e di ripristino del suolo pubblico e privato, la posa tubazioni e lavori correlati, la fornitura e installazione della sottostazione di utenza e delle relative apparecchiature e componenti necessari all'erogazione del servizio, l'acquisizione di permessi, di concessioni o delle altre autorizzazioni necessarie alla realizzazione dell'allacciamento, nonché l'imposizione di servitù.

Gli obblighi informativi verso gli utenti finali saranno a carico di chi gestisce l'attività di vendita e riguarderanno le informazioni di carattere generale - da pubblicare sul sito internet - relative all'attività di allacciamento ed alle attività necessarie per la successiva erogazione del servizio, i contenuti minimi dei preventivi di allacciamento e di validità dei preventivi stessi, il perimetro dei costi che possono essere inclusi nel preventivo di allacciamento. A questo proposito è stata prevista l'esclusione dei costi di potenziamento ed ampliamento della rete.

Gli obblighi informativi verso l'Autorità saranno, invece, a carico dei gestori di rete che, a partire dal 2019, dovranno, entro il 30 giugno di ogni anno, inviare il rapporto, più sopra citato, descrittivo dei costi sostenuti e dei ricavi conseguiti per le attività di allacciamento nell'anno precedente, così come desunti dalla contabilità generale ed analitica. L'operatore dovrà indicare nel dettaglio le modalità di attribuzione dei suddetti costi ed i driver utilizzati. Oltre a ciò, i gestori di rete dovranno predisporre un Registro degli allacciamenti nel quale, con riferimento a ciascun allacciamento effettuato, dovranno essere riportati il contributo corrisposto dall'utente, la potenza richiesta contrattualmente, la distanza lineare dalla condotta stradale della rete di distribuzione del calore, oltre ad altri elementi di dettaglio.

Al fine di assicurare la concorrenzialità del mercato, l'Autorità è orientata a consentire che gli utenti finali possano, in qualunque momento e con un congruo preavviso, esercitare il diritto di recesso senza dover pagare alcun corrispettivo o penale, fatta salva la possibilità per il gestore di recuperare le eventuali quote residue di ammortamento dei costi di allacciamento, secondo quanto precedentemente concordato con l'utente nell'ambito del relativo piano di rateizzazione/ammortamento. Dunque, saranno considerate come non applicabili tutte le eventuali clausole contrattuali che impongano agli utenti di usufruire del servizio di telecalore per un periodo minimo. La cessione contrattuale sarà soggetta ad obblighi informativi nei confronti degli utenti finali e nei confronti dell'Autorità (rapporto annuale descrittivo del numero di disattivazioni e di scollegamenti effettuati, della tipologia di utenza interessata, della tipologia di servizio erogato, delle eventuali attività opzionali eseguite su richiesta dell'utente e dietro pagamento di un corrispettivo ad hoc).

La regolazione garantirà livelli standard di servizio con indennizzi automatici e obblighi di registrazione e comunicazione all'Autorità. È previsto un regime semplificato di registrazione e un regime di esenzione per gli operatori di minori dimensioni, fatta eccezione per i casi in cui vi è obbligo di allaccio alla rete di telecalore.

Come per gli altri settori regolati anche per questo settore esistono obblighi di unbundling per evitare il sussidio incrociato tra le diverse attività. La suddivisione delle poste economiche e patrimoniali, distinta per attività e comparti, dovrà riferirsi a ciascuna rete gestita dall'operatore per tener conto delle specifiche peculiarità, sia in termini di fonti energetiche utilizzate per la produzione del calore che in termini di variabili tecnico economiche rilevanti per la determinazione dei costi di erogazione del servizio (densità utenza, morfologia territorio etc.). Nel caso di presenza di cogenerazione è proposto l'utilizzo di specifici criteri di attribuzione delle poste contabili ovvero la metodologia del Benefit distribution method per l'attribuzione dei costi di combustibile e l'Alternative Sharing method per la determinazione dei costi fissi di investimento. Per quanto concerne le tempistiche di applicazione della disciplina, l'Autorità prevede l'istituzione dell'obbligo di presentazione dei conti annuali separati a partire dall'anno civilistico 2018 con la possibilità di utilizzare criteri ex post per l'attribuzione delle poste di bilancio e l'utilizzo dei criteri di attribuzione ex ante a partire dal bilancio dell'anno 2019.

Nel corso del 2018 ARERA ha pubblicato le due delibere di seguito indicate.

Deliberazione 411/2014/R/com: Disposizioni in tema di obblighi informativi in capo ai soggetti operanti nel settore del teleriscaldamento e teleraffrescamento

Il presente provvedimento definisce gli obblighi informativi in capo ai soggetti operanti nel settore del teleriscaldamento e teleraffrescamento in materia di Anagrafica Operatori e di Anagrafica Territoriale e le modalità di presentazione delle istanze di esclusione delle reti dalla regolazione dell'Autorità.

**Delibera 661/2018/R/TLR: Regolazione della qualità commerciale dei servizi di teleriscaldamento e tele-
raffrescamento per il periodo di regolazione 1 luglio 2019 – 31 dicembre 2021**

La deliberazione definisce la regolazione della qualità commerciale del servizio di telecalore per il periodo di regolazione 1 luglio 2019 - dicembre 2021 e prevede l'avvio di un procedimento per la rivalutazione delle disposizioni in materia di esercizio del diritto di recesso stabilite dal TUAR ed alcune modifiche dello stesso.

03.06 - QUADRO REGOLATORIO TRASPORTO ENERGIA ELETTRICA**Regolazione tariffaria**

Con la delibera 2 dicembre 2015, 583/2015/R/com, sono stati approvati i nuovi criteri per la determinazione e l'aggiornamento del tasso di remunerazione del capitale investito per i servizi infrastrutturali dei settori elettrico e gas (TIWACC 2016-2021), che trovano applicazione nel periodo 1 gennaio 2016 - 31 dicembre 2021.

La revisione della metodologia ha comportato la fissazione per il triennio 2016-18 di un rendimento sul capitale investito (in termini reali e pre-tasse) pari al 5,6% per la distribuzione e misura elettrica, con una riduzione di circa 80 punti base rispetto ai valori del 2015.

Con la delibera 23 dicembre 2015, 654/2015/R/eel stata approvata la Regolazione tariffaria dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica, per il periodo di regolazione 2016-2023, contenente il Testo integrato delle disposizioni per l'erogazione dei servizi di trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica (TIT 2016-2019, Allegato A), il Testo integrato delle disposizioni per l'erogazione del servizio di misura dell'energia elettrica (TIME 2016-2019, Allegato B) e il Testo integrato delle condizioni economiche per l'erogazione del servizio di connessione (TIC 2016-2019, Allegato C).

Il provvedimento ha esteso a otto anni la durata del periodo regolatorio, articolandolo in due quadrienni (NPR1 2016-2019 e NPR2 2020-2023). I criteri tariffari utilizzati nel NPR1 sono in sostanziale continuità di metodo con la regolazione vigente al 2015, mentre nel NPR2 verrà adottato, in via sperimentale, un nuovo approccio tariffario basato sul riconoscimento della spesa totale (totex) invece che sulla demarcazione, finora adottata, tra costi di capitale e operativi. In relazione alla fissazione dei livelli iniziali (riferiti all'anno 2016) dei costi riconosciuti a copertura dei costi operativi, la disciplina prevede nel NPR1 un'impostazione per cui le tariffe di trasmissione e distribuzione rispecchiano i costi, evitando duplicazioni e escludendo le voci di costo per le quali la copertura sia già implicitamente garantita dai meccanismi di regolazione (ad esempio tramite la remunerazione del rischio) o in relazione alle quali il riconoscimento risulti non compatibile con un'attività svolta in regime di monopolio (ad esempio costi di pubblicità e di marketing che non riflettano specifici obblighi normativi). Con riferimento alle ipotesi di sharing, si adotta una ripartizione simmetrica dei recuperi di produttività conseguiti nel periodo regolatorio tra utenti e imprese (50%-50%) e di conseguenza il livello di costo riconosciuto è fissato pari al livello del costo operativo effettivo per l'anno 2014 aumentato della quota dei recuperi di produttività lasciata in capo alle imprese. Per l'NPR1 il tasso di riduzione annuale dei costi unitari riconosciuti è stato fissato pari a: 1,0% per il servizio di trasmissione; 1,9% per il servizio di distribuzione (inclusi i costi di commercializzazione del servizio); 1,0% per il servizio di misura. Per quanto riguarda l'aggiornamento annuale dei costi riconosciuti a copertura dei costi operativi nel NPR1, si prevede di confermare l'ipotesi di determinare l'X-factor con l'obiettivo di riassorbire gradualmente la parte dei recuperi di produttività conseguiti nel terzo e nel quarto periodo regolatorio e di confermare i termini di restituzione dei recuperi di produttività conseguiti nel terzo periodo di regolazione, in un'ottica di certezza e stabilità del quadro regolatorio. Il provvedimento prevede, inoltre, che i maggiori recuperi di produttività conseguiti nel corso del 2012-2014 siano trasferiti interamente ai clienti finali entro il termine del NPR1, vale a dire entro la fine dell'anno 2019. Con riferimento ai criteri generali per la determinazione del costo di capitale riconosciuto nel NPR1 la delibera conferma la sostanziale continuità di criteri con i precedenti periodi regolatori, modificando solo alcuni criteri di compensazione del lag regolatorio nel riconoscimento dei nuovi investimenti. Relativamente alla revisione delle vite utili, si prevede di limitare la revisione alle tipologie di cespiti relativi alle linee elettriche (alta e altissima tensione, media e bassa tensione) e alle prese utenti. Per quanto concerne la determinazione del capitale circolante netto si conferma il metodo parametrico in funzione delle immobilizzazioni nette, prevedendo l'applicazione di una percentuale inferiore rispetto a quella applicata nei precedenti periodi di regolazione. Il parametro unlevered viene determinato pari a 0,35 per il servizio di trasmissione e pari a 0,39 per quello di distribuzione e misura dell'energia elettrica. Per i livelli iniziali dei costi operativi la disciplina ha previsto per il NPR1 l'usuale impostazione, che dimensiona i costi riconosciuti a partire dal livello medio nazionale, come rilevato dai valori contabili del 2014. È stato inoltre mantenuto il criterio del profit sharing, con una ripartizione simmetrica dei recuperi di produttività conseguiti nel precedente periodo regolatorio tra clienti e imprese (50%-50%). L'X-factor fissato dall'Autorità per gli aggiornamenti annuali risulta

pari, per la distribuzione elettrica, a 1,9% in termini reali ed è funzionale a riassorbire gradualmente la parte dei recuperi di produttività conseguiti nel terzo e nel quarto periodo regolatorio.

Al fine di favorire le aggregazioni tra le imprese di distribuzione di piccole dimensioni viene introdotta una modalità di riconoscimento dei costi di capitale differenziate tra le imprese che servono oltre 100.000 punti di prelievo (fondata su un regime di riconoscimento individuale dei costi) e le imprese che si collocano al di sotto di tale soglia (fondata su un regime parametrico). Le imprese che servono fino a 100.000 punti di prelievo hanno in ogni caso la possibilità di accedere al regime di riconoscimento individuale dei costi; in tal caso devono rispettare alcuni requisiti di qualità aggiuntivi

La delibera 778/2016/R/eel del 22 dicembre 2016 provvede all'aggiornamento, per l'anno 2017, delle tariffe obbligatorie per i servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica per i clienti finali non domestici, nonché all'aggiornamento delle condizioni economiche per il servizio di connessione alle reti elettriche. La delibera dispone altresì la proroga al 31 dicembre 2017 del termine per la definizione di nuovi criteri di regolazione tariffaria dei prelievi e delle immissioni di potenza ed energia reattiva nei punti di prelievo in alta tensione e altissima tensione.

La delibera 779/2016/R/eel del 22 dicembre 2016 aggiorna le tariffe per il servizio di trasmissione per l'anno 2017 ai sensi dei criteri di cui alla deliberazione 654/2015/R/EEL. Il provvedimento dispone inoltre una richiesta di adeguamento del codice di rete di trasmissioni alle disposizioni di cui alla deliberazione 653/2015/R/EEL in materia di regolazione output-based del servizio di trasmissione.

La delibera 799/2016/R/eel del 28 dicembre 2016 aggiorna per l'anno 2017, coerentemente con le disposizioni approvate con deliberazioni 582/2015/R/eel e 782/2016/R/eel, le tariffe per il servizio di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica per i clienti domestici.

La delibera 815/2016/R/eel del 29 dicembre 2016 dispone l'aggiornamento dei corrispettivi di dispacciamento per l'anno 2017.

Con il documento per la consultazione 580/2017/R/eel l'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico illustra gli orientamenti in materia di riconoscimento parametrico dei costi per le imprese di distribuzione di energia elettrica che servono fino a 100.000 punti di prelievo e i primi orientamenti relativi ai meccanismi di promozione delle aggregazioni relativi alle medesime imprese. Nel documento, che fa seguito al documento per la consultazione 428/2016/R/eel e a incontri del tavolo di lavoro, considerato il quadro di riferimento relativo al periodo di regolazione 2016-2023, l'Autorità propone di rivedere rispetto a quanto precedentemente prospettato, le modalità di applicazione del regime parametrico, prevedendo in particolare: per le imprese che servono oltre 25.000 punti di prelievo e fino a 100.000, l'ammissione al regime puntuale, salvo istanza di applicazione del regime parametrico; di applicare il regime parametrico alle imprese che servono fino a 25.000 punti di prelievo. Con la delibera 594/2017/R/eel l'Autorità ha dettato alcune disposizioni volte a implementare il processo centralizzato di messa a disposizione dei dati di misura nell'ambito del Sistema Informativo Integrato (SII), allo scopo di uniformare ed efficientare i meccanismi operativi di messa a disposizione dei dati periodici e delle relative rettifiche, nonché dei dati messi a disposizione nei casi di voltura e switching, consolidando la definizione delle responsabilità reciproche tra i soggetti coinvolti, e delineando il ruolo del SII nell'ambito dei processi di messa a disposizione delle misure, con particolare riferimento alle modalità e tempistiche di erogazione del servizio. La delibera stabilisce che il processo di messa a disposizione dei dati di misura periodici e relative rettifiche, nonché dei dati scambiati in occasione di voltura e switching venga realizzato interfacciando le imprese distributrici con il SII: nel dettaglio si prevede che il SII acquisisca da parte delle imprese distributrici il dato, lo certifichi a garanzia degli operatori coinvolti e dell'affidabilità dei processi, e lo metta a disposizione degli utenti del trasporto. Con riferimento agli strumenti informativi previsti per lo scambio e l'archiviazione dei dati di misura, la delibera conferma di adottare l'architettura cloud based già implementata dal Gestore del SII in relazione ai dati di misura provenienti da sistemi di smart metering 2G, prevedendo, transitoriamente, la possibilità di servirsi dei canali di comunicazione standard attualmente utilizzati per la messa a disposizione dei dati da parte delle imprese distributrici che non riusciranno ad interfacciarsi fin da subito con il server cloud del SII.

La delibera 882/2017/R/eel del 21 dicembre 2017 provvede all'aggiornamento, per l'anno 2018, delle tariffe obbligatorie per i servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica per i clienti finali non domestici, nonché all'aggiornamento delle condizioni economiche per il servizio di connessione alle reti elettriche. La delibera provvede inoltre a modificare il TIME al fine di definire i criteri di riconoscimento dei costi per i misuratori di prima generazione che entrano in esercizio nell'anno 2018. La delibera dispone infine: la proroga, al 31 dicembre 2018, del termine per la definizione di criteri di regolazione tariffaria di prelievi e immissioni di potenza ed energia reattiva nei punti di prelievo in alta e altissima tensione; la proroga, al 31 dicembre 2019, del regime tariffario temporaneo previsto per gli spettacoli viaggianti.

La delibera 883/2017/R/eel del 21 dicembre 2017 aggiorna le tariffe per il servizio di trasmissione per l'anno

2018 ai sensi dei criteri di regolazione tariffaria in vigore per il periodo 2016-2013 di cui alla deliberazione 654/2015/R/eel.

La delibera 907/2017/R/eel 27 dicembre 2017 aggiorna per l'anno 2018 le tariffe per il servizio di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica per i clienti domestici.

La delibera 909/2017/R/eel del 27 dicembre 2017 dispone l'aggiornamento dei corrispettivi di dispacciamento per l'anno 2018.

Con la delibera 50/2018/R/EEL l'Autorità di regolazione per energia reti e ambiente (ARERA) dà prima attuazione alla disciplina transitoria in tema di esazione degli oneri generali del sistema elettrico (introdotta con la delibera 109/2017/R/EEL), confermando l'attuale gestione degli oneri generali di sistema, che sono addebitati ai clienti dai venditori che li versano alle imprese distributrici e che a loro volta li corrispondono alla CSEA (Cassa per i servizi energetici e ambientali) e al GSE (Gestore dei servizi energetici), e introducendo specifici meccanismi di reintegrazione degli stessi oneri generali versati ma non riscossi e non recuperabili da imprese distributrici. Il provvedimento, che segue il documento di consultazione 597/2017/R/EEL rivedendone le proposte in considerazione delle osservazioni pervenute, definisce il meccanismo di reintegrazione per le imprese distributrici, mentre rimanda a specifica consultazione (52/2018/R/EEL) per la definizione del meccanismo di reintegrazione per le imprese di vendita. La delibera 50 prevede che l'ammissione al meccanismo sia consentita a ciascuna impresa distributtrice in relazione a crediti maturati e non incassati inerenti a contratti di trasporto risolti per inadempimento da almeno sei mesi. La prima sessione annuale per il riconoscimento dei suddetti oneri ha termine il 30 luglio 2018.

Con la Delibera 11 aprile 2018 237/2018/R/eel l'ARERA ha definito il regime parametrico di riconoscimento dei costi per il servizio di distribuzione e per il servizio di misura dell'energia elettrica ai fini della determinazione delle tariffe di riferimento per le imprese che servono fino a 100.000 punti di prelievo

Con la Delibera 07 giugno 2018 318/2018/R/eel l'ARERA ha modificato il TIT e il TIME per recepire le disposizioni della deliberazione 237/2018/R/eel concernenti i criteri di riconoscimento dei costi per il servizio di distribuzione e per il servizio di misura dell'energia elettrica ai fini della determinazione delle tariffe di riferimento per le imprese che servono fino a 100.000 punti di prelievo.

Con la Delibera 02 agosto 2018 n. 419/2018/R/eel l'ARERA ha definito i criteri di riconoscimento dei costi di misura dell'energia elettrica in bassa tensione legati all'installazione di misuratori 2G prima dell'avvio di un piano di installazione massiva.

Con la Delibera 09 ottobre 2018 497/2018/R/eel sono state approvate in via definitiva le tariffe di riferimento per i servizi di distribuzione e di misura dell'energia elettrica di cui al comma 8.1 del TIT e al comma 37.2 del TIME, per l'anno 2016, per le imprese che servono almeno 25.000 e fino a 100.000 punti di prelievo.

Con la Delibera 27 dicembre 2018 705/2018/R/eel, l'ARERA ha aggiornato i corrispettivi di dispacciamento per l'anno 2019 per permettere la copertura dei costi riconosciuti per il funzionamento di Terna relativi all'attività di dispacciamento dell'energia elettrica nell'anno successivo

Con deliberazione 5 dicembre 2018 626/2018/R/EEL, l'ARERA ha approvato un ulteriore differimento del completamento della riforma delle componenti tariffarie a copertura degli oneri generali di sistema per i clienti domestici di energia elettrica, di cui alla deliberazione dell'Autorità 582/2015/R/EEL, mantenendo, fino al 31 dicembre 2019, le strutture tariffarie attualmente vigenti per le componenti a copertura degli oneri generali di sistema. Con la deliberazione 18 dicembre 2018 671/2018/R/EEL, sono state aggiornate le tariffe per l'erogazione dei servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica per i clienti non domestici, per l'anno 2019;

Con la Delibera 18 dicembre 2018 673/2018/R/eel sono state aggiornate per l'anno 2019 le tariffe per il servizio di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica per i clienti domestici.

Qualità, continuità e sicurezza dei servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica

Con la delibera 4 giugno 2015, 268/2015/R/eel, sono stati approvati i Capitoli del Codice di rete tipo per il servizio di trasporto dell'energia elettrica. Il Codice di rete, che definisce le condizioni generali di contratto tra le imprese distributrici e gli utenti del servizio (i venditori), ha stabilito: l'introduzione di tre tipologie di fattura: (i) la fattura di ciclo, comprensiva di tutte le partite attinenti al servizio di trasporto e delle rettifiche di conguaglio; (ii) la fattura di rettifica, relativa a rettifiche di importi precedentemente fatturati in relazione al servizio di trasporto diverse da quelle di conguaglio; (iii) la fattura relativa a ulteriori prestazioni e ad altri corrispettivi; che le fatture di ciclo e le fatture di rettifica possano essere emesse solo successivamente alla messa a disposizione degli utenti dei dati di misura validati e, in particolare, che l'emissione venga effettuata entro quattro giorni lavorativi dalla messa a disposizione dei dati di misura all'utente; la definizione dello standard e delle modalità operative di invio delle fatture, con l'obiettivo di rendere più trasparente ed efficiente il processo di fatturazione; due scadenze fisse mensili per la decorrenza dei termini di pagamento con riferimento alle fatture di ciclo, coerenti con

le tempistiche di emissione delle fatture e con i termini di messa a disposizione dei dati di misura; la scadenza di pagamento pari a 30 giorni dalla data di emissione per le fatture di rettifica e per le fatture relative a ulteriori prestazioni e ad altri corrispettivi; l'obbligo, per i distributori, di mettere a disposizione i dati di misura validati per i punti di prelievo trattati su base oraria entro il quinto giorno lavorativo del mese successivo al mese in cui il servizio è stato erogato; l'introduzione di un sistema di indennizzi a carico dei distributori in relazione alla tipologia e alla tempistica di messa a disposizione dei dati di misura ai venditori; le garanzie a copertura delle obbligazioni derivanti dal contratto di trasporto tra le imprese distributrici e i venditori: il Codice di rete tipo disciplina le forme di garanzia ammesse ai fini della conclusione del contratto di trasporto, nonché i criteri per la loro gestione e per la gestione degli inadempimenti dell'utente, relativi sia alle obbligazioni connesse agli adeguamenti delle garanzie medesime sia alle obbligazioni di pagamento degli importi fatturati.

Smart metering 2G

Il Decreto legislativo 4 luglio 2014, n. 102 affida all'Autorità nuove funzioni disponendo, tra l'altro che, entro dodici mesi dalla data di entrata in vigore del medesimo decreto, l'Autorità "*previa definizione di criteri concernenti la fattibilità tecnica ed economica, anche in relazione ai risparmi energetici potenziali, individua le modalità con cui gli esercenti l'attività di misura forniscono ai clienti finali [...] contatori individuali che riflettono con precisione il consumo effettivo e forniscono informazioni sul tempo effettivo di utilizzo dell'energia [...], in sostituzione di quelli esistenti anche in occasione di nuovi allacci in nuovi edifici o a seguito di importanti ristrutturazioni [...]*"; Con la Delibera 07 agosto 2014 412/2014/R/efra ha avviato un procedimento per l'attuazione di alcune disposizioni del d.lgs 102/2014, in materia di efficienza energetica.

Con la Delibera 08 marzo 2016 87/2016/R/eel l'Autorità definisce le specifiche funzionali abilitanti i misuratori intelligenti in bassa tensione e performance dei relativi sistemi di smart metering di seconda generazione (2G) nel settore elettrico, ai sensi del decreto legislativo 4 luglio 2014, n. 102.

Con la delibera 10 novembre 2016 646/2016/R/eel, l'Autorità ha definito, per il triennio 2017-2019, il Riconoscimento dei costi per la misura dell'energia elettrica in bassa tensione e altre disposizioni in materia di messa in servizio dei sistemi di smart metering di seconda generazione. L'intento dichiarato dall'Autorità è quello di favorire lo sviluppo economico ed efficiente del servizio di misura dell'energia elettrica in bassa tensione, con minimizzazione dei costi nel lungo periodo, e l'efficacia in termini di prestazioni fornite, intesa come pieno dispiegamento dei benefici dei sistemi di smart metering 2G, ottenibili con la sostituzione degli attuali contatori elettronici con quelli di seconda generazione (2G). La delibera prevede che, a partire dall'anno 2020, il riconoscimento dei costi dei sistemi di smart metering di seconda generazione per la misura dell'energia elettrica in bassa tensione per le imprese distributrici che servono oltre 100.000 punti di prelievo sia effettuato sulla base di criteri fondati sulla spesa totale (Totex). Inoltre, stabilisce che l'Autorità, tenuto conto degli effetti prodotti dalla disciplina approvata con la presente deliberazione ed eventualmente sulla base di specifiche analisi costi-benefici, anche a livello di sistema, con successivo provvedimento introduca obblighi di messa in servizio di sistemi di smart metering 2G, anche al fine di evitare discriminazioni tra clienti a livello nazionale. Infine stabilisce che, con successivo provvedimento da adottarsi, verranno fissati: i criteri di riconoscimento dei costi di capitale per le imprese distributrici che servono oltre 100.000 punti di prelievo che non abbiano ancora avviato il proprio piano di messa in servizio di sistemi di smart metering 2G; gli specifici incentivi che favoriscano l'installazione di misuratori 2G prima dell'approvazione e dell'avvio del piano di messa in servizio del sistema di smart metering 2G; i criteri di riconoscimento dei costi per l'installazione di sistemi di smart metering 2G per le imprese che servano meno di 100.000 punti di prelievo.

Con il Documento di Consultazione 04 agosto 2016 468/2016/R/eel, l'Autorità identifica i miglioramenti nei servizi e nei processi esistenti, nonché i potenziali nuovi servizi, abilitati dalla diffusione della tecnologia smart metering di seconda generazione (2G) nel settore elettrico, le cui specifiche funzionali sono state definite dalla deliberazione 87/2016/R/eel, ai sensi del decreto legislativo 4 luglio 2014, n. 104. Inoltre, il documento illustra i benefici sul sistema elettrico attesi ed evidenzia i corrispondenti ambiti di adeguamento della regolazione necessari al dispiegamento di tali benefici. Con la delibera 222/2017/R/eel l'Autorità, a conclusione dell'iter istruttorio svolto secondo il percorso abbreviato (fast track), ha approvato il piano predisposto da e-distribuzione di messa in servizio dello smart metering di seconda generazione (2G) con riferimento al quindicennio 2017-2031, fissandone la data di avvio al 1 gennaio 2017. Con la Delibera 13 aprile 2017 248/2017/R/eel l'ARERA ha definito le modalità e le tempistiche di messa a disposizione al SII e agli utenti del trasporto dei dati di misura 2G, in accordo con le funzionalità e i livelli attesi di performance definiti dalla deliberazione 87/2016/R/eel, nonché le modalità di aggiornamento del RCU a seguito dell'installazione di un sistema di smart metering 2G.

La Delibera 289/2017/R/eel del 28 aprile 2017 avvia un procedimento per valutare la possibilità di evolvere le caratteristiche funzionali dei misuratori di energia elettrica in bassa tensione 2G come delineato dall'Allegato

C alla deliberazione 87/2016/R/EE. Il Documento di Consultazione 22 giugno 2017 466/2017/R/eel illustra gli orientamenti in merito all'applicazione del trattamento ai sensi del TIS ai punti di prelievo per i quali verrà installato un nuovo misuratore nell'ambito dei sistemi di misura 2G nonché in tema di processo di configurazione di tali sistemi da parte delle parti commerciali. La Delibera 19 ottobre 2017 700/2017/R/eel definisce le disposizioni in merito all'applicazione del trattamento orario ai fini del settlement per i punti di immissione e prelievo dotati di sistemi di smart metering 2G. La Delibera 15 febbraio 2018 88/2018/R/eel definisce le disposizioni funzionali alla configurazione e alla visualizzazione sul display dello Smart metering 2G ad uso delle controparti commerciali (imprese di vendita), dando mandato all'Acquirente Unico per la relativa attuazione delle specifiche funzionali. Con il Documento di Consultazione 11 aprile 2018 245/2018/R/eel l'ARERA illustra i gli orientamenti in merito alla definizione delle specifiche funzionali caratterizzanti la versione "2.1" dei contatori intelligenti di seconda generazione di energia elettrica in bassa tensione (interfacce di comunicazione, limitatore di potenza e altri), al fine di massimizzare le possibilità a disposizione dei clienti per la comunicazione a mezzo della Chain 2e minimizzare i costi derivanti dall'introduzione delle funzionalità incrementalmente della versione 2.1, tenendo conto degli elementi acquisiti in collaborazione con AGCOM. Inoltre, presenta le prime riflessioni relative alle possibili implementazioni delle offerte di tipo pre-pagato.

03.07 - ILLUMINAZIONE PUBBLICA

Il settore dell'illuminazione pubblica presenta grandi potenzialità di sviluppo, soprattutto rispetto alle attività di efficientamento energetico, funzionali alla riduzione dei consumi e a quelle di sviluppo ed applicazione delle nuove tecnologie che permettono di fare di un impianto di illuminazione.

La possibilità di sviluppo futuro è legata alla partecipazione alle gare indette dagli enti locali e alla presentazione di progetti di finanza ai sensi degli artt. 179, comma 3, e 183, comma 15, del D.Lgs 18 aprile 2016, n. 50.

RetiPiù Srl sta cercando di realizzare un'ulteriore via di sviluppo con il progetto Brianza Innovation che ha come obiettivo fare della società un protagonista del pattern per l'innovazione in Brianza e che riguarderà anche l'illuminazione pubblica,

03.08 - ALTRE ATTIVITÀ

03.08.01 - Centro Sportivo

Il contratto di servizio con il Comune di Seregno è cessato ex lege, in quanto la normativa sui servizi pubblici ha di fatto annullato tutti i contratti di servizio in essere. Attualmente la società sta gestendo in attesa che il comune definisca le nuove modalità di gestione del servizio.

Le tariffe alla clientela vengono definite annualmente in accordo con il comune di Seregno che, dal 2017, si è intestato le forniture idriche ed energetiche ed ha previsto la copertura dei costi previsti a budget non coperti dai ricavi dell'utilizzo degli impianti. La delibera di Consiglio Comunale copre un periodo fino a tutto il 31.10.2020; ne consegue che a tale data la società dovrebbe consegnare gli impianti al nuovo gestore uscendo dal settore.

03.08.02 - Illuminazione votiva

La società ha due contratti in essere rispettivamente con il comune di Giussano che scadrà al 2018 e con il comune di Seregno che scadrà al 2050. Alla scadenza dei contratti i due comuni dovranno celebrare apposita gara; il Gruppo deciderà se si tratta di un servizio di interesse e, in caso di interesse, quale società dovrà partecipare alla gara.

03.08.03 - Fibra ottica

Il Gruppo è titolare di reti in fibre ottiche che utilizza principalmente per il telecontrollo dei propri impianti; per fornire servizi al comune di Seregno e che dà, inoltre in utilizzo a gestori di telefonia dietro corresponsione di un canone.

0.4 ANDAMENTO DELLA GESTIONE

04.01 - DATI DI SINTESI DELLA CAPOGRUPPO E DELLE SOCIETÀ CONSOLIDATE INTEGRALMENTE



AEB S.p.A. ricopre il ruolo di holding del Gruppo, fornendo servizi amministrativi alle società controllate, e gestisce 7 farmacie, un centro sportivo e il servizio di illuminazione votiva. Nel corso del 2018, la società ha conseguito ricavi delle vendite e prestazioni per 12.666 migliaia di euro e altri ricavi e proventi per 1.120 migliaia di euro; il valore della produzione ammonta a 13.786 migliaia di euro. I costi operativi sono stati pari a 11.854 migliaia di euro, oltre ad ammortamenti, svalutazioni e accantonamenti per 2.600 migliaia di euro. L'utile al lordo delle imposte dell'esercizio 2018 è risultato pari a 32.130 migliaia di euro, con 32.880 migliaia di euro derivanti da dividendi da partecipazioni, di cui 28.519 migliaia di euro per l'assegnazione delle partecipazioni detenute da Gelsia srl nelle società Gelsia Ambiente srl e RetiPiù srl. L'utile netto è risultato pari a 31.794 migliaia di euro. Di seguito si riportano i dati delle vendite della società.

Risultati al 31 Dicembre						
PRODOTTI VENDUTI NELLE FARMACIE	2018		2017		Delta 2018-2017	
N. pezzi venduti	Quantità	%	Quantità	%	Quantità	%
Con ricetta SSN	497.421	50,8	508.081	50,6	-10.660	-2,1
Con ricetta a pagamento	152.047	15,5	158.193	15,8	-6.146	-3,9
Commerciale	330.679	33,7	337.242	33,6	-6.563	-1,9

Risultati al 31 Dicembre				
	2018	2017	Delta 2018-2017	
BIGLIETTI - ABBONAMENTI CONVENZIONI SOCIETÀ SPORTIVE	N.	N.	N.	%
PISCINA				
Corsi di nuoto	3.604	4.343	-739	-17,0
Acquagym	250	282	-32	-11,3
Società sportive	371	372	-1	-0,3
Abbonamenti	2.395	2.088	307	14,7
Ingressi singoli	38.233	40.299	-2.066	-5,1
Ingressi gruppi	6.703	5.730	973	17,0
Affitto piscina	33	51	-18	-35,3
TENNIS				
Ingressi	1.315	1.989	-674	-33,9
Affitti campi da tennis	17	10	7	70,0
CALCIO / RUGBY				
Affitto campo calcio / rugby	5	10	-5	-50,0
PALASPORT				
Palasport - convenzioni	32	44	-12	-27,3



Gelsia Srl gestisce direttamente la vendita di gas metano ed energia elettrica, la produzione di energia termica e elettrica con sistemi di cogenerazione e impianti a fonti rinnovabili, il teleriscaldamento e la gestione calore.

La società deteneva, alla data del 31 dicembre 2018, una partecipazione in RetiPiù Srl pari al 2,405% e in Gelsia Ambiente Srl pari al 8,849%, mentre nel corso dell'esercizio è stata venduta la partecipazione detenuta in Commerciale Gas & Luce Srl pari al 25% del capitale sociale.

La società disponeva, alla data del 31 dicembre 2018, di un capitale sociale interamente versato di euro 20.345.267, un patrimonio netto di euro 69.933.840 ed era controllata al 77,111% da AEB S.p.A.

La società ha conseguito, nel corso dell'esercizio 2018, ricavi delle vendite e prestazioni per 158.686 migliaia di euro e altri ricavi e proventi per 1.950 migliaia di euro. I costi operativi sono stati pari a 150.060 migliaia di euro, ai quali si aggiungono ammortamenti e accantonamenti per 3.916 migliaia di euro. L'utile al lordo delle imposte è risultato pari a 27.093 migliaia di euro, mentre l'utile netto ammonta a 25.248 migliaia di euro.

Di seguito si riportano i dati delle vendite della società.

SINTESI NUMERO CLIENTI	Unità	2018	2017	Delta 2018-2017	%
Clienti gas metano	pdr	148.087	151.857	-3.770	-2,5%
Clienti elettrici	pod	51.374	49.284	2.090	4,2%
Clienti tlr e gestione calore	n.	532	504	28	5,6%
TOTALE		199.993	201.645	-1.652	-0,8%

SINTESI QUANTITÀ VENDUTE	Unità	2018	2017	Delta 2018-2017	%
VENDITA					
gas metano	Mc/000	207.567	213.385	-5.818	-2,7%
energia elettrica	Mwhe	302.479	298.433	4.046	1,4%
GESTIONE IMPIANTI					
energia elettrica prodotta	Mwhe	26.512	33.538	-7.026	-20,9%
energia termica prodotta	Mwht	52.715	50.948	1.767	3,5%
vapore prodotto	Kg/000	11.052	10.512	540	5,1%



RetiPiù Srl, gestisce reti di distribuzione del gas metano, reti di distribuzione dell'energia elettrica e impianti di illuminazione pubblica.

La società disponeva, alla data del 31 dicembre 2018, di un capitale sociale interamente versato di euro 82.550.608 e un patrimonio netto di 159.072.067 ed era controllata al 73,53% da AEB S.p.A., la restante partecipazione era detenuta per 2,405% da Gelsia Srl, per 11,317% dal Comune di Lissone, per 6,350% da ASSP S.p.A., per 6,026% da GSD Srl e per le percentuali residue da altri enti locali. La società ha conseguito, nel corso dell'esercizio 2018, ricavi da vendite e prestazioni per 31.963 migliaia di euro, altri ricavi per 2.618 migliaia di euro. I costi operativi sono stati pari a 14.640 migliaia di euro ai quali si aggiungono ammortamenti e accantonamenti per 13.042 migliaia di euro. L'utile al lordo delle imposte è risultato pari a 6.684 migliaia di euro mentre l'utile netto ammonta a 4.793 migliaia di euro.

Di seguito si riportano i dati inerenti alle attività della società.

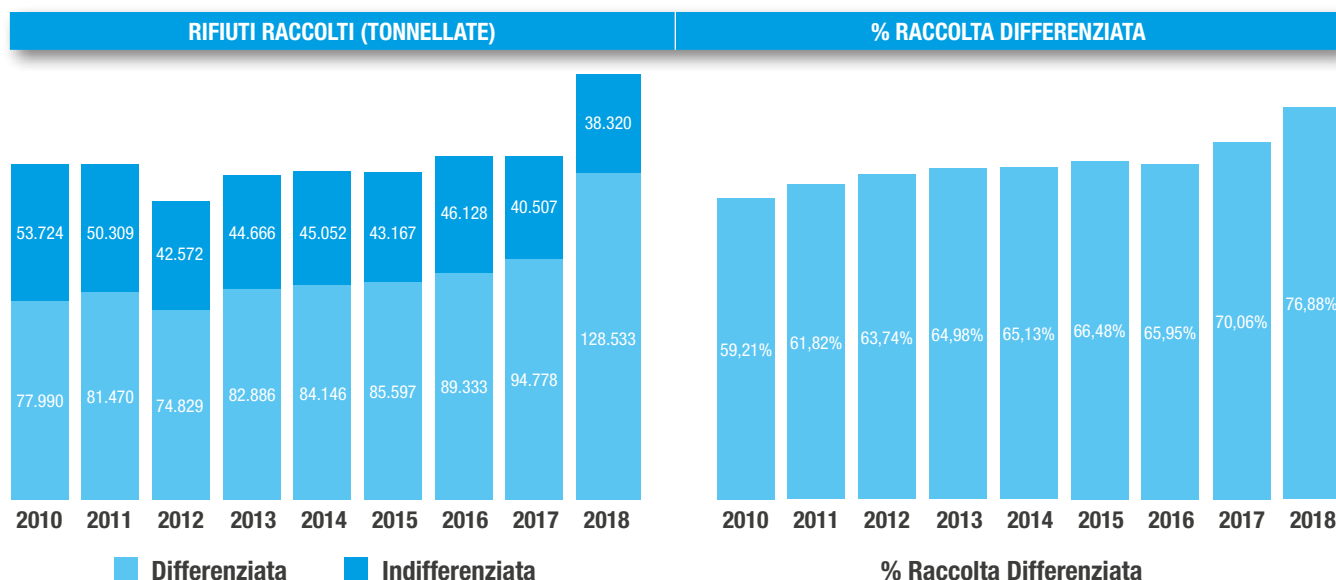
GAS METANO	2018	2017
Concessioni gestite	25	25
PDR	207.498	207.423
Gas distribuito (smc)	337.249.663	338.768.173
Attività su richiesta dei clienti finali	835	706
Attività su richiesta delle società di vendita	17.083	16.457
Attività in pronto intervento	3.941	5.134
Switch gestiti	16.137	17.597
Bonus gas gestiti	6.432	5.323
Nuove pratiche di default	225	268
Pratiche di default gestite	684	815
Società di vendita attive	142	117

ENERGIA ELETTRICA	2018	2017
Concessioni gestite	1	1
POD	25.789	25.658
Energia elettrica distribuita (kWh)	140.068.711	139.133.442
Attività su richiesta dei clienti finali	75	66
Attività su richiesta delle società di vendita	3.649	3.018
Attività in pronto intervento	172	342
Switch gestiti	1.921	2.382
Bonus energia gestiti	830	736
Produttori gestiti	310	277
Nuovi produttori acquisiti nell'anno	34	18
Società di vendita attive	78	68



Gelsia Ambiente Srl, gestisce servizi di raccolta, spazzamento, trasporto rifiuti urbani e gestione piattaforme ecologiche di 26 comuni della Lombardia. Pur non avendo la proprietà di impianti di trattamento rifiuti, la società è operativa sull'intera filiera del rifiuto, stipulando contratti con i gestori di impianti di trattamento.

La società disponeva, alla data del 31 dicembre 2018, di un capitale sociale interamente versato di euro 4.671.221 detenuto al 53,978 % da AEB Spa, al 30% da A2A Integrambiente S.r.l., al 8,849% da Gelsia Srl, al 7,1% dal comune di Lissone e allo 0,073% dal comune di Biassono. Alla stessa data il patrimonio netto della società era pari a euro 9.923.608. La società ha conseguito, nel corso dell'esercizio 2018 ricavi da vendite e prestazioni per 32.407 migliaia di euro e altri ricavi per 5.734 migliaia di euro. I costi operativi sono pari a 35.659 migliaia di euro ai quali si aggiungono ammortamenti e accantonamenti per 1.740 migliaia di euro. L'utile al lordo delle imposte è risultato pari a 755 migliaia di euro mentre l'utile netto ammonta a 454 migliaia di euro. Di seguito si riportano i quantitativi dei rifiuti raccolti e i risultati raggiunti con la raccolta differenziata.



04.02 - SINTESI ECONOMICA, PATRIMONIALE E FINANZIARIA DEL GRUPPO

Di seguito presentiamo i dati economici, la situazione patrimoniale riclassificata secondo criteri di liquidità, la posizione finanziaria netta ed alcuni indici rappresentativi della situazione del Gruppo AEB.

Conto economico riclassificato (Euro '000)	Esercizio 2018	%	Esercizio 2017	%	Delta 2017/2016	%
Ricavi delle vendite delle prestazioni	211.022	95,3	204.986	96,7	6.036	2,9
Altri ricavi e proventi	10.482	4,7	6.908	3,3	3.574	51,7
Totale ricavi operativi	221.504	100,0	211.894	100,0	9.610	4,5
Costi operativi	-155.465	-70,2	-144.333	-68,1	-11.132	7,7
Valore aggiunto	66.039	29,8	67.561	30,2	-1.522	-2,3
Costo del personale	-31.027	-14,0	-30.319	-14,3	-708	2,3
Margine Operativo Lordo (Ebitda)	35.012	15,8	37.242	17,6	-2.230	-6,0
Ricavi/(Costi) non ricorrenti	0	0,0	15	0,0	-15	-
MOL post partite non ricorrenti	35.012	15,8	37.257	17,6	-2.245	-6,0
Amm.ti e svalutaz. di immobilizzazioni	-15.135	-6,8	-15.015	-7,1	-120	0,8
Accant.ti per rischi su crediti e diversi	-4.993	-2,3	-5.866	-2,8	873	-14,9
Margine Operativo Netto (Ebit)	14.884	6,7	16.376	7,7	-1.492	-9,1
Risultato gestione finanziaria	1.629	0,7	-138	-0,1	1.767	-
Risultato ante imposte	16.513	7,5	16.238	7,7	275	1,7
Imposte sul reddito	-4.664	-2,1	-4.351	-2,1	-313	7,2
Risultato netto	11.849	5,3	11.887	5,6	-38	-0,3
Risultato netto del gruppo	8.867		8.955		-88	-1,0
Risultato netto di terzi	2.982		2.932		50	1,7

I risultati consolidati del Gruppo AEB relativi all'anno 2018 presentano:

- Ricavi operativi pari a 221,5 milioni di euro, in crescita di 9,6 milioni di euro (+4,5%) rispetto al dato dell'anno 2017, principalmente per l'aumento delle vendite di gas metano ed energia elettrica e dell'ampliamento del perimetro di attività nel settore dei servizi ambientali;
- Costi operativi, comprensivi del costo del personale, pari a 186,5 milioni di euro, in incremento di 11,8 milioni di euro (+6,8%) rispetto all'esercizio precedente;
- EBITDA ordinario a 35 milioni di euro, inferiore per 2,2 milioni di euro (-6,0%) rispetto al dato 2017;
- EBIT pari a 14,9 milioni di euro, in calo di 1,5 milioni rispetto al 2017 (-9,1%);
- Risultato netto pari a 11,8 milioni di euro, (11,9 milioni di euro nel 2017), mentre il carico fiscale è salito al 28,2%, rispetto al 26,8% del 2017.

I NUMERI DEL GRUPPO

Di seguito, si espone una tabella di sintesi dei principali dati economici, per gli anni 2018 e 2017.

Dati consolidati (Euro '000)	2018	2017	Delta 2018/2017	Delta % 2018/2017
Ricavi operativi	221.504	211.894	9.610	4,5%
Ebitda	35.012	37.242	-2.230	-6,0%
Ebit	14.884	16.376	-1.492	-9,1%
Risultato netto	11.849	11.886	-37	-0,3%

RICAVI SETTORI ENERGETICI ED AMBIENTALI

Dati consolidati Energia Ambiente (Ricavi Euro '000)	Esercizio 2018	Esercizio 2017	Delta 2018/2017	Delta 2018/2017 %
Gas trasportato e venduto	108.054	105.350	2.704	2,6%
Energia elettrica trasportata e venduta	51.700	50.061	1.639	3,3%
Cogenerazione e teleriscaldamento	4.880	5.419	-539	-9,9%
Gestione calore	430	363	-30	-6,5%
Igiene ambientale	37.704	32.986	4.718	14,3%
Totale	202.768	194.179	8.492	4,4%

I ricavi consolidati relativi ai settori energetici e ambientali ammontano a 202,8 milioni di euro e registrano un incremento complessivo per 8,5 milioni di euro (+4,4%) rispetto all'esercizio precedente.

I settori che hanno apportato un maggior contributo alla crescita sono identificati nell'igiene ambientale (+4,7 milioni di euro, +14,3%), trasporto e vendita di gas (+2,7 milioni di euro, +2,6%), trasporto e vendita di energia elettrica (+1,6 milioni di euro, +3,3%). Le attività di cogenerazione, teleriscaldamento e gestione calore mostrano, al contrario, un calo per circa 0,5 milioni di euro (-9,9%)

RICAVI ALTRI SETTORI GESTITI DAL GRUPPO

Altri settori (Ricavi Euro '000)	2018	2017	Delta 2018/2017	Delta % 2018/2017
Canoni idrici	1.576	1.614	-38	-2,4%
Ricavi farmacie	8.846	8.872	-26	-0,3%
Ricavi gestione centro sportivo	852	884	-32	-3,6%
Ricavi gestione illuminazione pubblica	341	350	-9	-2,6%
Ricavi gestione lampade votive	210	210	0	-0,0%
Totale	11.825	11.930	-105	-0,9%

I ricavi consolidati degli altri settori gestiti dal Gruppo sono pari a 11,8 milioni di euro, sostanzialmente costanti rispetto al dato 2017. Non si rilevano variazioni significative nei singoli settori.

RICAVI ATTIVITÀ ACCESSORIE

Attività accessorie (Ricavi Euro '000)	Esercizio 2018	Esercizio 2017	Delta 2018/2017	Delta % 2018/2017
Prestazioni diverse a clienti gas energia	1.808	1.844	-36	-2,0%
Contributi da clienti	430	500	-70	-14,0%
Contributi pubblici in c/esercizio	269	217	52	24,0%
Rilascio contributi c/impianti	621	544	77	14,2%
Ricavi e rimborsi diversi	820	674	146	21,7%
Proventi straordinari caratteristici	2.963	1.909	1.054	55,2%
Totale	6.911	5.688	1.223	21,5%

I ricavi consolidati da attività accessorie, 6,9 milioni di euro nel 2018, registrano un incremento pari a 1,2 milioni di euro (+21,5%) rispetto al dato 2017.

PERSONALE

Segnaliamo che nel corso del 2018 non vi sono stati:

- Incidenti sul lavoro relativi al personale con conseguenze mortali;
- Infortuni gravi sul lavoro che hanno comportato lesioni gravi o gravissime al personale;
- Addebiti in ordine a cause di mobbing.

Di seguito si riporta una tabella che rappresenta il numero di dipendenti occupati in ogni società del Gruppo.

Personale - Numero medio

		Esercizio 2018		Esercizio 2017		Delta 2018/2017	
AEB	n.	55,79	9,7%	45,26	7,8%	10,53	23,3%
Gelsia	n.	87,34	15,2%	98,79	17,0%	-11,45	-11,6%
Gelsia Ambiente	n.	305,48	53,2%	304,30	52,2%	1,18	0,4%
RetiPiù	n.	125,66	21,9%	133,92	23,0%	-8,26	-6,2%
Consolidato AEB	n.	574,27	100,0%	582,27	100,0%	-8,00	-1,4%

Personale - Inquadramento al 31 dicembre

		Esercizio 2018		Esercizio 2017		Delta 2018/2017	
Dirigenti	n.	7	1,1%	7	1,2%	0	0,0%
Quadri	n.	34	5,2%	34	5,6%	0	0,0%
Impiegati	n.	236	36,0%	233	38,4%	3	1,3%
Operai	n.	378	57,7%	332	54,8%	46	13,9%
Consolidato AEB	n.	655	100,0%	606	100,0%	49	8,1%

Personale - Dipendenti al 31 dicembre

		Esercizio 2018		Esercizio 2017		Delta 2018/2017	
AEB	n.	115	17,6%	69	11,4%	46	66,7%
Gelsia	n.	70	10,7%	99	16,3%	-29	-29,3%
Gelsia Ambiente	n.	350	53,4%	306	50,5%	44	14,4%
RetiPiù	n.	120	18,3%	132	21,8%	-12	-9,1%
Consolidato AEB	n.	655	100,0%	606	100,0%	49	8,1%

Il personale indicato comprende le risorse assunte attraverso contratti di somministrazione lavoro, pari complessivamente a 46 unità al 31 dicembre per un numero medio di 21,81 unità (rispettivamente 65 e 48,21 unità nel 2017).

DATI PATRIMONIALI E FINANZIARI

Di seguito si riportano i dati patrimoniali e finanziari.

Dati consolidati (Euro '000)	2018	2017	Delta 2018/2017	Delta % 2018/2017
Partecipazioni e attività finanziarie	72	72	0	
Altro capitale immobilizzato	203.574	202.537	1.037	
Capitale circolante	34.464	38.071	-3.607	
Capitale investito netto	238.110	240.680	-2.570	-1,1%
Patrimonio netto	240.548	229.753	10.795	4,7%
PFN corrente	-15.339	-13.335	-2.004	
PFN non corrente	12.901	24.262	-11.361	
PFN totale	-2.438	10.927	-13.365	-122,3%

GLI INVESTIMENTI

Il Gruppo ha realizzato investimenti per 18,1 milioni di euro, di cui da RetiPiu' Srl per 11,9 milioni di euro, da Gelsia Srl per 1,0 milioni di euro, da Gelsia Ambiente Srl per 5,0 milioni di euro, da AEB S.p.A. per 0,2 milioni di euro.

Investimenti (Euro '000)	2018	2017	Delta 2018/2017	Delta % 2018/2017
Distribuzione e misura gas metano	10.232	8.111	2.121	26,1%
Distribuzione e misura energia elettrica	944	1.180	-236	-20,0%
Lampade votive	11	8	3	37,5%
Cogenerazione, tlr, produzione energia	606	1.314	-708	-53,9%
Igiene Ambientale	4.995	2.664	2.331	87,5%
Centro sportivo	17	29	-12	-41,4%
Farmacie	144	257	-113	-44,0%
Sedi, IT, beni comuni e diversi	1.141	1.363	-222	-16,3%
Totale investimenti	18.090	14.926	3.164	21,2%

SITUAZIONE PATRIMONIALE FINANZIARIA

Stato patrimoniale riclassificato (Euro '000)	Esercizio 2018	%	Esercizio 2017	%	Delta 2018/2017	%
Immobili, impianti e macchinari	202.398	85,0	200.095	83,1	2.303	
Avviamenti	4.109	1,7	4.109	1,7	0	
Altre attività immateriali	19.237	8,1	19.862	8,3	-625	
Partecipazioni e altre attività finanziarie	72	0,0	72	0,0	0	
Attività disponibili per la vendita	0	0,0	3.118	1,3	-3.118	
Altre attività/(passività) non correnti	-10.675	-4,5	-12.295	-5,1	1.620	
Attività/(passività) fiscali differite	9.778	4,1	9.607	4,0	171	
Fondi per il personale	-3.903	-1,6	-4.112	-1,7	209	
Altri fondi rischi	-17.370	-7,3	-17.847	-7,4	477	
Capitale immobilizzato	203.646	85,5	202.609	84,2	1.037	0,5
Rimanenze	4.782	2,0	4.340	1,8	442	
Crediti commerciali	70.910	29,8	68.096	28,2	2.814	
Debiti commerciali	-40.702	-17,1	-37.125	-15,4	-3.577	
Crediti/(debiti) per imposte	224	0,1	679	0,3	-455	
Altre attività/(passività) correnti	-750	-0,3	2.082	0,9	-2.832	
Capitale circolante	34.464	14,5	38.072	15,8	-3.608	-9,5
CAPITALE INVESTITO NETTO	238.110	100,0	240.681	100,0	-2.571	-1,1
Capitale	84.192	35,4	84.192	35,0	0	
Riserve e utili a nuovo	85.821	36,0	78.642	32,7	7.179	
Utile d'esercizio	8.867	3,7	8.955	3,7	-88	
Patrimonio netto del Gruppo	178.880	75,1	171.789	71,4	7.091	4,1
Capitale	58.686	24,6	55.033	22,9	3.653	
Utile d'esercizio	2.982	1,3	2.932	1,2	50	
Patrimonio netto di terzi	61.668	25,9	57.965	24,1	3.703	6,4
Finanziamenti a medio e lungo termine	12.901	5,4	24.262	10,1	-11.361	
Finanziamenti a breve termine	3.861	1,6	7.115	3,0	-3.254	
Attività finanziarie a breve	0	0,0	0	0,0	0	
Disponibilità liquide	-19.200	-8,0	-20.450	-8,6	1.250	
Posizione finanziaria netta	-2.438	-1,0	10.927	4,5	-13.365	-122,3
FONTI DI FINANZIAMENTO	238.110	100,0	240.681	100,0	-2.571	-1,1

Il capitale investito è pari a circa 238,1 milioni di euro, in calo di 2,6 milioni di euro rispetto al dato 2017 (-1,1%); questo è il risultato di un incremento nella componente immobilizzata (+1,0 milioni di euro, +0,5%), a fronte di una riduzione nel capitale circolante per 3,6 milioni di euro (-9,5%).

La situazione patrimoniale del Gruppo è molto solida e vede un capitale netto investito completamente finanziato dal capitale proprio (101% vs. 95,5% nel 2017).

Sul medio-lungo periodo il Gruppo ha in essere finanziamenti residui per 12,9 milioni euro. Considerando anche la posizione a breve (15,3 milioni di euro), la posizione finanziaria netta complessiva del Gruppo, già scesa da 18,1 milioni di euro a 10,9 milioni di euro nel corso del 2017, presenta una situazione di cassa positiva per 2,4 milioni di euro a fine 2018.

POSIZIONE FINANZIARIA NETTA	Esercizio 2018	%	Esercizio 2017	%	Delta 2018/2017	%
(in migliaia di euro)						
Denaro e altri valori in cassa	88		109		-21	
Depositi bancari e postali	19.112		20.341		-1.229	
Debiti verso banche a breve	-3.408		-6.554		3.146	
Debiti verso altri finanziatori a breve	-453		-561		108	
PFN corrente	15.339	629,2	13.335	-122,0	2.004	15,0
Debiti verso banche a medio lungo termine	-11.503		-22.412		10.909	
Debiti verso altri a medio lungo termine	-1.398		-1.850		452	
PFN non corrente	-12.901	-529,2	-24.262	222,0	11.361	-46,8
PFN TOTALE	2.438	100,0	-10.927	100,0	13.365	-122,3
PFN / Patrimonio netto	-0,01		0,05		-0,06	
PFN / Capitale investito netto	-0,01		0,05		-0,06	
PFN / Ebitda	-0,07		0,29		-0,36	

04.03 - SINTESI RELAZIONE DI GOVERNO E PERFORMANCE DEL GRUPPO

Il paragrafo di seguito riportato ha l'obiettivo di evidenziare le performance del Gruppo, nel contempo, pur riferendosi l'art.6 comma 2 del D.Lgs.175/2016 alle singole società a controllo pubblico, si è deciso di riportare in modo sintetico i programmi di valutazione del rischio di crisi aziendale riferiti all'intero Gruppo perché si ritiene di poter fornire ai Soci dati e informazioni utili per permettere valutazioni complessive sul Gruppo stesso. Il presente paragrafo tiene conto della suddetta relazione di Governo.

04.03.01 - CORPORATE GOVERNANCE

Si riportano di seguito le informazioni più rilevanti in tema di "corporate governance".

1) Organizzazione della società

Le società del Gruppo dispongono di un sistema di governance "tradizionale":

- Consiglio di Amministrazione incaricato di gestire la Società, che ha attribuito al Presidente la firma sociale e i rapporti istituzionali, al Direttore Generale i poteri operativi di ordinaria amministrazione e che valuta l'adeguatezza della struttura organizzativa, del sistema di controllo interno e del sistema amministrativo-contabile della Società;
- Collegio Sindacale chiamato a vigilare sull'osservanza della legge e dello statuto e sul rispetto dei principi di corretta amministrazione;
- Revisore legale per il controllo contabile e legale;
- Organismo di Vigilanza, dotato di autonomi poteri di iniziativa e di controllo, organo preposto a vigilare sul funzionamento e sull'osservanza del Modello ex D.Lgs 231/01 curandone altresì il costante aggiornamento;
- Responsabile della prevenzione della corruzione e Responsabile della trasparenza con compiti di controllo e presidio sull'osservanza delle misure del Piano di prevenzione della corruzione, trasparenza e integrità (il "Piano") per garantire un adeguato livello di legalità, di trasparenza e sviluppo della cultura dell'integrità;
- Assemblea dei Soci a cui spettano le decisioni sui supremi atti di governo delle Società, secondo quanto previsto dalla legge e dallo statuto vigente. Il Gruppo è regolato da un accordo di direzione e coordinamento di Gruppo.

2) Organi di gestione e controllo operativi nella Società

Si indicano di seguito le principali informazioni relative agli organi sociali.

2.1) Consiglio di Amministrazione

Ruolo e funzioni

I Consigli di Amministrazione delle società del Gruppo sono investiti dei più ampi poteri per la gestione ordinaria e straordinaria della Società e possono compiere tutti gli atti che ritengano necessari o opportuni per il conseguimento dell'oggetto sociale, fatta esclusione soltanto per quelli tassativamente riservati dalla legge o dallo statuto all'assemblea dei Soci.

Nomina e durata in carica degli amministratori

Le società del Gruppo attualmente sono amministrate da Consigli di Amministrazione che da delibere dei soci sono così composti: 3 membri in AEB S.p.A. e in RetiPiù Srl; 5 membri in Gelsia Srl e Gelsia Ambiente Srl.

2.2) Collegio Sindacale

I collegi sindacali delle società del Gruppo sono composti da 3 membri effettivi e due supplenti ed hanno il compito di vigilare sulla gestione della Società e sulle decisioni assunte dal Consiglio di Amministrazione.

2.3) Revisore Legale

I Bilanci di esercizio delle Società e il Consolidato sono sottoposti a revisione legale da parte della società BDO Italia SpA, che resterà in carica fino alla data dell'assemblea convocata per l'approvazione dei bilanci dell'esercizio chiuso al 31/12/2019.

2.4) Organismo di vigilanza

Gli Organismi di Vigilanza sono stati nominati dai Consigli di Amministrazione nel 2019 e rimarranno in carica fino a tutto il 2021. Sono composti da 2 professionisti esterni e da 1 membro interno e si rapportano con gli altri organismi societari e con le strutture della Società, con indipendenza economica e piena autonomia nello svolgimento delle proprie verifiche.

2.5) Responsabile della prevenzione della corruzione e della trasparenza

I Consigli di Amministrazione hanno nominato quali Responsabili della prevenzione della corruzione e Responsabili della trasparenza i Direttori Generali, che hanno nominato dei Referenti, che collaborano nell'attività di controllo e presidiano sull'osservanza delle misure del Piano di prevenzione della corruzione, trasparenza e integrità (il "Piano") per garantire un adeguato livello di legalità, di trasparenza e sviluppo della cultura dell'integrità.

Ogni Responsabile della prevenzione della corruzione elabora il Piano e provvede al suo aggiornamento annuale, a verificarne l'attuazione e l'idoneità a prevenire i rischi di corruzione; coordina gli interventi e le azioni relative alla trasparenza e svolge attività di controllo sull'adempimento degli obblighi di pubblicazione, assicurando la completezza, la chiarezza e l'aggiornamento delle informazioni pubblicate.

2.6) Organismo Indipendente di Valutazione

Le Nuove Linee Guida ANAC ("Nuove linee guida per l'attuazione della normativa in materia di prevenzione della corruzione e trasparenza da parte delle società e degli enti di diritto privato controllati e partecipati dalle pubbliche amministrazioni e degli enti pubblici economici", di cui alla determinazione ANAC n. 1134 dell'8 novembre 2017, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale - Serie Generale n. 284 del 5 dicembre 2017) richiedono alle società in controllo pubblico di attribuire i compiti dell'Organismo Indipendente di Valutazione (OIV), proprio delle PA, ad un organo di controllo interno o, in alternativa, all'Organismo di Vigilanza ex D.Lgs. 231/01 (OdV). I compiti assegnati sono:

- attestazione degli obblighi di pubblicazione in materia di Trasparenza;
- ricezione della relazione annuale del RPCT;
- ricezione delle segnalazioni aventi ad oggetto i casi di mancato o ritardato adempimento degli obblighi di pubblicazione da parte del RPCT;
- verifica la coerenza tra gli obiettivi assegnati, gli atti di programmazione strategico – gestionale e le misure adottate per la prevenzione della corruzione;
- potere di richiedere informazioni al RPCT ed effettuare audizioni di dipendenti.

I Consigli di Amministrazione, valutata la disponibilità degli Organismi di Vigilanza, hanno individuato negli Organismi di Vigilanza il soggetto cui attribuire i compiti dell'Organismo Indipendente di Valutazione.

04.03.02 - SISTEMI DI CONTROLLO

Si riportano di seguito le informazioni più rilevanti in tema di controlli sull'operatività delle società.

CONTROLLO OPERATIVO DELLA STRUTTURA

Il sistema di controllo interno delle società del Gruppo è costituito da un insieme organico di strutture organizzative, attività, procedure e regole finalizzate a prevenire/limitare (attraverso un adeguato processo di identificazione, misurazione, gestione e monitoraggio dei principali rischi) le conseguenze di risultati inattesi ed a garantire (con un ragionevole grado di attendibilità) il raggiungimento degli obiettivi aziendali strategici, operativi (efficacia ed efficienza delle operazioni gestionali e salvaguardia del patrimonio aziendale), informativi (corretta e trasparente informativa interna ed esterna), di conformità a leggi e regolamenti applicabili alle società. Il sistema si articola attraverso:

- Il “controllo primario di linea” è affidato alle singole unità delle società e svolto sui propri processi. La responsabilità di tale controllo è demandata al management ed è parte integrante di ogni processo aziendale. Per esercitare il controllo primario di linea le società si sono dotate di una struttura organizzativa che suddivide funzioni e compiti operativi evidenziando le diverse responsabilità operative. Ogni Consiglio di Amministrazione ha, inoltre, definito responsabilità funzionali e rilasciato procure operative per differenziare le responsabilità e disporre di un sistema di autorizzazioni multiplo e differenziato su tutte le attività aziendali. Le società del Gruppo trimestralmente presentano, con un documento unitario, a tutti i soci del Gruppo una situazione patrimoniale, finanziaria ed economica della gestione con indicazione degli eventi di rilievo del trimestre.
- Il controllo di secondo livello è esercitato dal Collegio Sindacale, dal Revisore legale (con funzioni ben definite dal Codice Civile), dall’Organismo di Vigilanza di cui al D.Lgs.231/01, dal Responsabile della prevenzione della corruzione e trasparenza e dall’OIV. Il sistema di controllo è stato implementato, dal 2009, attraverso l’adozione di un Modello organizzativo interno volto alla prevenzione dei reati previsti dal D.Lgs. 231/01 (modello per la prevenzione dei reati con arricchimento della Società e/o reati ambientali) e di un Piano di prevenzione ai sensi della L. 190/2012 e del D.Lgs. 33/2013 (prevenzione della corruzione passiva e introduzione di sistemi di trasparenza). I due sistemi si integrano tramite:
 - Il Modello organizzativo 231, che consiste in un sistema modulato sulle specifiche esigenze determinate dall’entrata in vigore del D.Lgs. 231/01, concernente la responsabilità amministrativa delle società per specifiche ipotesi di reati commessi da soggetti apicali o sottoposti. Il Modello Organizzativo si completa con la costituzione di un Organismo di Vigilanza, dotato di autonomi poteri di iniziativa e di controllo, organo preposto a vigilare sul funzionamento e sull’osservanza del Modello stesso curandone, altresì, il costante aggiornamento. L’Organismo di Vigilanza in carica è composto da tre componenti. Le società, da anni, hanno adottato un Codice Etico di Gruppo, nel quale sono espressi i principi di deontologia aziendale che il Gruppo riconosce come propri e sui quali richiama l’osservanza da parte di amministratori, sindaci, dipendenti, consulenti e partner.
 - Il Piano di prevenzione della corruzione, trasparenza e integrità, aggiornato annualmente, sviluppato secondo le indicazioni contenute nella L. 190/2012 e nel D.Lgs. 33/2013, come modificato dal D.Lgs. 97/2016, nel Piano Nazionale Anticorruzione (PNA) e nei suoi aggiornamenti e nelle “Linee Guida” ANAC. Il Piano descrive le misure adottate e da adottare dalle società, di diritto privato in controllo pubblico, finalizzate alla prevenzione dei reati di corruzione. Ciascuna misura identificata è stata adattata alle specifiche esigenze operative delle società ed è il risultato dell’analisi delle aree a rischio specifiche di ogni società, ossia delle attività che, per i servizi erogati dalle società, sono state valutate più esposte alla commissione dei reati associati al fenomeno della corruzione. Il Piano, pur elaborato con la collaborazione di tutti i soggetti incaricati nelle diverse società per ridurre i costi di gestione, rappresenta uno strumento concreto e specifico di ogni società per l’individuazione di idonee misure da realizzare all’interno delle singole organizzazioni e da vigilare quanto ad effettiva applicazione e quanto ad efficacia preventiva della corruzione.

Le Società del Gruppo hanno redatto la documentazione prevista dal Regolamento UE 2016/679, che si applica a decorrere dal 25/05/2018. Inoltre, hanno messo in atto misure tecniche e organizzative adeguate a garantire la sicurezza del trattamento dei dati personali come indicato dall’articolo 32 del GDPR.

04.03.03 - PROGRAMMA DI VALUTAZIONE E RISCHIO CRISI

I rischi del Gruppo sono strettamente legati al tipo di attività svolte dalle società appartenenti al Gruppo, oltre che a rischi più generali riguardanti il sistema ed il contesto normativo in cui le stesse operano. Di seguito si elencano in sintesi i maggiori rischi ed incertezze riguardanti il Gruppo e le attività poste in essere per la mitigazione/eliminazione degli stessi.

1) Rischi connessi alle condizioni generali dell’economia

Dopo un breve periodo di ripresa, gli indicatori economici europei e soprattutto quelli italiani sono in discesa. Diversi segnali, tra i quali la produzione industriale, evidenziano trend al ribasso. I dati parlano di un’Italia a crescita zero nel 2019 e con minima crescita nel biennio successivo. Anche le esportazioni, che sono state il

motore di crescita degli ultimi anni, segnano il passo a causa del rallentamento della crescita delle maggiori economie mondiali. Per riprendere un cammino virtuoso e duraturo l'Italia deve superare il divario Nord – Sud, realizzare le riforme istituzionali necessarie e rivedere il sistema della spesa e delle imposte, che incide sulla capacità di spesa degli italiani e non permette la ripresa dei consumi, semplificare le procedure per realizzare gli investimenti già finanziati.

2) Rischi connessi all'andamento della domanda

I rischi connessi alla domanda riguardano il Gruppo come insieme di attività gestite che spaziano da servizi pubblici regolati (distribuzione gas metano, trasporto elettrico, etc.), ad attività affidate da enti locali (igiene ambientale, farmacie, illuminazione pubblica e votiva, centro sportivo) ad attività a libero mercato (vendita di gas metano ed energia elettrica, cogenerazione, micro cogenerazione, teleriscaldamento) seppur in qualche modo soggette a controllo di Autorità Indipendente, per finire con attività a libero mercato soggette solo a controlli normativi di settore (gestione calore, prodotti da banco venduti nelle farmacie), integrato nella più vasta realtà economica circostante. Per fronteggiare eventuali ulteriori cali di domanda il Gruppo:

- partecipa a raggruppamenti tra imprese per l'acquisto di materie prime a prezzi convenienti;
- lavora per aumentare il proprio raggio d'azione, anche tramite aggregazioni con altri operatori.

Da tutto ciò deriva un'esposizione a rischi di carattere normativo, tecnico, commerciale, economico e finanziario che, anche con il supporto di professionisti esterni, viene costantemente monitorata al fine di porre in essere tutte le azioni necessarie per prevenire e/o mitigare i rischi stessi.

3) Rischi strategici

Deregolamentazione e liberalizzazione impongono di affrontare con maggior decisione la pressione competitiva, cogliendo le occasioni di crescita aziendale esogena ed endogena che i nuovi scenari di mercato offrono. Da tutto ciò deriva un'esposizione a rischi di carattere normativo, tecnico, commerciale, economico e finanziario che la società, anche con il supporto di professionisti esterni, sta costantemente monitorando al fine di porre in essere tutte le azioni necessarie per prevenirli o per mitigarli il più possibile.

4) Rischi normativi

I rischi normativi riguardano il rispetto delle norme e dei regolamenti a livello nazionale, regionale e locale cui le società del Gruppo devono attenersi in relazione alle attività che svolge. L'eventuale violazione delle norme e dei regolamenti potrebbe comportare sanzioni penali, civili e/o amministrative nonché danni patrimoniali e/o economici. Inoltre, in relazione a specifiche fattispecie, che riguardano ad esempio la normativa a protezione della salute e sicurezza dei lavoratori e dell'ambiente, si possono manifestare rischi di sanzioni, anche rilevanti, a carico delle società in base alla responsabilità amministrativa delle persone giuridiche, secondo quanto previsto dal D.Lgs. n. 231/2001. Al fine di mitigare i rischi in oggetto, le società del Gruppo hanno adottato e mantengono costantemente aggiornato un Modello Organizzativo, ai sensi del D.Lgs. 231/2001, idoneo ad individuare e prevenire le condotte penalmente rilevanti poste in essere dalla società o dai soggetti preposti alla sua direzione e/o vigilanza; il regolare funzionamento dello stesso è costantemente monitorato dall'Organismo di Vigilanza.

L'evoluzione dei settori di interesse è oggetto di continuo monitoraggio da parte delle strutture legali e di quelle deputate ai rapporti con i soggetti pubblici a ciò deputati. In questo contesto normativo l'atteggiamento delle società è ispirato ai generali criteri di trasparenza e di apertura, volto a rafforzare il dialogo con le Autorità cui sono soggette. L'emanazione di disposizioni normative e regolamentari applicabili alle società e ai servizi offerti, ovvero modifiche alla normativa attualmente vigente nei settori in cui il Gruppo opera, potrebbe inoltre rendere necessaria l'adozione di nuovi assetti organizzativi.

5) Informazioni richieste art. 2428, comma 6-bis Codice civile

In relazione alle informazioni richieste dall'art. 2428, comma 6-bis, del Codice Civile in materia di gestione del rischio prezzo, rischio di credito, rischio di liquidità e al rischio di variazione dei flussi finanziari, si evidenzia quanto segue:

5.1) Rischi operativi e andamento dei prezzi delle materie prime

I rischi operativi sono connessi alle attività svolte direttamente dalle società ed hanno maggior rilevanza per le attività di vendita svolte dal Gruppo. Le società hanno sottoscritto con primarie compagnie di assicurazione idonei contratti a copertura dei rischi operativi. In particolare, Gelsia Srl per coprire eventuali rischi determinati dall'andamento dei prezzi delle materie prima stipula, ove possibile, contratti di acquisto che si basano su panieri identici o molto simili a quelli applicati ai clienti e pertanto il rischio prezzi è molto limitato.

5.2) Rischi di concentrazione del fatturato

Il Gruppo, visto complessivamente, non ha consistenti rischi di concentrazione del fatturato in quanto le attività gestite si rivolgono ad un numero cospicuo di clienti ed in alcuni casi determinano corrispettivi giornalieri corrisposti da una diffusa clientela.

5.3) Rischio cambi

Il Gruppo non è soggetto a rischio cambi perché non realizza operazioni in valuta diversa dalla moneta europea.

5.4) Rischio credito

Il Gruppo, servendo un numero consistente di clienti/operatori, ha un significativo rischio credito che copre con idonei fondi svalutazione crediti.

5.5) Rischio liquidità

Il Gruppo, visto complessivamente, da anni è in grado di autofinanziare i propri investimenti e dispone di una Posizione Finanziaria Netta di assoluto rilievo. La liquidità del Gruppo è gestita attraverso la procedura di cash-pooling con gli istituti di credito in carico alla Capogruppo.

04.03.04 - INDICATORI (art. 6 comma 2 del D.Lgs. 175/2016)

Di seguito si presentano gli indicatori finanziari, di solvibilità e di redditività, che evidenziano:

- una struttura finanziaria equilibrata, con la possibilità di far fronte alle passività correnti con le attività correnti, con un margine pari all'84% (94% nel 2017);
- un attivo non corrente ampiamente finanziato da un passivo non corrente, proprio e di terzi, con una eccedenza di quest'ultimo di 49,8 milioni di Euro (51,4 milioni di Euro nel 2017);
- un basso livello di indebitamento: le fonti interne rappresentano il 101% delle fonti complessive di finanziamento (95% nel 2017), e il rapporto debito finanziario/equity in ulteriore miglioramento (da 0,14 del 2017 a 0,07 del 2018);
- indici economici in leggero decremento: ROE netto al 4,9% (dato 2017: 5,2%), ROI operativo al 6,3% (6,9% nel 2017), ROS operativo al 6,7% (dato 2017: 7,7%);

valore aggiunto generato dal singolo dipendente pari a 115,0 migliaia di Euro (dato 2017: 116,0 migliaia di Euro).

Indici di reddito (Euro '000)		2018	2017	2016
Risultato lordo	Utile prima delle imposte	16.513	16.238	19.602
Risultato netto	Utile dedotte le imposte	11.849	11.887	13.429

Indici operativi		2018	2017	2016
EBITDA (Euro '000)	Risultato prima degli ammortamenti, accantonamenti, finanza e fiscalità	35.012	37.242	37.131
ROE netto	Rapporto fra Risultato netto e Mezzi propri	4,9%	5,2%	6,0%
ROI operativo (RCI x ROS)	Rapporto fra Ebit e Capitale investito netto operativo	6,3%	6,9%	8,3%
ROS operativo	Rapporto fra Ebit e Ricavi	6,7%	7,7%	9,1%

Incidenza di durata crediti e debiti		2018	2017	2016
Giorni medi di incasso	360 / (Rapporto fra fatturato e crediti)	121	120	113
Giorni medi di pagamento	360 / (Rapporto fra acquisti e debiti)	80	80	78
Giorni CCN	Differenza tra giorni medi di incasso e pagamento	41	40	35

04.03.05 - INDICATORI DI RISULTATO (art. 2428, comma 2 c.c.)

Di seguito presentiamo diversi indicatori finanziari, di solvibilità e di redditività:

Finanziamento delle immobilizzazioni (Euro '000)		2018	2017	2016
Margine primario di struttura	Differenza fra Mezzi propri e Attivo non corrente	-2.252	-13.299	-22.346
Quoziente primario di struttura	Rapporto fra Mezzi propri e Attivo non corrente	0,99	0,95	0,91
Margine secondario di struttura	Differenza fra Mezzi propri + Passivo non corrente e Attivo non corrente	49.804	51.406	44.592
Quoziente secondario di struttura	Rapporto fra Mezzi propri + Passivo non corrente e Attivo non corrente	1,21	1,21	1,18

Struttura dei finanziamenti		2018	2017	2016
Indebitamento complessivo	Rapporto fra Debito complessivo e Mezzi propri	0,46	0,52	0,54
Indebitamento finanziario	Rapporto fra Finanziamenti e Mezzi propri	0,07	0,14	0,16
Intensità dei finanziamenti	Rapporto fra Finanziamenti e Ricavi	0,08	0,15	0,17
Autonomia finanziaria	Rapporto fra Mezzi propri e Fonti totali	1,01	0,95	0,92
Copertura oneri finanziari	Rapporto fra Ebitda ed Oneri finanziari	75,04	69,15	67,26
Copertura finanziamenti	Rapporto fra Ebitda e Finanziamenti	2,09	1,19	1,03

Solvibilità (Euro '000)		2018	2017	2016
Margine di disponibilità	Differenza fra Attivo corrente e Passivo corrente	49.804	51.406	44.592
Quoziente di disponibilità	Rapporto fra Attivo corrente e Passivo corrente	1,84	1,94	1,82
Margine di tesoreria	Differenza fra Attivo corrente liquidabile e Passivo corrente	45.021	47.067	41.298
Quoziente di tesoreria	Rapporto fra Attivo corrente liquidabile e Passivo corrente	1,76	1,86	1,76

Indici di redditività		2018	2017	2016
Valore aggiunto/N. dipendenti (Euro '000)	Rapporto fra Valore aggiunto e N. medio dipendenti	115,0	116,0	116,9
ROE netto	Rapporto fra Risultato netto e Mezzi propri	4,9%	5,2%	6,0%
ROI operativo (NAT x ROS)	Rapporto fra Ebit e Capitale investito netto operativo	6,3%	6,9%	8,3%
NAT (Rapporto di rotazione capitale investito)	Rapporto fra Ricavi e Capitale investito netto operativo	0,93	0,88	0,92
ROS operativo	Rapporto fra Ebit e Ricavi	6,7%	7,7%	9,1%

04.03.06 - ULTERIORI INFORMAZIONI UTILI
Ambiente

Segnaliamo che nel corso del 2018 non vi sono stati danni causati all'ambiente; né sanzioni o pene inflitte alle società del Gruppo per reati o danni ambientali.

Operazioni atipiche o inusuali

Il Gruppo nel corso dell'anno non ha realizzato operazioni atipiche o inusuali ad eccezione delle seguenti operazioni:

- trasferimento di attività amministrative e del relativo personale con decorrenza dal 01.10.2018 dalle società controllate alla Capogruppo per un corrispettivo pari a 245,7 migliaia di euro;
- acquisizione da parte di AEB SpA delle partecipazioni detenute da Gelsia Srl in RetiPiù Srl e Gelsia Ambiente Srl, per un valore complessivo di 28,52 milioni di euro.
- Aumento del capitale sociale da parte di Gelsia Ambiente Srl per 1.401 migliaia di Euro, con esclusione del diritto di opzione ai sensi e per gli effetti dell'art. 2481 bis, riservato a favore del socio industriale aggiudicatario della gara a doppio oggetto.

Attività di ricerca e sviluppo (art. 2428, comma 3, n. 1, c.c.)

Il Gruppo nel corso dell'esercizio non ha svolto attività di ricerca e sviluppo.

Uso di strumenti finanziari (art. 2428, comma 3 punto 6-bis, c.c.)

Per quanto riguarda le informazioni richieste dalla lettera a) del comma 3 punto 6-bis, si precisa che le Società del Gruppo non hanno fatto ricorso a strumenti finanziari derivati.

Per quanto riguarda le informazioni richieste dalla lettera b) del comma 3 punto 6-bis, si rimanda a quanto in precedenza illustrato nelle informazioni relative ai rischi ed incertezze.

0.5 EVOLUZIONE PREVEDIBILE DELLA GESTIONE (art. 2428, comma 3, n.5 e n.6, c.c.)

Il Gruppo a seguito delle delibere straordinarie di razionalizzazione delle partecipate assunte già da alcuni comuni, sta lavorando per concentrare tutte le partecipazioni delle società controllate da AEB in modo che quest'ultima possa disporre dell'intero capitale sociale di Gelsia Srl e RetiPiù Srl e del 70% di Gelsia Ambiente Srl.

Il raggiungimento di questo obiettivo permetterebbe un'ulteriore semplificazione delle attività del Gruppo per concentrare le decisioni strategiche e lasciare le società controllate libere di occuparsi esclusivamente dei propri business.

Nel corso del 2019 verrà elaborata, con il supporto di professionisti esterni, la valutazione delle linee di business gestite dal Gruppo, rispetto al mercato di riferimento, per poter definire un nuovo piano strategico che indichi i percorsi di crescita futuri.

Tra le altre, lo stesso piano dovrà identificare le fonti di finanziamento per lo sviluppo dei business delle società del Gruppo, con particolare riferimento alla finanza necessaria per aggiudicarsi gare, rafforzare o entrare in nuovi settori e incrementare fatturato, ebitda e capitalizzazione.

La ricerca di aggregazioni/acquisizioni è una necessità reale in quanto i mercati ricercano una sempre maggiore concentrazione tramite acquisizioni territoriali e/o partnership e riguarda tutti i settori di interesse del Gruppo.

Analizzando nello specifico i settori gestiti dal Gruppo possiamo affermare che, oltre alla crescita per linee esterne, sarà importante anche la crescita per linee interne:

- vendita gas metano ed energia elettrica: crescita tramite point aziendali con propri account, agenzie e procacciatori; web; allargamento del territorio di interesse a tutto il nord Italia; accordi commerciali con soggetti terzi;
- distribuzione gas metano: utilizzo di risorse finanziarie per le future gare ATEM e nel contempo ricerca di partner per condividere la partecipazione alle suddette gare;
- trasporto energia elettrica: ottimizzazione della gestione in attesa di verifica del sistema di funzionamento delle future gare;
- illuminazione pubblica: partecipazione alle future gare degli enti locali, proponendo anche finanza di progetto;
- igiene ambientale: messa a regime dei rapporti con il nuovo partner privato e definizione di nuovi piani di sviluppo anche con lo studio, e l'eventuale realizzazione, anche in partnership, di impianti di trattamento in grado di incrementare la differenziata valorizzandola economicamente;
- farmacie: completamento del "Progetto farmacie" di ammodernamento di tutti i punti vendita, incremento dei servizi e degli orari di apertura; ricerca di partnership aggregative;
- smart city: ingresso nel mercato dei servizi smart city posizionandosi come soggetto protagonista per l'innovazione in Brianza e sviluppando servizi ad alto contenuto tecnologico in ottica utility 4.0;
- Altre attività gestite:
 - centro sportivo: uscita entro il 2020
 - lampade votive: progressiva uscita o cessioni a società del Gruppo;
 - fibre ottiche: impegno per progetti legati agli impianti del Gruppo ed alle richieste degli enti locali; disponibilità a far utilizzare a titolo oneroso a società gestori.

Seregno, 28 maggio 2019

Il Direttore Generale
Dott. Paolo Cipriano

Per il Consiglio di Amministrazione
Il Presidente
Avv. Patrizia Ombretta Samantha Goretti

PROSPETTI DI BILANCIO

0.6 SITUAZIONE PATRIMONIALE FINANZIARIA

ATTIVITÀ		31.12.2018	31.12.2017
Rif Nota	Attività non correnti		
01	Immobili, impianti e macchinari	202.397.799	200.094.735
02	Avviamento e altre attività a vita non definita	4.108.629	4.108.629
03	Altre attività immateriali	19.237.333	19.862.011
04	Partecipazioni	71.800	71.800
05	Altre attività finanziarie non correnti	-	-
06	Altre attività non correnti	3.586.758	2.450.024
07	Imposte differite attive (Imposte anticipate)	13.398.232	13.346.981
08	Attività non correnti disponibili per la vendita	-	3.118.373
	Totale Attività non correnti	242.800.551	243.052.553
Rif Nota	Attività correnti		
09	Rimanenze	4.782.364	4.339.563
10	Crediti commerciali	70.909.924	68.096.069
11	Crediti per imposte	2.040.780	2.199.518
12	Altre attività correnti	7.480.724	10.947.673
13	Altre attività finanziarie correnti	4.675.730	-
14	Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	19.199.786	20.449.587
	Totale Attività correnti	109.089.308	106.032.410
	Totale Attivo	351.889.859	349.084.963

Valori espressi in Euro

PATRIMONIO NETTO E PASSIVITÀ		31.12.2018	31.12.2017
Rif Nota	Patrimonio netto		
15	Patrimonio netto		
	Capitale Sociale	84.192.200	84.192.200
	Riserve	85.820.505	78.642.327
	Utile (perdita) dell'esercizio	8.867.426	8.954.850
	<i>Patrimonio netto di pertinenza del Gruppo</i>	<i>178.880.131</i>	<i>171.789.377</i>
	Capitale e riserve di terzi	58.686.464	55.032.650
	Utile (perdita) dell'esercizio di competenza di terzi	2.981.956	2.931.526
	<i>Patrimonio netto di pertinenza di terzi</i>	<i>61.668.420</i>	<i>57.964.176</i>
	Totale Patrimonio netto	240.548.551	229.753.553
Rif Nota	Passività non correnti		
16	Finanziamenti	12.901.093	24.261.859
17	Altre passività non correnti	14.261.875	14.744.483
18	Fondi per benefici a dipendenti	3.902.652	4.111.960
19	Fondi per rischi ed oneri	17.370.445	17.847.169
20	Fondo Imposte differite passive	3.619.750	3.739.940
	Totale Passività non correnti	52.055.815	64.705.411
Rif Nota	Passività correnti		
21	Finanziamenti	3.860.186	7.114.297
22	Debiti Commerciali	40.702.141	37.125.439
23	Debiti per imposte	1.816.506	1.520.209
24	Altri debiti	12.906.660	8.866.054
	Totale Passività correnti	59.285.493	54.625.999
	Totale Patrimonio netto e Passivo	351.889.859	349.084.963

Valori espressi in Euro



CONTO ECONOMICO COMPLESSIVO

0.6 CONTO ECONOMICO COMPLESSIVO

CONTO ECONOMICO COMPLESSIVO		31.12.2018	31.12.2017
Rif Nota	Ricavi delle vendite		
26	Ricavi delle vendite e delle prestazioni	211.022.437	204.986.003
26a	Variazione dei lavori in corso	-	-
27	Altri ricavi e proventi	10.481.802	6.907.542
	Totale Ricavi delle vendite	221.504.239	211.893.545
Rif Nota	Costi operativi		
28	Acquisti	(95.238.330)	(85.749.241)
29	Variazione delle rimanenze	442.780	1.045.253
30	Servizi	(69.653.077)	(67.073.092)
31	Costi per il personale	(31.026.676)	(30.318.523)
32	Altri costi operativi	(2.506.879)	(2.410.568)
33	Costi per lavori interni capitalizzati	11.490.163	9.854.554
	Totale costi operativi	(186.492.019)	(174.651.617)
	Risultato operativo ante ammortamenti, svalutazioni e accantonamenti (EBITDA)	35.012.220	37.241.928
Rif Nota	Ammortamenti, svalutazioni, accantonamenti, plusvalenze/minusvalenze e ripristini/svalutazioni di valore di attività non correnti		
34	Ammortamenti e svalutazioni	(15.134.617)	(15.015.522)
35	Accantonamenti	(4.993.368)	(5.866.315)
36	Ricavi e costi non ricorrenti	-	15.461
	Totale ammortamenti, svalutazioni, accantonamenti, plusvalenze/minusvalenze e ripristini/svalutazioni di valore di attività non correnti	(20.127.985)	(20.866.376)
	Risultato operativo (EBIT)	14.884.235	16.375.552
Rif Nota	Gestione finanziaria		
37	Proventi da partecipazioni	1.983.894	246.464
38	Proventi finanziari	112.020	153.942
39	Oneri finanziari	(466.553)	(538.593)
40	Proventi e oneri netti su strumenti finanziari e differenze di cambio	-	-
	Totale gestione finanziaria	1.629.361	(138.187)
41	Rettifica di valore di partecipazioni e attività finanziarie	-	-
	Risultato ante imposte	16.513.596	16.237.365
42	Imposte	(4.664.214)	(4.350.989)
	Adeguamento fiscalità differita	-	-
	Utile (perdita) dell'esercizio	11.849.382	11.886.376
	<i>Risultato di pertinenza di terzi</i>	<i>2.981.956</i>	<i>2.931.526</i>
	<i>Risultato di pertinenza del Gruppo</i>	<i>8.867.426</i>	<i>8.954.850</i>
43	Componenti del conto economico complessivo	-	-
	Utile (perdita) complessivo dell'esercizio	11.849.382	11.886.376

Valori espressi in Euro



RENDICONTO FINANZIARIO

0.6 RENDICONTO FINANZIARIO

RENDICONTO FINANZIARIO	31.12.2018	31.12.2017
A. Flussi finanziari derivanti dalla gestione reddituale (metodo indiretto)		
Utile (perdita) dell'esercizio	11.849.382	11.886.376
Imposte sul reddito	4.664.214	4.350.989
Interessi passivi/(interessi attivi)	354.533	384.651
(Dividendi)	-	(246.464)
(Plusvalenze cessione partecipazioni)	(1.983.894)	
(Plusvalenze)/minusvalenze derivanti dalla cessione di attività	352.063	397.344
1. Utile/(perdita) dell'esercizio prima delle imposte sul reddito, interessi, dividendi e plusvalenze e minusvalenze da cessione	15.236.298	16.772.896
<i>Rettifiche per elementi non monetari che non hanno avuto contropartita nel capitale circolante netto</i>		
Accantonamenti ai fondi rischi e oneri	4.438.468	4.803.115
Ammortamento delle immobilizzazioni	15.134.617	15.015.522
Altre rettifiche per elementi non monetari	522.074	(1.612.518)
Totale rettifiche per elementi non monetari	20.095.159	18.206.119
2. Flusso finanziario prima delle variazioni del CCN	35.331.457	34.979.015
<i>Variazioni del capitale circolante netto</i>		
Decremento/(incremento) delle rimanenze	(442.801)	(1.045.254)
Decremento/(incremento) dei crediti commerciali	(2.813.855)	(1.706.215)
Incremento/(decremento) dei debiti commerciali	3.576.702	294.501
Altre variazioni del capitale circolante netto	(283.036)	(104.304)
Totale variazioni del capitale circolante netto	37.010	(2.561.272)
3. Flusso finanziario dopo le variazioni del CCN	35.368.467	32.417.743
<i>Altre rettifiche</i>		
Interessi incassati/(pagati)	(320.333)	(313.672)
Imposte sul reddito (pagate)/incassate	(1.376.251)	(6.141.235)
Dividendi incassati	250.000	200.000
(Utilizzo dei fondi)	(4.915.192)	(1.963.480)
Totale altre rettifiche	(6.361.776)	(8.218.387)
Flusso finanziario della gestione reddituale (A)	29.006.691	24.199.356
B. Flussi finanziari derivanti dall'attività di investimento		
<i>Variazione Immobilizzazioni materiali</i>		
(Investimenti)	(15.750.874)	(13.258.449)
Prezzo di realizzo disinvestimenti	32.463	1.700
<i>Variazione Immobilizzazioni immateriali</i>		
(Investimenti)	(2.350.261)	(1.654.194)
Prezzo di realizzo disinvestimenti	790	-
<i>Variazione Partecipazioni</i>		
(Investimenti)	-	-
Prezzo di realizzo disinvestimenti	5.100.000	-
<i>Altre attività e passività non correnti</i>	(1.619.342)	2.856.956
Flusso finanziario dell'attività di investimento (B)	(14.587.224)	(12.053.987)

Valori espressi in Euro

RENDICONTO FINANZIARIO	31.12.2018	31.12.2017
C. Flussi finanziari derivanti dall'attività di finanziamento		
<i>Mezzi di terzi</i>		
Incremento/(decremento) debiti verso banche	(2.000.000)	-
Accensione finanziamenti verso banche	-	-
(Rimborso) finanziamenti verso banche	(12.054.130)	(4.108.238)
Accensione / (rimborso) finanziamenti verso altri	(560.747)	(564.802)
<i>Mezzi propri</i>		
Altre variazione del patrimonio netto	2.841.000	-
Pagamento dividendi	(3.895.391)	(4.976.615)
Flusso finanziario dell'attività di finanziamento (C)	(15.669.268)	(9.649.655)
Incremento (decremento) delle disponibilità liquide (A +/-) B +/-) C)	(1.249.801)	2.495.714
Disponibilità liquide alla fine dell'esercizio	19.199.786	20.449.587
di cui denaro e valori in cassa	88.270	108.655
di cui depositi bancari e postali	19.111.516	20.340.932
Disponibilità liquide all'inizio dell'esercizio	20.449.587	17.953.873
di cui denaro e valori in cassa	108.655	66.979
di cui depositi bancari e postali	20.340.932	17.886.894

Valori espressi in Euro

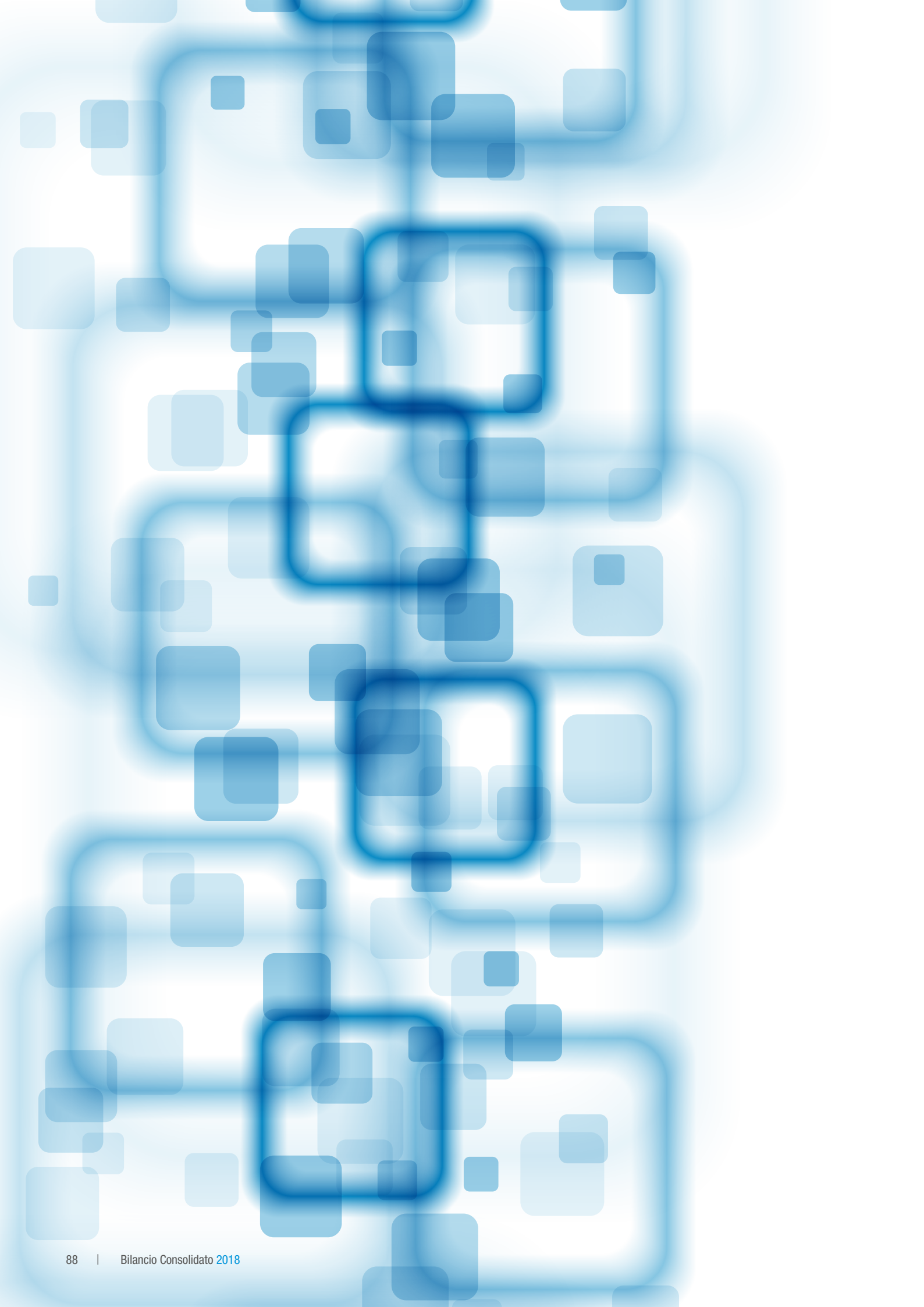


PROSPETTO DELLE VARIAZIONI DEL PATRIMONIO NETTO

0.6 PROSPETTI E VARIAZIONI DEL PATRIMONIO NETTO

	Capitale sociale	Riserva da sovrapprezzo	Riserva legale	Riserve statutarie	Riserve IFRS/IAS	Altre riserve	Utili (perdite) portati a nuovo	Utile (perdita) del periodo	Totale PN del Gruppo	Capitale e riserve di terzi	Utile (perdita) del periodo di terzi	Totale PN
Patrimonio Netto al 31.12.2015	84.192.200	17.074.704	12.320.091	8.064.942	1.755.977	23.174.534	3.494.449	9.027.858	159.104.755	43.229.891	3.104.182	205.438.828
Destinazione risultato esercizio precedente			247.558	742.674		1.839.271	4.076.711	(9.027.858)	(2.121.644)	1.644.173	(3.104.182)	(3.581.653)
Aumento capitale sociale									-	9.030.369		9.030.369
Dividendo azioni proprie						3.774			3.774			3.774
Distribuzione ulteriori dividendi						(1.331.079)			(1.331.079)			(1.331.079)
Altri movimenti							141.542		141.542	(141.542)		-
Risultato dell'esercizio								9.952.245	9.952.245		3.477.379	13.429.624
Patrimonio Netto al 31.12.2016	84.192.200	17.074.704	12.567.649	8.807.616	1.755.977	23.686.500	7.712.702	9.952.245	165.749.593	53.762.891	3.477.379	222.989.863
Destinazione risultato esercizio precedente			216.098	648.292		-	5.586.301	(9.952.245)	(3.501.554)	1.735.677	(3.477.379)	(5.243.256)
Dividendo azioni proprie						-	3.826		3.826			3.826
Distribuzione ulteriori dividendi						-			-			-
Altri movimenti							582.662		582.662	(465.918)		116.744
Risultato dell'esercizio								8.954.850	8.954.850		2.931.526	11.886.376
Patrimonio Netto al 31.12.2017	84.192.200	17.074.704	12.783.747	9.455.908	1.755.977	23.686.500	13.885.491	8.954.850	171.789.377	55.032.650	2.931.526	229.753.553
Destinazione risultato esercizio precedente			249.857	749.572		-	5.224.226	(8.954.850)	(2.731.195)	1.764.354	(2.931.526)	(3.898.367)
Dividendo azioni proprie						-	2.984		2.984			2.984
Aumento PN Gelsia Ambiente Srl							799.926		799.926	2.041.074		2.841.000
Altri movimenti							151.613		151.613	(151.614)		(1)
Risultato dell'esercizio								8.867.426	8.867.426		2.981.956	11.849.382
Patrimonio Netto al 31.12.2018	84.192.200	17.074.704	13.033.604	10.205.480	1.755.977	23.686.500	20.064.240	8.867.426	178.880.131	58.686.464	2.981.956	240.548.551

Valori espressi in Euro



NOTE ESPLICATIVE

0.7 NOTE ESPLICATIVE

07.01 - INFORMAZIONI SOCIETARIE

AEB S.p.A., è la Società Capogruppo del Gruppo AEB, è totalmente partecipata da enti pubblici e controllata dal Comune di Seregno.

Il Gruppo AEB svolge la propria attività nel settore dei servizi di pubblica utilità ed in particolare nella vendita e distribuzione gas metano; nella distribuzione energia elettrica; nella vendita energia elettrica per il mercato vincolato e per il mercato libero; nella produzione energia elettrica; nella gestione calore, cogenerazione e teleriscaldamento; nella gestione di servizi di igiene urbana; gestisce inoltre un centro sportivo, sette farmacie, illuminazione pubblica e votiva, fibra ottica e impianti di videosorveglianza.

Il bilancio consolidato del Gruppo AEB al 31.12.2018 evidenzia un utile netto di euro 11.849.382, di cui euro 8.867.426 di pertinenza del Gruppo ed euro 2.981.956 di pertinenza di terzi, ed un patrimonio netto di euro 240.548.551, di cui euro 178.880.131 di pertinenza del Gruppo ed euro 61.668.824 di pertinenza di terzi.

07.02 - APPARTENENZA AD UN GRUPPO

AEB SpA, detiene partecipazioni di controllo in Gelsia Ambiente Srl, Gelsia Srl e RetiPiù Srl; ha redatto il bilancio consolidato, che rappresenta un'adeguata informativa complementare sulla situazione patrimoniale, finanziaria ed economica della società e delle sue controllate.

AEB S.p.A., a partire dall'esercizio chiuso al 31.12.2013, ha esercitato la facoltà, unitamente alle sue controllate, ai sensi del D.Lgs. 28 febbraio 2005, n. 38, di redigere il bilancio consolidato e di esercizio in conformità ai principi contabili internazionali. Il Gruppo al 31.12.2018 era composto da quattro società:

- **AEB S.p.A.** (Holding), Capogruppo che gestisce sette farmacie, un centro sportivo, il servizio lampade votive, alcuni servizi di telecomunicazioni e detiene la proprietà di reti e impianti idrici del Comune di Seregno e altri comuni limitrofi. Dal 01.10.2018, a seguito della riorganizzazione del Gruppo, offre alle altre società i servizi amministrativi, logistici e tecnici.
- **Gelsia Srl**, operativa nella vendita di energia elettrica e gas metano, cogenerazione e teleriscaldamento. La società deteneva, alla data del 31 dicembre 2018, una partecipazione in RetiPiù Srl pari al 2,405% e in Gelsia Ambiente Srl pari al 8,849%.
- **Gelsia Ambiente Srl**, società di scopo costituita alla fine dell'esercizio 2003 ed operativa nella gestione dell'igiene ambientale. La società, alla data del 31 dicembre 2018, era controllata al 53,978 % da AEB SpA, al 30% da A2A Integrambiente S.r.l., al 8,849% da Gelsia Srl, al 7,1% dal comune di Lissone e allo 0,073% dal comune di Biassono.
- **RetiPiù Srl**, società di scopo costituita alla fine dell'esercizio 2003 ed operativa, dal 16 Febbraio 2004, nella distribuzione di gas metano ed energia elettrica. La società, alla data del 31 dicembre 2018, era controllata al 73,53% da AEB S.p.A., la restante partecipazione era detenuta per 2,405% da Gelsia Srl, per 11,317% dal Comune di Lissone, per 6,350% da ASSP S.p.A., per 6,026% da GSD Srl e per le percentuali residue da altri enti locali.

Il Gruppo detiene la partecipazione al 31.12.2018 nella seguente società:

- **Sinergie Italiane in liquidazione Srl**: la quota detenuta da AEB SpA al 31.12.2018 è pari al 7,182%. Nel mese di dicembre 2018 i liquidatori hanno presentato il bilancio intermedio di liquidazione periodo 01.10.2017 - 30.09.2018 con un utile netto di 4,0 milioni di Euro. Nel bilancio intermedio citato i liquidatori hanno confermato le rettifiche di liquidazione per 32,8 milioni di Euro. Si tratta di rettifiche rilevate in contropartita della svalutazione di immobilizzazioni immateriali già iscritte nei conti della società e dello stanziamento del Fondo per costi e oneri della liquidazione. Il bilancio di liquidazione evidenzia la riduzione dei rischi e delle attività della società; la società ha in essere esclusivamente il contratto con Gazprom Export LLC di acquisto del gas metano che attualmente rivende alle commercial companies dei soci e le concessioni delle quote di capacità di TAG, gestore austriaco. Come gran parte degli operatori del settore che stanno gestendo con i propri fornitori contratti a lungo termine (cosiddetti take or pay), anche i liquidatori di SINIT Srl hanno rinegoziato il contratto di acquisto a far data dal 01.10.2015.

07.03 - DICHIARAZIONE DI CONFORMITÀ E CRITERI DI REDAZIONE

Il bilancio consolidato, chiuso al 31 dicembre 2018, è stato redatto in conformità ai principi contabili internazionali ("IFRS/IAS") emanati dall'International Accounting Standards Board ("IASB") e adottati dall'Unione Europea,

incluse tutte le interpretazioni dell'International Financial Reporting Interpretations Committee ("IFRIC"). Il bilancio, redatto in unità di euro e comparato con il bilancio consolidato dell'esercizio precedente redatto in omogeneità di criteri, è costituito dalla situazione patrimoniale-finanziaria, dal conto economico complessivo, dal prospetto delle variazioni del patrimonio netto, dal rendiconto finanziario e dalle presenti note esplicative redatte in migliaia di euro.

07.04 - APPLICAZIONE DEI PRINCIPI CONTABILI INTERNAZIONALI

Principio generale

AEB S.p.A. ha optato per l'adozione dei principi contabili IFRS/IAS a partire dalla redazione del bilancio consolidato dell'esercizio chiuso al 31 dicembre 2013, come consentito dal D.Lgs. n. 38 del 28 febbraio 2005. La data di transizione ai principi contabili internazionali IFRS/IAS è il 1° gennaio 2012.

Schemi di bilancio

La Società ha adottato i seguenti schemi di bilancio:

- prospetto della situazione Patrimoniale Finanziaria che espone separatamente le attività correnti e non correnti, il Patrimonio Netto e le Passività Correnti e non Correnti;
- prospetto di Conto Economico Complessivo che espone i costi ed i ricavi usando una classificazione basata sulla natura degli stessi;
- Rendiconto Finanziario che presenta i flussi finanziari derivanti dall'attività operativa utilizzando il metodo indiretto;
- prospetto delle variazioni del Patrimonio Netto.

L'adozione di tali schemi permette la rappresentazione più significativa della situazione patrimoniale, economica e finanziaria del Gruppo.

AREA E METODI DI CONSOLIDAMENTO

Il bilancio consolidato trae origine dal bilancio d'esercizio di AEB S.p.A. (Holding) e delle Società nelle quali detiene direttamente la quota di controllo del capitale. Ai sensi dell'art. 38, 2° comma, del D.Lgs. 127/91, di seguito, l'elenco delle imprese incluse nel consolidamento con il metodo integrale è lo stesso dell'esercizio precedente:

Quota posseduta al 31.12.2018	dall'Azionista		dal Gruppo
Ragione sociale e sede	%	società	% di consolidamento
Società Capogruppo (Holding):			
- AEB SpA - Capitale Sociale euro 84.192.200 Sede: Via Palestro, 33 - Seregno (MB)			
Controllate dirette:			
- Gelsia Srl - Capitale Sociale euro 20.345.267 Sede: Via Palestro, 33 - Seregno (MB)	77,111	AEB SpA	77,111
- RetiPiù Srl - Capitale Sociale euro 82.550.608 Sede: Via Palestro, 33 - Seregno (MB)	73,530	AEB SpA	73,530
- Gelsia Ambiente Srl - Capitale Sociale euro 4.671.221 Sede: Via Caravaggio, 26/A - Desio (MB)	53,978	AEB SpA	53,978

Durante il 2018 Gelsia Ambiente Srl ha aumentato a pagamento il capitale sociale da 3.270 migliaia di Euro a 4.671 migliaia di Euro e un sovrapprezzo di 1.440 migliaia di Euro, con esclusione del diritto di opzione ai sensi e per gli effetti dell'art. 2481 bis, riservato a favore del socio industriale aggiudicatario della gara a doppio oggetto; l'aumento del Capitale Sociale deliberato l'11.07.2018 è stato contestualmente sottoscritto dal nuovo socio industriale A2A Integrambiente S.r.l. e deliberato mediante versamento in denaro. La percentuale di consolidamento è pertanto passata dal 77,111 del 31.12.2017 al 53,978 del 31.12.2018.

Come indicato dalla delibera di revisione straordinaria delle partecipazioni adottata dal Commissario Straordinario del Comune di Seregno le partecipazioni detenute in Gelsia Srl sono state assegnate ai soci. L'assemblea dei soci di Gelsia Srl in data 28.12.2018 ha deliberato la distribuzione di un dividendo straordinario da liquidare in

natura mediante assegnazione delle quote della partecipazione detenuta da Gelsia Srl in RetiPiù Srl e in Gelsia Ambiente Srl. L'operazione non ha variato le percentuali di consolidamento rispetto al 31.12.2017. Le partecipazioni nelle altre imprese sono valutate al costo.

07.05 - CRITERI DI CONSOLIDAMENTO

I principali criteri di consolidamento adottati sono i seguenti:

- gli elementi dell'attivo e del passivo, i ricavi e i costi delle imprese incluse nel consolidamento sono stati ripresi secondo il metodo dell'integrazione globale;
- il valore contabile delle partecipazioni in Società consolidate viene eliminato contro la corrispondente frazione di patrimonio netto;
- le quote di Patrimonio Netto di competenza di azionisti terzi sono iscritte nell'apposita voce della Situazione Patrimoniale Finanziaria. Nel Conto Economico Complessivo viene evidenziata separatamente la quota di risultato di competenza di terzi;
- le differenze fra il valore della partecipazione e il Patrimonio netto delle società consolidate, determinate con riferimento ai valori contabili esistenti alla data di acquisizione e/o alla data in cui l'impresa è stata consolidata per la prima volta, sono state iscritte, se negative nella voce del Patrimonio Netto denominata "Riserva da consolidamento"; se positive sono state iscritte nella voce dell'attivo denominata "Avviamento". Le differenze determinatesi nei periodi successivi, a seguito dei risultati e delle altre variazioni di Patrimonio Netto delle partecipate, verificatesi successivamente alle predette date, sono state rilevate rispettivamente nella voce "Utili/(Perdite) consolidati portati a nuovo" o nella corrispondente voce del Patrimonio Netto consolidato;
- i rapporti patrimoniali ed economici tra le Società incluse nell'area di consolidamento sono eliminati. Gli utili e le perdite di ammontare significativo emergenti da operazioni tra Società consolidate, che non siano realizzati con operazioni con terzi, sono eliminati tenendo conto, ove necessario, delle imposte differite.

07.06 - PRINCIPI CONTABILI E CRITERI DI VALUTAZIONE ADOTTATI

Nel seguito vengono indicati i principi contabili adottati per la redazione del presente bilancio consolidato che sono i medesimi impiegati per la predisposizione del bilancio consolidato chiuso al 31 dicembre 2017, fatta eccezione per l'adozione dal 1° gennaio 2018 degli emendamenti ed interpretazioni di seguito elencati, che peraltro non hanno avuto effetti significativi sul presente bilancio consolidato.

Principi, emendamenti ed interpretazioni applicabili dal 1° gennaio 2018

I seguenti principi contabili, emendamenti e interpretazioni IFRS sono stati applicati per la prima volta dalla Gruppo a partire dal 1° gennaio 2018:

Principio IFRS 9 - "Strumenti finanziari"

Nel luglio 2014, lo IAS ha emesso la versione finale dell'IFRS 9 che sostituisce lo IAS 39 e tutte le precedenti versioni dell'IFRS 9. Il principio è stato omologato dall'Unione Europea nel mese di novembre 2016 ed è efficace per gli esercizi che iniziano dal 1° gennaio 2018. L'IFRS 9 riunisce tutti gli aspetti relativi al tema della contabilizzazione degli strumenti finanziari: Classificazione e valutazione, Impairment, e Hedge accounting.

L'adozione dell'IFRS 9 non ha generato impatti significativi sul bilancio consolidato e non ha comportato la necessità di rilevare aggiustamenti alla situazione patrimoniale-finanziaria alla data di applicazione iniziale del principio. A tale proposito, in particolare, si segnala quanto segue:

Classificazione e valutazione

Il Gruppo non ha avuto impatti significativi sul bilancio consolidato conseguentemente all'applicazione dei requisiti di classificazione e valutazione previsti dall'IFRS 9. I crediti, inclusi i crediti commerciali, sono detenuti al fine dell'incasso alle scadenze contrattuali e ci si attende che generino flussi di cassa rappresentati unicamente dagli incassi delle quote capitale ed interessi.

Impairment

L'IFRS 9 richiede che il Gruppo registri le perdite su crediti attese su tutte le proprie obbligazioni, finanziamenti e crediti commerciali, su base annuale o in base alla durata residua. Il Gruppo, che applica l'approccio semplificato, non ha avuto impatti sul patrimonio netto dal momento che i suoi crediti commerciali sono soggetti ad un livello di rischio controllato in quanto il gruppo gestisce un numero considerevole di clienti, soprattutto con consumi domestici e, in misura inferiore, imprese industriali e/o artigianali con consumi medi non particolarmente rilevanti. Con particolare riferimento a tali crediti, il Gruppo conferma la propria politica di accantonamento al fondo svalutazione crediti in quanto il criterio applicato incorpora adeguatamente le expected credit loss.

Hedge accounting

Il Gruppo non ricorre a strumenti di copertura e pertanto non vi sono aspetti connessi all'applicazione della contabilizzazione in hedge accounting di tali strumenti.

Principio IFRS 15 – “Ricavi provenienti da contratti con i clienti”.

Nel maggio 2014, lo IAS ha emesso l'IFRS 15, un nuovo principio per la rilevazione dei ricavi che sostituisce lo IAS 18 e lo IAS 11 e che è stato integrato con ulteriori chiarimenti e linee guida nel 2016. Il principio è applicabile nella predisposizione del bilancio per gli esercizi a partire dal 1° gennaio 2018 e ha introdotto un nuovo modello in cinque fasi che si applica ai contratti con i clienti.

L'IFRS 15 prevede la rilevazione dei ricavi per un importo che riflette il corrispettivo a cui l'entità ritiene di avere diritto in cambio del trasferimento di merci o servizi al cliente. In particolare, il Principio prevede che la rilevazione dei ricavi sia basata su un modello costituito dai seguenti cinque steps:

1. identificazione del contratto con il cliente;
2. identificazione degli impegni contrattuali a trasferire beni e/o servizi a un cliente (c.d. “performance obligation”);
3. determinazione del prezzo della transazione;
4. allocazione del prezzo della transazione alle performance obligations identificate sulla base del prezzo di vendita stand-alone di ciascun bene o servizio;
5. rilevazione del ricavo quando la relativa performance obligation è soddisfatta.

L'IFRS 15, inoltre, integra l'informativa di bilancio da fornire con riferimento a natura, ammontare, timing e incertezza dei ricavi e dei relativi flussi di cassa.

In considerazione dell'attività svolta e delle caratteristiche dei contratti attivi in essere, l'applicazione del nuovo principio e delle relative interpretazioni non ha determinato effetti significativi sul bilancio consolidato, sia da un punto di vista di classificazione che di determinazione delle grandezze, in quanto il riconoscimento dei ricavi avviene nel momento in cui i rischi ed i benefici connessi all'esecuzione del contratto sono stati trasferiti al cliente (“at a point in time”) secondo i termini definiti con il cliente stesso.

Per quanto riguarda le garanzie eventualmente previste nei contratti le stesse sono di tipo generale e non estese e, di conseguenza, se ne ricorreranno i presupposti, continueranno ad essere contabilizzate in accordo con lo IAS 37.

Documento “Miglioramenti annuali agli IFRS 2014-2016”.

Il Documento è stato emesso dallo IASB nel dicembre 2016 ed approvato dalla Commissione Europea in data 8 febbraio 2018 con Regolamento 2018/182. Tale Documento apporta modifiche ai seguenti Principi:

- IAS 28 Partecipazioni in società collegate e joint venture;
- IFRS 1 Prima adozione degli International Financial Reporting Standard.
- IFRS 12 - Informativa sulle partecipazioni in altre entità

L'obiettivo dei miglioramenti annuali è quello di risolvere questioni non urgenti relative a incoerenze riscontrate negli IFRS oppure a chiarimenti di carattere terminologico, che sono state discusse dallo IASB nel corso del ciclo progettuale. Le disposizioni sono state omologate dall'Unione Europea nel mese di febbraio 2018 e sono applicabili nella predisposizione del bilancio consolidato per gli esercizi che iniziano a partire da 1° gennaio 2018, con riferimento alle modifiche ai principi IAS 28 e IFRS 1, già a partire dal 1° gennaio 2017 con riferimento alle modifiche all'IFRS 12.

Le fattispecie in esame non rientrano attualmente nell'attività del Gruppo, e pertanto l'adozione delle disposizioni da parte del Gruppo non ha comportato cambiamenti nelle politiche contabili o aggiustamenti di natura retrospettica.

Interpretazione IFRIC 22 “Transazioni in valuta estera e rilevazione di pagamenti od incassi anticipati”.

L'interpretazione è stata omologata dall'Unione Europea nel mese di marzo 2018 ed è applicabile a partire dal 1° gennaio 2018. L'interpretazione ha l'obiettivo di fornire delle linee guida per transazioni effettuate in valuta estera ove siano rilevati in bilancio degli anticipi o acconti non monetari, prima della rilevazione della relativa attività, costo o ricavo. Tale documento fornisce le indicazioni su come un'entità deve determinare la data di una transazione, e di conseguenza, il tasso di cambio a pronti da utilizzare quando si verificano operazioni in valuta estera nelle quali il pagamento viene effettuato o ricevuto in anticipo.

Le fattispecie in esame non rientrano attualmente nell'attività del Gruppo, e pertanto l'adozione dell'interpretazione da parte del Gruppo non ha comportato cambiamenti nelle politiche contabili o aggiustamenti di natura retrospettica.

Emendamento allo IAS 40 “Investimenti Immobiliari”.

Tale emendamento, omologato nel marzo 2018 e applicabile a partire dal 1° gennaio 2018, chiarisce quando un'entità debba trasferire la proprietà degli immobili (inclusi quelli in costruzione). Viene inoltre stabilito che la sola intenzione del management di modificare l'uso di un immobile non costituisce evidenza di un cambiamento di destinazione dell'investimento immobiliare.

L'adozione di tale modifica non ha comportato alcun effetto sulla situazione economica e patrimoniale del Gruppo.

Emendamenti all'IFRS 2 “Pagamenti basati su azioni”:

Nel febbraio 2018 sono state omologate alcune modifiche al principio IFRS 2 che trattano due aree principali:

- la classificazione di una transazione con pagamento basato su azioni regolata al netto delle obbligazioni per ritenute d'acconto;
- la contabilizzazione qualora una modifica dei termini e delle condizioni di una transazione con pagamento basato su azioni cambia la sua classificazione da regolata per cassa a regolata con strumenti rappresentativi di capitale.

La fattispecie non è attualmente applicabile al Gruppo e pertanto l'adozione di tali modifiche non ha comportato alcun effetto sulla situazione economica e patrimoniale dello stesso.

Emendamento all'IFRS 4 “Contratti assicurativi”:

L'emendamento in oggetto, pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale dell'Unione Europea nel novembre 2017, consente alle Società che emettono contratti assicurativi di differire l'applicazione dell'IFRS 9 per la contabilizzazione degli investimenti finanziari allineando la data di prima applicazione a quella dell'IFRS 17, prevista nel 2021 (deferral approach) e contemporaneamente consente di eliminare dal Conto economico alcuni effetti distorsivi derivanti dall'applicazione anticipata dell'IFRS 9 rispetto all'applicazione dell'IFRS 17 (overlay approach).

La fattispecie non è applicabile al Gruppo e pertanto l'adozione di tali modifiche non ha comportato alcun effetto sulla situazione economica e patrimoniale dello stesso.

Principi, emendamenti e interpretazioni omologati dall'Unione Europea, non ancora obbligatoriamente applicabili e non adottati in via anticipata dal Gruppo al 31 dicembre 2018

Nei prossimi esercizi risulteranno applicabili obbligatoriamente i seguenti principi contabili e modifiche di principi contabili, avendo già concluso il processo di endorsement comunitario:

Principio IFRS 16 “Leases”

L'IFRS 16 è stato pubblicato nel gennaio 2016 ed è destinato a sostituire il principio IAS 17 – “Leases”, nonché le interpretazioni IFRIC 4 “Determining whether an Arrangement contains a Lease”, SIC-15 “Operating Leases-Incentives” e SIC-27 “Evaluating the Substance of Transactions Involving the Legal Form of a Lease”.

Il nuovo principio fornisce una nuova definizione di lease ed introduce un criterio basato sul controllo (right of use) di un bene per distinguere i contratti di leasing dai contratti per servizi, individuando quali discriminanti: l'identificazione del bene, il diritto di sostituzione dello stesso, il diritto ad ottenere sostanzialmente tutti i benefici economici rivenienti dall'uso del bene e il diritto di dirigere l'uso del bene sottostante il contratto. Il principio stabilisce un modello unico di riconoscimento e valutazione dei contratti di leasing per il locatario (lessee) che prevede l'iscrizione del bene oggetto di lease anche operativo nell'attivo con contropartita un debito finanziario, fornendo inoltre la possibilità di non riconoscere come leasing i contratti che hanno ad oggetto i “low-value assets” e i leasing con una durata del contratto pari o inferiore ai 12 mesi.

Alla data di inizio del contratto di leasing, il locatario rileverà una passività a fronte dei pagamenti dei canoni di affitto previsti dal contratto di leasing ed un'attività che rappresenta il diritto all'utilizzo dell'attività sottostante per la durata del contratto (il diritto d'uso). I locatari dovranno contabilizzare separatamente le spese per interessi sulla passività per leasing e l'ammortamento del diritto di utilizzo dell'attività; dovranno inoltre rimisurare la passività per leasing al verificarsi di determinati eventi, quali ad esempio un cambiamento nelle condizioni del contratto di leasing. Rimane sostanzialmente invariata la contabilizzazione prevista dall'IFRS 16 per i locatori, che continueranno a classificare tutti i leasing utilizzando lo stesso principio di classificazione previsto dallo IAS 17, distinguendo leasing operativi e leasing finanziari.

L'IFRS 16 è efficace a partire dagli esercizi che hanno inizio a partire dal 1° gennaio 2019 con piena applicazione retrospettiva o modificata. È consentita l'applicazione anticipata, ma non prima che l'entità abbia adottato l'IFRS 15. Non sono attesi impatti significativi per il Gruppo.

IFRIC 23 “Incertezza sui trattamenti ai fini delle imposte sul reddito”

Lo IASB ha pubblicato l’interpretazione IFRIC 23 “Uncertainty over Income Tax Treatments” che ha lo scopo di fornire chiarimenti su come applicare i criteri d’iscrizione e misurazione previsti dallo IAS 12 in caso di incertezza sui trattamenti per la determinazione delle imposte sul reddito. Dall’applicazione dell’interpretazione, prevista obbligatoriamente a partire dal 1° gennaio 2019, non sono attesi impatti significativi per il Gruppo.

Integrazione al Principio IFRS 9 “Strumenti finanziari”

È stata omologata in data 26 marzo 2018 ed è applicabile a partire dal 1° gennaio 2019 un’integrazione che consente di valutare al costo ammortizzato gli oneri relativi all’estinzione anticipata di strumenti finanziari che precedentemente venivano misurati al “fair value through profit and loss”.

Principi, emendamenti ed interpretazioni non ancora omologati dall’Unione Europea

Alla data di riferimento del presente bilancio separato sono in corso di recepimento da parte dei competenti organi dell’Unione Europea i seguenti principi, aggiornamenti ed emendamenti dei principi IFRS (già approvati dallo IASB), nonché le seguenti interpretazioni (già approvati dall’IFRS-IC).

Per completezza si fornisce di seguito un’elencazione degli ulteriori principi ed interpretazioni, emanati dallo IASB/IFRIC ma non ancora omologati; si precisa che gli stessi che non sono ritenuti tali da impattare in modo significativo sulla situazione patrimoniale ed economica del Gruppo nonché sull’informativa di bilancio:

Miglioramenti annuali agli IFRS (2015-2017 Cycle)

Lo IASB ha pubblicato in data 12 dicembre 2017 gli Annual Improvements to IFRSs 2015-2017 Cycle, che includono modifiche allo IAS 12 Income Taxes, allo IAS 23 Borrowing Costs, all’IFRS 3 Business Combination e all’ IFRS 11 Joint Arrangements. Le modifiche entreranno in vigore il 1° gennaio 2019. Non sono attesi impatti significativi il Gruppo.

Le ulteriori modifiche in corso di adozione sono le seguenti:

- *Modifiche al principio IAS 28 “Interessi a lungo termine in società collegate e joint venture*
- *Modifiche al principio IAS 19 “Modifiche ai piani, riduzione o liquidazione*
- *Nuova versione del Conceptual Framework for Financial Reporting*
- *Modifiche all’IFRS 3 “Aggregazioni aziendali”*
- *Modifiche allo IAS 1 e allo IAS 8 “Definizione di materiale”*

Per completezza informativa si segnala che in data 18 maggio 2017 lo IASB ha emanato il nuovo principio contabile IFRS 17 che disciplina i contratti emessi dalle compagnie di assicurazione e la cui applicazione è prevista a partire dal 1° gennaio 2021. Per il Gruppo non sono previsti impatti diretti.

I principi contabili ed i criteri di valutazione adottati per la redazione del bilancio consolidato al 31.12.2018 sono di seguito riportati:

07.06.01 - IMMOBILI, IMPIANTI E MACCHINARI

Come richiesto dal principio contabile internazionale IAS 16, paragrafo 15, al momento della rilevazione gli Immobili, impianti e macchinari sono valutati al costo, determinato secondo le modalità previste dal paragrafo 16 e seguenti; detti beni, in applicazione del modello del costo previsto dal paragrafo 30, sono iscritti in bilancio al netto degli ammortamenti accumulati e delle eventuali perdite per riduzione durevole di valore accumulate.

In fase di prima adozione dei criteri di valutazione IFRS, limitatamente alle classi di immobili, impianti e macchinari il cui fair value può essere attendibilmente determinato, si è optato per la rideterminazione del valore secondo quanto previsto dal paragrafo n. 31 del principio contabile internazionale IAS 16; conseguentemente le classi di immobili, impianti e macchinari il cui fair value può essere attendibilmente determinato sono state iscritte a un valore rideterminato, pari al loro fair value alla data del 1° gennaio 2012, risultante da apposita perizia giurata redatta da esperti indipendenti all’uopo incaricati. A tal fine sono stati conferiti incarichi a esperti professionalmente qualificati ed indipendenti per la determinazione del “fair value” degli immobili, impianti e macchinari di proprietà del Gruppo alla data di transizione, con specifico riferimento alla classe dei terreni e fabbricati di proprietà della Capogruppo AEB S.p.A. e alla classe degli automezzi specifici, della controllata Gelsia Ambiente Srl, necessari per lo svolgimento dell’attività caratteristica del settore Igiene Ambientale.

In conformità con quanto previsto dallo IAS 16, paragrafo 36, a seguito della rideterminazione del valore di un elemento appartenente alla classe sopra indicata l’intera classe alla quale quell’elemento appartiene è stata rideterminata. La rideterminazione dei valori è avvenuta con specifico riguardo alle caratteristiche dei beni oggetto di valutazione e dell’attività svolta. A tal fine, per le proprietà immobiliari della Capogruppo e per gli automezzi specifici del settore Igiene Ambientale è stato determinato il loro “fair value”.

I valori risultanti dalle perizie giurate sono stati contabilizzati in sostituzione dei precedenti valori contabili ed assoggettati ad ammortamento secondo uno specifico piano idoneo a ripartire sistematicamente i valori rideterminati durante la vita utile dei relativi beni.

Per quanto riguarda gli ammortamenti accumulati alla data di rideterminazione di valore, gli stessi sono stati eliminati a fronte del valore contabile lordo di ogni singola attività, e il valore netto della stessa è stato iscritto in bilancio in base al suo valore rideterminato, conformemente a quanto previsto dallo IAS 16, paragrafo 35.b.

Per quanto riguarda le altre classi della voce Immobili, Impianti e Macchinari, diverse dai terreni e fabbricati e degli automezzi specifici del settore Igiene Ambientale, in considerazione della loro natura, delle loro caratteristiche e della formazione storica si è ritenuto appropriato mantenere la loro iscrizione in bilancio al costo, al netto degli ammortamenti accumulati e di qualsiasi perdita di valore accumulata, secondo quanto previsto dallo IAS 16, paragrafo 30. In particolare, per quanto riguarda gli impianti di distribuzione gas ed energia elettrica del Gruppo, alla luce delle complessità interpretative che caratterizzano la disciplina delle concessioni nell'attuale fase transitoria, pur in presenza di significativi plusvalori latenti, si è ritenuto preferibile applicare il criterio sopra indicato rispetto alla rideterminazione del valore, stante l'oggettiva incertezza riguardo alla possibilità di determinare in modo univoco il relativo fair value.

Processo di ammortamento

Le quote di ammortamento sono state così determinate nelle società del Gruppo:

AEB S.p.A.

Per gli immobili per i quali si è optato per la rideterminazione del valore il calcolo è avvenuto utilizzando il periodo di vita residuo stimato per ogni cespite da esperti appositamente incaricati.

Per le altre classi di Impianti e Macchinari il calcolo è stato fatto atteso l'utilizzo, la destinazione e la durata economico-tecnica dei cespiti, sulla base del criterio della residua possibilità di utilizzazione, criterio che si ritiene ben rappresentato dalle aliquote di seguito riportate.

Descrizione	Aliquote
Terreni e fabbricati	
Fabbricati civili	Vita utile perizia (33 anni)
Fabbricati sedi-uffici	Vita utile perizia (5-35 anni)
Fabbricati pozzi	a)
Costruzioni leggere	Vita utile perizia (10 anni)
Impianti e macchinari	
Impianti di sollevamento - quadri elettrici pozzi acqua	a)
Impianti di sollevamento acqua	a)
Impianti serbatoi acqua	a)
Impianti di debatterizzazione e potabilizzazione acqua	a)
Rete di trasporto e di distribuzione acqua	a)
Rete fognaria	a)
Rete trasmissione dati e telecomunicazione	6,70
Rete e allacciamenti Lampade Votive Seregno	5,00
Impianti telecomunicazione	18,00
Impianti fotovoltaici sede	9,00
Impianti generici fabbricati	12,50
Attrezzature industriali e commerciali	
Attrezzature industriali generiche	12,50
Cartografia TLC	10,00
Cartografia acqua e fognature	a)
Strumenti misura e controllo acqua	a)
Altri beni	
Automezzi	20,00
Autovetture	20,00
Telefonia	20,00
Mobili, arredi e macchine ordinarie d'ufficio	8,30 - 12,50
Macchine elettroniche e CED	20,00
Attrezzatura fissa	10,00

a) I cespiti del settore acqua potabile e fognature sono dati in uso a Brianzacque Srl e sono stati ammortizzati per il periodo contrattualmente stabilito nell'accordo sottoscritto. Il processo di ammortamento si completerà entro il 31 dicembre 2024.

Si precisa che i cespiti del settore acqua potabile e fognature sono stati ammortizzati per il periodo contrattualmente stabilito nell'accordo sottoscritto con Brianzacque Srl e ratificato dall'ATO. Tale accordo prevede un corrispettivo che determini l'ammortamento di tutte le immobilizzazioni acqua e fognature di proprietà della società, entro il 31 dicembre 2024 e che le eventuali minusvalenze restino a carico di Brianzacque Srl.

I costi di manutenzione ordinaria sono spesi nell'esercizio in cui sono sostenuti, i costi incrementativi del valore o della vita utile del cespite sono capitalizzati ed ammortizzati in relazione alle residue possibilità di utilizzo dei cespiti ai quali si riferiscono.

L'ammortamento dei beni gratuitamente devolvibili e inseriti in bilancio nella voce "altri beni" scaturisce da un processo di ammortamento per durata.

In presenza di indicatori che facciano ritenere probabile l'esistenza di perdite di valore le immobilizzazioni sono assoggettate a una verifica di recuperabilità (Impairment test). La recuperabilità è verificata confrontando il valore contabile iscritto in bilancio con il maggiore tra il prezzo di vendita, qualora esista un mercato, e il valor d'uso del bene.

Il valore d'uso è definito attualizzando i flussi di cassa attesi dall'utilizzo del bene, o da un'aggregazione di beni, oltre che dall'eventuale valore che ci si attende dalla dismissione al termine di vita utile.

Le perdite di valore sono contabilizzate nella voce ammortamenti e svalutazioni e possono essere oggetto di successivi ripristini di valore.

Al momento della vendita o se il bene non è più utile al processo produttivo aziendale, lo stesso è eliminato dal bilancio e l'eventuale perdita o utile, determinata come differenza tra valore di vendita e netto contabile del bene, viene rilevato nel conto economico dello stesso anno.

GELSIA Srl

Per Gelsia Srl si segnala che il calcolo è stato fatto atteso l'utilizzo, la destinazione e la durata economico-tecnica dei cespiti, sulla base del criterio della residua possibilità di utilizzazione, criterio che si ritiene ben rappresentato dalle aliquote di seguito riportate.

Terreni e fabbricati	Aliquote applicate
Fabbricati	3,33
Impianti e macchinari	Aliquote applicate
Impianto Cogenerazione	5,0 - 9,0
Impianti generici fabbricati	12,5
Centrali termiche	5,0
Opere elettromeccaniche	5,0
Vapordotto	5,0
Rete teleriscaldamento	2,5
Allacciamento clienti	2,5
Sottocentrali teleriscaldamento	5,0
Telecontrollo e telemisure	18,0
Rete di controllo	5,0
Impianti fotovoltaici	9,0
Attrezzature	10,0
Altri beni	Aliquote applicate
Strumenti di misura e controllo	10,0
Autovetture	20,0
Autoveicoli	12,5
Hardware e software di base	20,0
Mobili e arredi	8,3
Telefonia	20,0
Cartografia	10,0
Impianti generici	12,5

Nel corso del 2018 la società sulla base di una valutazione tecnica interna ha provveduto a rideterminare la vita utile residua della rete di teleriscaldamento e degli allacciamenti. La vita utile residua è stata portata da 30 anni a 40 anni. Tale variazione non ha comportato effetti significativi sulla determinazione degli ammortamenti rilevati a conto economico.

Gli impianti di cogenerazione realizzati presso strutture di terzi sono stati ammortizzati in base alla durata del contratto pluriennale sottoscritto con il cliente.

I costi di manutenzione ordinaria sono spesati nell'esercizio in cui sono sostenuti, i costi incrementativi del valore o della vita utile del cespite sono capitalizzati ed ammortizzati in relazione alle residue possibilità di utilizzo dei cespiti ai quali si riferiscono.

In presenza di indicatori che facciano ritenere probabile l'esistenza di perdite di valore le immobilizzazioni sono assoggettate a una verifica di recuperabilità (Impairment test). La recuperabilità è verificata confrontando il valore contabile iscritto in bilancio con il maggiore tra il prezzo di vendita, qualora esista un mercato, e il valor d'uso del bene.

Il valore d'uso è definito attualizzando i flussi di cassa attesi dall'utilizzo del bene, o da un'aggregazione di beni, oltre che dall'eventuale valore che ci si attende dalla dismissione al termine di vita utile.

Le perdite di valore sono contabilizzate nella voce ammortamenti e svalutazioni e possono essere oggetto di successivi ripristini di valore.

Al momento della vendita o se il bene non è più utile al processo produttivo aziendale, lo stesso è eliminato dal bilancio e la eventuale perdita o utile, determinata come differenza tra valore di vendita e netto contabile del bene, viene rilevato nel conto economico dello stesso anno.

GELSIA AMBIENTE Srl

Per Gelsia Ambiente Srl si segnala che:

- per gli automezzi specifici per i quali si è optato per la rideterminazione del valore il calcolo è avvenuto utilizzando il periodo di vita residuo stimato per ogni cespite;
- per le altre classi di Impianti e Macchinari il calcolo è stato fatto atteso l'utilizzo, la destinazione e la durata economico-tecnica dei cespiti, sulla base del criterio della residua possibilità di utilizzazione, criterio che si ritiene ben rappresentato dalle aliquote di seguito riportate.

Dettaglio categorie	Realizzati dalla società
Automezzi nuovi (per igiene urbana)	8,33
Container e cassoni	10,00
Attrezzature industriali specifiche	10,00
Attrezzatura d'officina	10,00
Hardware e software di base	20,00
Mobili e arredi	8,30
Telefonia	20,00

I costi di manutenzione ordinaria sono spesati nell'esercizio in cui sono sostenuti, i costi incrementativi del valore o della vita utile del cespite sono capitalizzati ed ammortizzati in relazione alle residue possibilità di utilizzo dei cespiti ai quali si riferiscono.

In presenza di indicatori che facciano ritenere probabile l'esistenza di perdite di valore le immobilizzazioni sono assoggettate a una verifica di recuperabilità (Impairment test). La recuperabilità è verificata confrontando il valore contabile iscritto in bilancio con il maggiore tra il prezzo di vendita, qualora esista un mercato, e il valor d'uso del bene.

Il valore d'uso è definito attualizzando i flussi di cassa attesi dall'utilizzo del bene, o da un'aggregazione di beni, oltre che dall'eventuale valore che ci si attende dalla dismissione al termine di vita utile.

Le perdite di valore sono contabilizzate nella voce ammortamenti e svalutazioni e possono essere oggetto di successivi ripristini di valore.

Al momento della vendita o se il bene non è più utile al processo produttivo aziendale, lo stesso è eliminato dal bilancio e la eventuale perdita o utile, determinata come differenza tra valore di vendita e netto contabile del bene, viene rilevato nel conto economico dello stesso anno.

RETIPIÙ Srl

Per RetiPiu' Srl si segnala che:

- per quanto riguarda i beni conferiti la vita utile residua dei cespiti è stata determinata sulla base di un'apposita perizia tecnica redatta da un esperto indipendente, tenuto conto delle indicazioni fornite dal perito incaricato di determinare i valori di conferimento. Su tali basi, la vita tecnica economica residua dei beni conferiti è stata determinata analiticamente ed utilizzata per determinare l'aliquota di ammortamento delle singole categorie di cespiti in rapporto alle specificità di ogni località.
- per tutti gli altri impianti sono state utilizzate le aliquote di ammortamento utilizzate dalle aziende di settore ed indicate anche da ARERA per la determinazione delle tariffe di distribuzione.

Di seguito si riportano le aliquote ordinarie (ridotte alla metà nell'esercizio di entrata in funzione del bene) che si è ritenuto essere espressione dei criteri sopra elencati.

Descrizione categoria cespiti	Aliquote
Impianti di decompressione	5
Rete distribuzione	2
Linee media tensione	3,33
Linee bassa tensione	3,33
Stazioni elettriche	3,33
Allacciamenti	2,5/3,33
Strumenti di misura e controllo	5/6,67
Attrezzature di reparto	12,5
Attrezzature comuni	12,5
Autovetture	20
Autoveicoli	20
Hardware e software di base	20
Mobili e arredi	8,3
Cartografia	10

07.06.02 - BENI IN LEASING

Le immobilizzazioni acquisite tramite contratti di locazione finanziaria e che sostanzialmente trasferiscono alle società del Gruppo tutti i rischi ed i benefici derivanti dalla proprietà del bene locato sono contabilizzate, secondo la metodologia finanziaria, alla data di inizio del leasing al valore equo del bene locato o, se minore, al valore attuale dei canoni. I canoni sono ripartiti pro quota fra quota di capitale e quota di interessi in modo da ottenere un tasso di interesse costante sul saldo residuo del debito. In contropartita dell'iscrizione del bene vengono contabilizzati i debiti verso l'ente finanziario locatore. Gli oneri finanziari sono imputati direttamente a conto economico.

I beni sono esposti tra le attività al valore di acquisto diminuito delle quote di ammortamento. L'ammortamento di tali beni viene riflesso nei prospetti annuali applicando lo stesso criterio seguito per gli immobili, impianti e macchinari di proprietà.

07.06.03 - AVVIAMENTI E ALTRE ATTIVITÀ A VITA NON DEFINITA

L'avviamento rilevato in un'aggregazione aziendale è un'attività che rappresenta i benefici economici futuri derivanti da altre attività acquisite nell'aggregazione che non sono identificate individualmente e rilevate separatamente, al netto delle passività acquisite e delle passività potenziali assunte alla data di acquisizione. Detta voce, già rilevata come attività in conformità con i principi contabili precedentemente applicati, è stata inizialmente iscritta al costo, in quanto rappresenta l'eccedenza del costo di acquisto rispetto alla quota di pertinenza del valore equo netto delle attività e delle passività, anche potenziali, acquisite nell'aggregazione (principio contabile internazionale IFRS 3). Dopo l'iscrizione iniziale l'avviamento non viene più ammortizzato, ma viene sottoposto annualmente, o più frequentemente se ne venga ravvisata la necessità, a specifiche verifiche per individuare se abbia subito riduzioni di valore o se specifici eventi o modificate circostanze indicano la possibilità che potrebbe aver subito una riduzione di valore, secondo quanto previsto dal principio contabile internazionale IAS 36.

Considerato quanto sopra, detta voce è stata mantenuta iscritta al valore determinato in applicazione dei principi

contabili precedentemente applicati, pari al costo di acquisizione al netto degli ammortamenti in precedenza accumulati, previa verifica della sussistenza di eventuali perdite di valore.

Tale verifica, come richiesto dai principi IAS/IFRS, è stata effettuata svolgendo una specifica analisi sulla sussistenza di eventuali riduzioni di valore dell'avviamento ("impairment test"), applicando la procedura richiesta dallo IAS 36.

A tal fine, di anno in anno, si provvede a conferire apposito incarico ad un esperto professionalmente qualificato ed indipendente per l'effettuazione dell'impairment test. Dalla verifica non sono emerse riduzioni di valore dell'avviamento.

07.06.04 - ALTRE ATTIVITÀ IMMATERIALI

Le attività immateriali acquistate separatamente o prodotte internamente sono iscritte nell'attivo, secondo quanto disposto dallo IAS 38, quando è probabile che l'uso dell'attività genererà benefici economici futuri e quando il costo dell'attività può essere determinato in modo attendibile.

Le attività immateriali a vita utile definita sono ammortizzate sistematicamente in modo che il valore netto alla chiusura dell'esercizio corrisponda ragionevolmente alla loro residua utilità o all'importo recuperabile secondo i piani aziendali di svolgimento dell'attività.

Per le immobilizzazioni conferite con i rami d'azienda e/o derivanti dalle fusioni completate a tutto il 31.12.2018, si è proseguito con i piani di ammortamento in essere; a meno di situazioni motivate e particolari che hanno determinato la necessità di utilizzo di aliquote più elevate.

In particolare:

- i diritti di brevetto e di utilizzazione di opere dell'ingegno (software) sono ammortizzati in cinque quote costanti;
- i costi dei diritti di brevetto relativi ai siti internet ed i marchi aziendali sono ammortizzati in 18 anni;
- i diritti di concessione, considerati gli impegni derivanti dai contratti di servizio, vengono ammortizzati o per il periodo contrattualmente stabilito o per un periodo inferiore nel caso in cui sussistano fondati motivi che possano prudenzialmente far ipotizzare una riduzione "ope legis" del periodo stabilito dal contratto; nei primi giorni del 2019 AEB SpA ha sottoscritto il nuovo contratto per la gestione della farmacia sita in Bovisio Masciago con l'ente locale, il nuovo contratto che scadrà il 31.12.2030 ha comportato la rideterminazione della vita utile residua della concessione;
- le manutenzioni straordinarie su beni di terzi in affitto sono esposte alla voce "altre" ed ammortizzate secondo il periodo più breve tra la durata del contratto e la stimata vita utile delle opere effettuate.
- i costi sostenuti per l'installazione di impianti fotovoltaici di proprietà di terzi sono ammortizzati dalla data di entrata in funzione dell'impianto per un periodo pari alla durata della convenzione sottoscritta con i comuni proprietari;
- i costi sostenuti per l'adeguamento degli impianti dei clienti del teleriscaldamento, sono ammortizzati dalla data di entrata in funzione dell'impianto per un periodo pari alla durata della convenzione sottoscritta con i clienti;
- le spese sostenute su fabbricati di terzi per la ristrutturazione delle piattaforme ecologiche:
- sono ammortizzate in quote costanti negli esercizi 2018 e 2019 se sostenute prima della sottoscrizione dei nuovi contratti;
- sono ammortizzate per la durata del contratto sottoscritto a seguito della gara a doppio oggetto se sostenute dopo la sottoscrizione di tale contratto;
- sono ammortizzate per la durata del contratto di gara per i territori acquisiti mediante partecipazione a gara pubblica;
- le altre spese pluriennali immateriali sono ammortizzate in base ai piani di ammortamento concordati con i comuni;
- le spese relative alla campagna di rinnovo dei bidoni della raccolta differenziata dell'utenza, sostenute prima dell'avvio della gara a doppio oggetto, sono ammortizzate in tre quote costanti; le spese sostenute dopo l'avvio della gara a doppio oggetto sono ammortizzate in base ai piani di ammortamento concordati con i comuni;
- le spese per la procedura della gara a doppio oggetto sono ammortizzate pro tempore dal 01.08.2018 al 31.07.2028, durata dei primi contratti sottoscritti con i comuni;
- le manutenzioni straordinarie riguardanti il centro sportivo sono ammortizzate in cinque quote costanti, l'accordo con il Comune di Seregno prevede che gli investimenti vengano ceduti a titolo oneroso al soggetto che subentrerà nella gestione del servizio;
- gli investimenti inseriti nella voce "Altre" e riguardanti il settore idrico-fognature vengono ammortizzati sulla base della durata residua dell'affidamento stabilito dal contratto;

- le infrastrutture per accordi in concessione (IFRIC 12): il processo di ammortamento delle infrastrutture relative agli accordi in concessione è effettuato per quote costanti secondo le attese di ritorno di benefici economici futuri derivanti dal loro utilizzo e dal loro valore residuo a scadenza.

Perdite durevoli di valore

Ad ogni chiusura di bilancio, viene rivisto il valore contabile delle proprie attività materiali e immateriali per determinare se vi siano indicazioni che queste attività abbiano subito riduzioni di valore. Qualora queste indicazioni esistano, viene stimato l'ammontare recuperabile di tali attività per determinare l'importo della svalutazione.

Quando una svalutazione non ha più ragione di essere mantenuta, il valore contabile dell'attività (o della unità generatrice di flussi finanziari) è incrementato al nuovo valore derivante dalla stima del suo valore recuperabile, ma non oltre il valore netto di carico che l'attività avrebbe avuto se non fosse stata effettuata la svalutazione per perdita di valore. Il ripristino del valore è imputato al conto economico.

07.06.05 - PARTECIPAZIONI

Le partecipazioni rappresentano un investimento duraturo e strategico e sono valutate, nel rispetto del principio della continuità di applicazione dei criteri di valutazione, al costo di acquisto o di sottoscrizione, eventualmente ridotto per perdite durevoli di valore. Tale riduzione non può essere mantenuta negli esercizi successivi se sono venuti meno i motivi della rettifica. Le partecipazioni che non presentano le sopraccitate caratteristiche sono classificate nelle attività finanziarie correnti.

07.06.06 - ALTRE ATTIVITÀ FINANZIARIE NON CORRENTI

Le Altre attività finanziarie non correnti sono iscritte al minore tra il loro valore contabile ed il relativo valore equo o di presumibile realizzo.

07.06.07 - ALTRE ATTIVITÀ NON CORRENTI

Le altre attività non correnti sono iscritte al loro presumibile valore di realizzo.

07.06.08 - ATTIVITÀ NON CORRENTI DISPONIBILI PER LA VENDITA

Le attività non correnti disponibili per la vendita sono iscritte al minore tra il valore contabile ed il fair value (valore equo) al netto di eventuali costi di vendita.

07.06.09 - RIMANENZE

Le rimanenze sono costituite da prodotti destinati alla vendita nelle farmacie gestite dalla Capogruppo e dalle rimanenze di prodotti, materiali e merci necessarie all'attività delle società del Gruppo. Le rimanenze sono iscritte al minore tra il loro costo d'acquisto e il presumibile valore di mercato, desumibile dall'andamento del mercato.

07.06.10 - CREDITI

I crediti commerciali sono stati rilevati in bilancio secondo il criterio del costo ammortizzato, tenendo conto del fattore temporale e del valore di presumibile di realizzo. L'adeguamento al presumibile valore di realizzo è stato effettuato mediante lo stanziamento di un apposito fondo valutazione crediti calcolato a copertura dei crediti ritenuti inesigibili, nonché al generico rischio relativo ai rimanenti crediti. Per i crediti per i quali sia stata verificata l'irrelevanza dell'applicazione del metodo del costo ammortizzato e/o dell'attualizzazione ai fini dell'esigenza di dare una rappresentazione veritiera e corretta della situazione patrimoniale ed economica societaria, è stata mantenuta l'iscrizione secondo il presumibile valore di realizzo. Tale evenienza si è verificata ad esempio in presenza di crediti con scadenza inferiore ai dodici mesi o, in riferimento al criterio del costo ammortizzato, nel caso in cui i costi di transazione, le commissioni e ogni altra differenza tra valore iniziale e valore a scadenza sono di scarso rilievo o, ancora, nel caso di attualizzazione, in presenza di un tasso di interesse desumibile dalle condizioni contrattuali non significativamente diverso dal tasso di interesse di mercato.

07.06.11 - DISPONIBILITÀ LIQUIDE E MEZZI EQUIVALENTI

Le disponibilità liquide, rappresentate dal denaro in cassa e dai depositi bancari e postali a vista e a breve con scadenza originaria non oltre 3 mesi, sono iscritte al valore nominale. Gli interessi maturati sono contabilizzati in base al criterio della competenza economico temporale.

07.06.12 - FONDI PER RISCHI E ONERI

I fondi per rischi ed oneri sono stanziati per coprire perdite e debiti, di esistenza certa o probabile, dei quali tuttavia alla chiusura del periodo non erano determinabili l'ammontare o la data di sopravvenienza. Gli stanziamenti sono rilevati nella situazione patrimoniale-finanziaria solo qualora esista una obbligazione legale o implicita che determini l'impiego di risorse atte a produrre effetti economici per l'adempimento della stessa e se ne possa determinare una stima attendibile dell'ammontare. Nel caso in cui l'effetto sia rilevante, gli accantonamenti sono calcolati attualizzando i flussi finanziari futuri stimati ad un tasso di attualizzazione stimato al lordo delle imposte, tale da riflettere le valutazioni correnti di mercato del valore attuale del denaro e dei rischi specifici connessi alla passività.

Alcune società del Gruppo applicano annualmente degli sconti tariffari a ex dipendenti derivanti da accordi pregressi non più in vigore; inoltre, a seguito di assoggettamento di tutto il personale dipendente (escluso i Dirigenti) al CCNL Unico Gas Acqua, il solo personale già regolato da Contratto Elettrico, ha mantenuto, come da accordo sindacale, il diritto alle mensilità aggiuntive per tutti i dipendenti prima regolati da CCNL Lavoratori addetti al settore elettrico, se cessano la propria attività lavorativa a condizioni definite dalle regole del contratto sopra precisato.

Alla luce di quanto sopra descritto il Gruppo, ha provveduto a richiedere ad un esperto professionalmente qualificato ed indipendente la valutazione degli sconti forniture e delle mensilità aggiuntive secondo quanto previsto dallo IAS 19. Le valutazioni eseguite degli sconti forniture e delle mensilità aggiuntive hanno evidenziato differenze di valutazione emergenti dall'applicazione della metodologia prevista dallo IAS 19 rispetto ai dati contabili che trovano capienza in un apposito fondo rischi all'uopo costituito e che risulta capiente anche con riferimento ai dati 2018.

07.06.13 - FONDI PER BENEFICI AI DIPENDENTI

Il trattamento di fine rapporto di lavoro subordinato viene stanziato per coprire l'intera passività maturata nei confronti dei dipendenti in conformità alla legislazione vigente ed al contratto collettivo di lavoro e integrativo aziendale. Tale passività è soggetta a rivalutazione in base all'applicazione di indici fissati dalla normativa vigente. A seguito della riforma della previdenza complementare e delle conseguenti modifiche legislative, si è determinata la situazione seguente:

- l'obbligazione per il TFR maturato al 31 dicembre 2006 ha conservato le caratteristiche di un Piano a benefici definiti (Defined Benefit Plan per lo IAS 19), con la conseguente necessità di una valutazione effettuata attraverso l'utilizzo di tecniche attuariali, che però deve escludere la componente relativa ad incrementi salariali futuri ma deve tenere conto della stima della durata dei rapporti di lavoro, nonché di altre ipotesi demografico-finanziarie;
- l'obbligazione per le quote maturande a partire dal 1 gennaio 2007, dovute alla previdenza complementare, ha assunto la caratteristica di un Piano a contribuzione definita (Defined Contribution Plan per lo IAS 19) e pertanto il relativo trattamento contabile è assimilato a quello in essere per i versamenti contributivi di altra natura.

Alla luce di quanto sopra descritto, il Gruppo ha provveduto a richiedere ad un esperto professionalmente qualificato ed indipendente la valutazione del TFR secondo quanto previsto dallo IAS 19. Le valutazioni attuariali così eseguite hanno evidenziato che le differenze di valutazione emergenti dall'applicazione della metodologia prevista dallo IAS 19 rispetto ai dati contabili non sono risultate significative.

07.06.14 - DEBITI

I debiti sono stati rilevati in bilancio secondo il criterio del costo ammortizzato. Per i debiti per i quali sia stata verificata l'irrelevanza dell'applicazione del metodo del costo ammortizzato e/o dell'attualizzazione, ai fini dell'esigenza di dare una rappresentazione veritiera e corretta della situazione patrimoniale ed economica societaria, è stata mantenuta l'iscrizione secondo il valore nominale. Tale evenienza si è verificata ad esempio in presenza di debiti con scadenza inferiore ai dodici mesi o, in riferimento al criterio del costo ammortizzato, nel caso in cui i costi di transazione, le commissioni e ogni altra differenza tra valore iniziale e valore a scadenza sono di scarso rilievo o, ancora, nel caso di attualizzazione, in presenza di un tasso di interesse desumibile dalle condizioni contrattuali non significativamente diverso dal tasso di interesse di mercato.

07.06.15 - FINANZIAMENTI

I finanziamenti sono valutati inizialmente al costo. Tale valore viene rettificato successivamente per tenere conto dell'eventuale differenza tra il costo iniziale e il valore di rimborso lungo la durata del finanziamento utilizzando il metodo del tasso di interesse effettivo.

I finanziamenti sono classificati tra le passività correnti a meno che si abbia il diritto incondizionato di differire l'estinzione di tale passività di almeno dodici mesi dopo la data di riferimento.

07.06.16 - RICONOSCIMENTO DEI RICAVI

I ricavi sono iscritti al netto dei resi, degli sconti, degli abbuoni e dei premi, nonché delle imposte direttamente connesse con la vendita delle merci e la prestazione dei servizi.

I ricavi per la vendita sono riconosciuti quando l'impresa ha trasferito i rischi ed i benefici significativi connessi alla proprietà del bene e l'ammontare del ricavo può essere determinato attendibilmente.

I ricavi di natura finanziaria vengono iscritti in base alla competenza temporale.

07.06.17 - COSTI

I costi sono esposti in bilancio quando i beni e i servizi venduti o consumati nell'esercizio o per ripartizione sistematica o, se non è possibile individuarne un'utilità futura. Le transazioni con i soci e tra le società del Gruppo sono effettuate a normali condizioni di mercato.

07.06.18 - PROVENTI FINANZIARI

I proventi finanziari includono gli interessi attivi, le differenze di cambio attive, i dividendi da imprese partecipate e i proventi derivanti dagli strumenti finanziari, quando non compensati nell'ambito di operazioni di copertura.

Gli interessi attivi sono imputati a conto economico al momento della loro maturazione, considerando il rendimento effettivo. I dividendi sono contabilizzati per competenza al momento in cui vi è il diritto alla percezione, che generalmente coincide con la delibera di distribuzione.

07.06.19 - ONERI FINANZIARI

Gli oneri finanziari includono gli interessi passivi sui debiti finanziari calcolati usando il metodo dell'interesse effettivo e le differenze cambio passive.

07.06.20 - IMPOSTE SUL REDDITO

Le imposte sul reddito includono tutte le imposte calcolate sul reddito imponibile delle Società consolidate. Sono rilevate nel conto economico, ad eccezione di quelle relative a voci direttamente addebitate o accreditate a patrimonio netto, nei cui casi l'effetto fiscale è riconosciuto direttamente a patrimonio netto ed evidenziato nelle altre componenti del conto economico complessivo. Le altre imposte non correlate al reddito sono incluse tra gli oneri operativi. Le imposte differite sono stanziare secondo il metodo dello stanziamento globale della passività. Esse sono calcolate su tutte le differenze temporanee che emergono tra la base imponibile di una attività o passività ed il valore contabile. Le imposte differite attive sulle perdite fiscali e sui crediti d'imposta non utilizzati riportabili a nuovo sono riconosciute nella misura in cui è probabile che sia disponibile un reddito imponibile futuro a fronte del quale possano essere recuperate. Le attività e le passività fiscali correnti e differite sono compensate quando le imposte sul reddito sono applicate dalla medesima autorità fiscale e quando vi è un diritto legale di compensazione. Le attività e le passività fiscali differite sono determinate con le aliquote fiscali che si prevede saranno applicabili negli esercizi nei quali le differenze temporanee saranno realizzate o estinte. La Capogruppo AEB S.p.A. ha optato per il consolidato fiscale nazionale disciplinato dagli articoli 117 e seguenti del TUIR DPR 917/86, Gelsia Srl, Gelsia Ambiente Srl e RetiPiù Srl, vi hanno aderito manifestando la necessaria opzione. I rapporti derivanti dalla partecipazione al Consolidato sono regolati da uno specifico Regolamento approvato e sottoscritto da tutte le società aderenti.

07.06.21 - CONTINUITÀ AZIENDALE

Il bilancio consolidato al 31 dicembre 2018 è stato redatto nel presupposto della continuità aziendale.

07.06.22 - INCERTEZZA SULL'USO DELLE STIME

La redazione del bilancio e delle relative note in applicazione degli IFRS richiede da parte degli Amministratori l'effettuazione di stime e di assunzioni che hanno effetto sui valori delle attività e delle passività di bilancio e sull'informativa relativa ad attività e passività potenziali alla data di bilancio. I risultati che si consuntiveranno potrebbero differire da tali stime. Le stime sono utilizzate per valutare le attività materiali ed immateriali sottoposte ad impairment test come sopra descritto oltre che per rilevare gli accantonamenti per rischi su crediti, ammortamenti, svalutazioni di attivo, benefici ai dipendenti, imposte, altri accantonamenti e fondi. Le stime e le assunzioni sono riviste periodicamente e gli effetti di ogni variazione sono riflessi a conto economico. L'attuale congiuntura economica negativa sta determinando per le imprese e per le famiglie sempre maggiori

difficoltà economiche che determinano una progressiva riduzione dei consumi e la difficoltà a rispettare le scadenze dei pagamenti o la necessità di indebitarsi. Un peggioramento della situazione aumenterebbe le incertezze sull'andamento economico futuro, per cui non è oggi possibile escludere la possibilità di risultati diversi da quanto stimato con effetti, ad oggi non stimabili né prevedibili, su alcune voci contabili. In particolare le voci interessate sono fondo svalutazione crediti, fondi rischi, avviamenti e imposte differite attive.

FONDO SVALUTAZIONE CREDITI

Il Gruppo ha provveduto a costituire un consistente fondo svalutazione che al 31.12.2018 ammonta a 9.896 migliaia di euro. L'organizzazione per il recupero dei crediti si avvale, oltre che di legali esterni, anche di servizi legali interni, e sta svolgendo un'attività sempre più incisiva per ridurre i tempi di recupero e di conseguenza l'indice di morosità.

FONDI RISCHI ED ONERI

Il Gruppo ha iscritto nella situazione Patrimoniale Finanziaria fondi per rischi e oneri per 17.370 migliaia di euro che rappresentano rischi e oneri connessi all'attività delle società consolidate e, in via residuale, rischi per benefici per il personale dipendente. La stima è stata fatta dal management tenendo conto delle vertenze in corso e dei potenziali rischi ed oneri inerenti la sua attività operativa.

IMPOSTE DIFFERITE ATTIVE

Il Gruppo evidenzia nella situazione patrimoniale - finanziaria imposte differite attive per 13.398 migliaia di euro. La verifica sulla recuperabilità delle stesse si è basata sui piani triennali della società e sui budget annuali, che hanno fatto emergere che non è necessario rettificare queste poste dell'attivo. La verifica sulla recuperabilità delle stesse si è basata anche sull'adesione al consolidato fiscale nazionale da parte delle società controllate.

07.07 - COMMENTI ALLE PRINCIPALI VOCI DI BILANCIO

Situazione Patrimoniale - Finanziaria

07.07.01 - IMMOBILI, IMPIANTI, MACCHINARI E ATTREZZATURE

Saldo al 31/12/2018	Euro	202.398
Saldo al 31/12/2017	Euro	200.094
Variazione	Euro	2.304

Gli immobili, impianti e macchinari sono esposti in bilancio al netto dei relativi ammortamenti calcolati sulla base delle aliquote enunciate nella sezione "Criteri di valutazione" e sono ritenute rappresentative della residua possibilità di utilizzo delle stesse immobilizzazioni. I movimenti avvenuti nel corso dell'esercizio vengono riportati nella tabella sottostante:

Movimenti	Terreni e fabbricati	Impianti e macchinari	Attrezzature	Altri beni	Immobilizzazioni in corso e acconti	TOTALE
Costo storico	31.100	259.615	32.869	10.279	2.049	335.912
Fondi ammortamenti precedenti	-7.373	-108.517	-13.232	-6.696	0	-135.818
Valori al 31.12.2017	23.727	151.098	19.637	3.583	2.049	200.094
Acquisizioni	60	6.870	5.623	591	2.606	15.750
Spostamento di voci e/o riclassifiche		173		22	-212	-17
Alienazioni e/o Svalutazioni	-34	-1.319	-2.501	-162	-5	-4.021
Decremento Fondi ammortamenti	25	1.062	1.642	161		2.890
Ammortamenti 2018	-627	-8.898	-1.902	-871		-12.298
Valori al 31.12.2018	23.151	148.986	22.499	3.324	4.438	202.398

I **Terreni e Fabbricati** comprendono tutte le proprietà immobiliari del Gruppo, sede sociale, sedi operative a disposizione del Gruppo, terreni e fabbricati dove sono dislocati impianti, proprietà immobiliari non direttamente collegate alle attività del Gruppo, che in parte vengono locate a terzi. Sono, inoltre, ricompresi gli oneri di urbanizzazione sostenuti e riconosciuti relativi al ex CRU 20, attualmente vigente. Nel dettaglio risultano così costituiti:

Descrizione	Valore netto al 31.12.2018	Valore netto al 31.12.2017
Terreni	9.870	9.870
Oneri urbanizzazione ex CRU 20	1.734	1.734
Fabbricati civili	2.519	2.590
Fabbricati industriali	1.475	1.560
Fabbricati sede/uffici	5.274	5.479
Fabbricato pozzi	753	878
Fabbricato cabine decompressione Gas metano	1.039	1.083
Fabbricato cabine sottostazione energia elettrica	146	153
Fabbricato cabine trasformazione energia elettrica	338	376
Costruzioni leggere	3	4
TOTALE	23.151	23.727

Gli **Impianti e Macchinari** comprendono tutti gli impianti di proprietà del Gruppo utilizzati direttamente per le attività del Gruppo medesimo e in parte concessi in uso a società terze. Questi ultimi sono costituiti da impianti relativi al settore acqua potabile e fognature che sono stati concessi in uso a fronte di un canone annuale di utilizzo. Sono stati, inoltre, ricompresi i beni in leasing (Automezzi specifici) utilizzati per il settore igiene ambientale. Nel dettaglio risultano così costituiti:

Descrizione	Valore netto al 31.12.2018	Valore netto al 31.12.2017
Impianti generici fabbricati	200	247
Impianti industriali specifici	3.853	4.026
Imp.ti sollevamento/spinta acqua potabile e fognature	566	661
Impianti serbatoi acqua potabile	57	67
Impianti depurazione acqua potabile	183	213
Impianti decompressione gas metano	4.635	4.865
Impianti trasformazione energia elettrica	3.272	3.307
Impianti cogenerazione	6.929	7.493
Centrali termiche principali	1.516	1.628
Opere elettromeccaniche	1.083	1.231
Vapordotto	155	181
Impianti refrigerazione	4	5
Impianti Rete	78.193	81.244
Impianti rete allacciamenti	36.963	37.101
Automezzi specifici igiene urbana	7.268	4.236
Automezzi specifici igiene urbana (leasing)	916	1.057
Centrali termiche utenza	2.228	2.379
Impianti di controllo	589	733
Impianti rete di controllo	324	342
Impianti di telecomunicazione		37
Impianto dist. rifornimento gas	36	45
Impianti controllo misuratori	16	
TOTALE	148.986	151.098

Le **Attrezzature industriali e commerciali** sono costituite da beni di proprietà del Gruppo e vengono usati direttamente o date in uso a fronte di un canone annuale di utilizzo. Nel dettaglio risultano così costituiti:

Descrizione	Valore netto al 31.12.2018	Valore netto al 31.12.2017
Misuratori dei consumi acqua, gas, energia, calore	21.234	18.238
Attrezzatura d'officina generica	182	260
Attrezzature industriali generiche	249	268
Container, cassoni igiene urbana	551	510
Cartografia	283	361
TOTALE	22.499	19.637

Gli **Altri beni** sono costituiti da beni di proprietà del Gruppo utilizzati direttamente per le attività del Gruppo medesimo. Nel dettaglio risultano così costituiti:

Descrizione	Valore netto al 31.12.2018	Valore netto al 31.12.2017
Autoveicoli da trasporto	145	146
Autovetture	10	18
Hardware e software	976	1.176
Telefonia fissa e mobile	25	16
Mobili e altre dotazioni tecniche	2.107	2.121
Attrezzatura fissa	59	71
Impianti gratuitamente devolvibili	2	35
TOTALE	3.324	3.583

Le **Immobilizzazioni in corso** sono relative a impianti e progetti non ancora ultimati alla data del 31 dicembre 2018 e ammontano a 4.438 migliaia di euro (dato 2017: 2.049 migliaia di euro).

07.07.02 - AVVIAMENTO E ALTRE ATTIVITÀ A VITA NON DEFINITA

Saldo al 31/12/2018	Euro	4.108
Saldo al 31/12/2017	Euro	4.108
Variazione	Euro	-

La voce "avviamento e altre attività a vita non definita" è al costo di acquisizione al netto degli ammortamenti accumulati sino alla data di transizione ai principi contabili internazionali, previa verifica della sussistenza di eventuali perdite di valore. Tale verifica, come richiesto dai principi IAS/IFRS, è stata effettuata svolgendo una specifica analisi sulla sussistenza di eventuali riduzioni di valore dell'avviamento e delle differenze di consolidamento ("impairment test"), applicando la procedura richiesta dallo IAS 36. A tal fine è stato conferito apposito incarico ad un esperto professionalmente qualificato ed indipendente per l'effettuazione dell'impairment test, al 31 dicembre 2018. Per lo svolgimento delle verifiche di impairment si è posto a confronto il valore contabile della voce Avviamento e altre attività a vita non definita con il valore d'uso della/e Cash Generating Unit (CGU) individuata/e come componenti fondamentali delle attività gestite dal Gruppo. Il procedimento valutativo si è basato sui dati economico-patrimoniali consuntivi e sul budget economico 2018 della Società controllata Gelsia S.r.l., titolare dell'avviamento e delle altre attività a vita utile non definita assoggettate ad impairment, oltre che su una simulazione della situazione patrimoniale al 31 dicembre 2018.

Ai fini della determinazione del valore d'uso della CGU identificata come principale dagli esperti incaricati è stata utilizzata la metodologia dei flussi di cassa attualizzati DCF ("Discounted Cash Flow"), ispirata al concetto generale che il valore di una CGU è pari al valore attualizzato dei flussi di cassa che genererà in futuro. Al valore

attuale dei flussi di cassa attesi dalla gestione operativa si aggiunge il valore attuale del complesso aziendale alla fine del periodo di riferimento della valutazione ("terminal value"). Quest'ultimo è stato calcolato capitalizzando, con la formula del valore attuale della rendita perpetua, un flusso di cassa finanziario medio sostenibile in perpetuo ed attualizzando il valore così determinato alla data di riferimento dell'analisi. Il valore attuale della rendita perpetua così ottenuta è stato calcolato utilizzando un costo medio ponderato del capitale ("WACC") derivante dalla somma del costo del capitale proprio e di quello di debito (quest'ultimo al netto degli oneri fiscali), ponderati in funzione della struttura finanziaria della Società assoggettata alla verifica di impairment (Gelsia S.r.l.). Nel caso specifico, il WACC determinato dagli esperti indipendenti all'uopo incaricati è risultato pari al 8,53%. La verifica così effettuata ha condotto a determinare una complessiva valutazione della CGU operativa stimata largamente superiore al valore dell'avviamento e delle altre attività a vita utile non definita iscritte a bilancio. Pertanto non sono emerse riduzioni di valore.

07.07.03 - ALTRE ATTIVITÀ IMMATERIALI

Saldo al 31/12/2018	Euro	19.237
Saldo al 31/12/2017	Euro	19.862
Variazione	Euro	- 625

Le altre attività immateriali sono esposte in bilancio al netto dei relativi ammortamenti calcolati sulla base delle aliquote enunciate nella sezione "Criteri di valutazione" e sono ritenute rappresentative della residua possibilità di utilizzo delle stesse. I movimenti avvenuti nel corso dell'esercizio vengono riportati nella tabella sottostante:

Movimenti	Brevetti e altro	Concessioni e altro	Immobilizzazioni in corso	Altre immobilizzazioni	Software	TOTALE
Netto contabile 31.12.2017	84	14.833	872	2.122	1.951	19.862
Acquisizioni	7	823	52	673	795	2.350
Spostamento di voci			-791	792	16	17
Alienazioni/Svalutazioni		-143	-55	-1	-62	- 261
Alienazione fondi		42		1	62	105
Ammortamenti 2017	-10	-1.177		-757	-892	-2.836
Netto contabile 31.12.2018	81	14.378	78	2.830	1.870	19.237

Nel dettaglio risultano così costituiti:

Descrizione	Valore netto al 31.12.2018	Valore netto al 31.12.2017
Brevetti industriali	81	84
Totale Brevetti	81	84

I **diritti di brevetto** sono costituiti dai costi per la realizzazione del sito internet.

Descrizione	Valore netto al 31.12.2018	Valore netto al 31.12.2017
Concessioni	6.091	6.660
Marchi	41	40
Cabine decompressione gas metano	55	63
Impianti decompressione gas metano	787	807
Impianti rete gas metano	3.226	3.226
Impianti allacciamento gas metano	2.922	2.968
Impianti di controllo gas metano	57	65
Misuratori consumi gas metano	1.199	1.003
Cartografia		1
Totale Concessioni	14.378	14.833

Le **Concessioni** sono relative a:

- canone di concessione al Comune di Besana in Brianza per la gestione della farmacia dal 01.11.2012 (823 migliaia di euro) le cui condizioni economiche sono regolate da relativo contratto di servizio di durata pari ad anni 29;
- canone di concessione erogato al Comune di Biassono per la gestione della farmacia (1.086 migliaia di euro) le cui condizioni economiche sono regolate dal relativo contratto di servizio di durata pari ad anni 29;
- importo residuale di 95 mila Euro relativo al Canone di concessione per le tre farmacie di Seregno;
- importo derivante dalla fusione della Farmacia Comunale di Giussano Srl (1.205 migliaia di euro). Le condizioni economiche sono regolate dal relativo contratto di servizio avente durata di 29 anni;
- importo derivante dalla fusione della società MBM Spa (950 migliaia di euro) e relativo alla farmacia comunale di Bovisio Masciago; nei primi giorni del 2019 si è sottoscritto il nuovo contratto per la gestione della farmacia con l'ente locale, il nuovo contratto che scadrà il 31.12.2030 ha comportato la rideterminazione della vita utile della concessione;
- gli oneri concessione gas metano costituiti dall'una-tantum corrisposto ad alcuni comuni per l'affidamento del servizio distribuzione gas metano per 1.933 migliaia di euro.

Le **Immobilizzazioni in corso** sono relative a:

- lavori su beni di terzi (piattaforme ecologiche e centro sportivo) 32 migliaia di euro;
- attività per l'implementazione di nuovi software 46 migliaia di euro.

Descrizione	Valore netto al 31.12.2018	Valore netto al 31.12.2017
Spese incrementative fabbricati di terzi	1.672	1.270
Spese incrementative impianti di terzi	6	6
Altre immobilizzazioni immateriali	1.152	846
Totale altre immobilizzazioni immateriali	2.830	2.122

Le **spese su beni di terzi** riguardano le manutenzioni straordinarie delle sedi e degli sportelli utenze presenti sul territorio e delle piattaforme ecologiche.

Descrizione	Valore netto al 31.12.2018	Valore netto al 31.12.2017
Software di terzi illimitato	246	239
Software di terzi in licenza d'uso	1.624	1.712
Totale software	1.870	1.951

Il Gruppo utilizza **software applicativo** acquisito da terzi, ma dispone anche di un proprio centro informatico che elabora ed aggiorna il software applicativo necessario per il Gruppo. Trattasi di costi ad utilità pluriennale che vengono ammortizzati in un periodo di cinque anni.

07.07.04 - PARTECIPAZIONI

Saldo al 31/12/2018	Euro	72
Saldo al 31/12/2017	Euro	72
Variazione	Euro	0

La partecipazione detenuta dal Gruppo è relativa alla società Sinergie italiane in liquidazione Srl. Nel mese di dicembre 2018 i liquidatori hanno presentato il bilancio intermedio di liquidazione periodo 01.10.2017 - 30.09.2018 con un utile netto di 4,0 milioni di Euro. Nel bilancio intermedio citato i liquidatori hanno confermato le rettifiche di liquidazione per 32,8 milioni di Euro. Si tratta di rettifiche rilevate in contropartita della svalutazione di immobilizzazioni immateriali già iscritte nei conti della società e dello stanziamento del Fondo per costi e oneri della liquidazione. Il bilancio di liquidazione evidenzia la riduzione dei rischi e delle attività della società; la società ha in essere esclusivamente il contratto con Gazprom Export LLC di acquisto del gas metano che attualmente rivende alle commercial companies dei soci e le concessioni delle quote di capacità di TAG, gestore austriaco. Come gran parte degli operatori del settore che stanno gestendo con i propri fornitori contratti a lungo termine (cosiddetti take or pay), anche i liquidatori di SINIT Srl hanno rinegoziato il contratto di acquisto a far data dal 01.10.2015.

Partecipazioni	Al 31/12/2018			Al 31/12/2017			
	Valori imprese			Valori consolidato			
Società - denominazione - sede sociale	Capitale sociale	Patrimonio netto	Utile o perdita	%	Valore all'ultimo bilancio approvato	Quota di patrimonio netto	Delta
SINIT Srl in liquidazione Via Turati, 6 - Milano	1.000	-6.520	4.005	7,18	72	-468	-540

I dati si riferiscono all'esercizio 01.10.2017 – 30.09.2018 presentato dai liquidatori all'assemblea dei soci. Sinit Srl in liquidazione evidenzia una frazione di patrimonio netto di pertinenza di AEB S.p.A. negativo per 756 migliaia di Euro. La partecipata è iscritta in bilancio a 72 migliaia di Euro e non stata oggetto di svalutazione in quanto il piano di liquidazione prevede il sostanziale recupero del valore.

07.07.05 - ALTRE ATTIVITÀ FINANZIARIE NON CORRENTI

Tale voce non presenta alcun valore iscritto sia al 31 dicembre 2018 che al 31 dicembre 2017.

07.07.06 - ALTRE ATTIVITÀ NON CORRENTI

Saldo al 31/12/2018	Euro	3.587
Saldo al 31/12/2017	Euro	2.450
Variazione	Euro	1.137

La tabella che segue ne dettaglia la composizione:

Descrizione	31/12/2018	31/12/2017
Crediti commerciali	182	183
Crediti per certificati CO2	-	197
Crediti per depositi cauzionali passivi	2.330	729
Crediti v/personale dipendente	71	74
Crediti v/erario per IRES	309	646
Risconti attivi	695	621
Totale	3.587	2.450

La voce Depositi cauzionali è aumentata rispetto all'esercizio precedente per effetto della riclassificazione dalle "altre attività correnti" del deposito cauzionale infruttifero pari a 1.582 migliaia di Euro versato al fornitore principale di gas metano a garanzia delle forniture, per il rinnovo triennale del contratto che scadrà con l'anno termico 2020/2021.

Il credito verso erario per IRES deriva da istanza rimborso IRES per mancata deduzione IRAP relativa alle spese per il personale dipendente e assimilato (D.L. 201/2011).

07.07.07 - IMPOSTE DIFFERITE ATTIVE

Saldo al 31/12/2018	Euro	13.398
Saldo al 31/12/2017	Euro	13.347
Variazione	Euro	51

La tabella che segue dettaglia la composizione:

Descrizione	31/12/2018	31/12/2017
Imposte differite attive per IRES	12.495	12.459
Imposte differite attive per IRAP	903	888
Totale	13.398	13.347

La composizione della voce Imposte differite attive viene di seguito dettagliata:

Imposte Differite Attive	Imponibile IRES	Imposta IRES	Imponibile IRAP	Imposta IRAP	Totale imposte
Fondo Svalutazione crediti	9.309	2.234			2.234
Fondo Rischi	15.525	3.727	14.944	615	4.342
Ammortamento avviamento	3.683	700			700
Ammortamenti	22.234	5.418	6.702	282	5.700
Premi al personale	1.421	342			342
Svalutazione magazzino	42	10			10
Rettifiche Ias	111	27	111	6	33
Oneri deducibili per cassa	157	37			37
Totale	52.482	12.495	21.757	903	13.398

07.07.08 - ATTIVITÀ NON CORRENTI DISPONIBILI PER LA VENDITA

Saldo al 31/12/2018	Euro	-
Saldo al 31/12/2017	Euro	3.118
Variazione	Euro	-3.118

La tabella che segue dettaglia la composizione:

Attività non correnti disponibili per la vendita	31.12.2017	Scarico	Carico	Giroconto	31.12.2018
Brianzacque Srl	2	2			-
Commerciale Gas e Luce Srl	3.116	3.116			-
Totale	3.118	3.118			-

Brianzacque Srl

Nel corso del 2018 tutti i soci hanno perfezionato il processo di acquisizione e pertanto al 31.12.2018 il Gruppo non deteneva alcuna quota della società Brianzacque Srl.

AMSC Commerciale Gas Srl

Il socio di maggioranza di AEB SpA, ai sensi dell'articolo 24 del decreto legislativo 19 agosto 2017, n. 175, ha provveduto il 27.10.2017 alla ricognizione delle partecipazioni detenute alla data del 23 settembre 2017 e a formulare apposito documento di indirizzo. Gli indirizzi comunicati dal socio di maggioranza al Gruppo prevedevano l'alienazione della partecipazione in Commerciale Gas & Luce Srl.

La cessione, mediante asta pubblica, della partecipazione ha comportato la realizzazione di una plusvalenza di 1.984 migliaia di Euro.

07.07.09 - RIMANENZE

Saldo al 31/12/2018	Euro	4.782
Saldo al 31/12/2017	Euro	4.340
Variazione	Euro	442

Le rimanenze risultano essere così costituite:

Descrizione	31/12/2018	31/12/2017
Materie prime, sussidiarie e di consumo	1.806	1.534
Lavori in corso su ordinazione	10	10
Merci da rivendere	2.966	2.796
Totale	4.782	4.340

Le rimanenze di materie prime, sussidiarie e di consumo sono costituite da materiali destinati alla costruzione e manutenzione degli impianti e dai materiali necessari per l'operatività delle società del Gruppo. Le merci da rivendere si riferiscono alle rimanenze di fine anno di prodotti farmaceutici presenti nelle sette farmacie gestite dal Gruppo per complessivi 965 migliaia di euro (878 migliaia di euro nel 2017) e di gas nei siti di stoccaggio per 2.001 migliaia di euro (1.918 migliaia di euro nel 2017).

07.07.10 - CREDITI COMMERCIALI

Saldo al 31/12/2018	Euro	70.910
Saldo al 31/12/2017	Euro	68.096
Variazione	Euro	2.814

La composizione dei **crediti commerciali** è la seguente:

Descrizione	31/12/2018	31/12/2017
Crediti verso clienti	77.122	76.635
Crediti v/Servizio Sanitario nazionale	133	171
Crediti verso socio industriale	391	
Crediti da Certificati verdi	1.184	1.184
Crediti v/controllante	1.976	939
Totale crediti commerciali	80.806	78.929
- Fondo svalutazione crediti	-9.896	-10.833
Totale	70.910	68.096

La composizione dei **crediti verso clienti** è la seguente:

Descrizione	31/12/2018	31/12/2017
Crediti per fatture emesse	41.333	39.294
Crediti per fatture da emettere	35.789	34.778
Totale crediti	77.122	74.072
- Fondo svalutazione crediti fiscali	-858	-830
- Fondo svalutazione crediti non fiscali	-9.038	-9.543
Totale crediti al netto del fondo	67.226	63.699

La composizione dei **crediti verso controllante** è la seguente:

Descrizione	31/12/2018	31/12/2017
Crediti per fatture emesse	587	485
Crediti per fatture da emettere	1.389	145
Totale	1.976	630

07.07.11 - CREDITI PER IMPOSTE

Saldo al 31/12/2018	Euro	2.041
Saldo al 31/12/2017	Euro	2.199
Variazione	Euro	- 158

La composizione dei **crediti per imposte** è la seguente:

Descrizione	31/12/2018	31/12/2017
Crediti IRES	836	1.067
Crediti IRAP	291	185
Credito verso erario per IVA	478	1
Credito verso erario per IVA di gruppo		288
Credito per imposte consumo gas ed energia	237	473
Crediti per altre imposte	199	185
Totale	2.041	2.199

Ai fini dell'IRES la Capogruppo AEB S.p.A. ha aderito al regime del "consolidato fiscale nazionale", con le altre società del Gruppo (Gelsia Srl, Gelsia Ambiente Srl e RetiPiù Srl).

07.07.12 - ALTRE ATTIVITÀ CORRENTI

Saldo al 31/12/2018	Euro	7.481
Saldo al 31/12/2017	Euro	10.948
Variazione	Euro	-3.467

La composizione delle **altre attività correnti** è la seguente:

Descrizione	31/12/2018	31/12/2017
Crediti verso istituti previdenza	57	60
Crediti verso CSEA	4.028	5.063
Crediti per depositi attivi		1.582
Crediti per perequazione		694
Crediti verso comuni	475	475
Crediti diversi	148	204
Crediti verso collegate		250
Crediti v/controlante	90	90
Ratei e risconti attivi	2.683	2.530
Totale	7.481	10.948

I crediti verso la CSEA sono costituiti da: crediti per componente commercializzazione gas per 793 migliaia di euro, crediti per bonus gas 142 migliaia di euro, crediti per conguagli per 199 migliaia di euro, crediti per rimborso costi pratiche utenti in default per 484 migliaia di euro, crediti per TEE acquistati e non ancora annullati per 2.410 migliaia di euro.

Nei ratei e risconti attivi sono ricompresi: oneri assicurativi per 552 migliaia di euro, provvigioni ad agenti per 778 migliaia di euro, sconti commerciali per 123 migliaia di euro, oneri per fidejussioni per 78 migliaia di euro spese pubblicitarie per 22 migliaia di euro, spese legali per 101 migliaia di euro, canoni e manutenzioni 625 migliaia di euro, altri costi di competenza esercizio successivo 404 migliaia di euro.

07.07.13 - ALTRE ATTIVITÀ FINANZIARIE CORRENTI

Tale voce che non presentava alcun valore iscritto al 31 dicembre 2017 al 31.12.2018 ammonta a 4.676 migliaia di euro. La voce accoglie le partecipazioni in Gelsia Ambiente Srl e RetiPiù Srl assegnate ai soci, con delibera del 28.12.2018, mediante distribuzione del dividendo straordinario. Alla data del 31.12.2018 alcuni soci non avevano perfezionato l'acquisizione di tali partecipazioni. Per il medesimo valore nelle altre passività correnti è esposto il debito verso tali soci per dividendo non ancora liquidato.

07.07.14 - DISPONIBILITÀ LIQUIDE E MEZZI EQUIVALENTI

Saldo al 31/12/2018	Euro	19.200
Saldo al 31/12/2017	Euro	20.450
Variazione	Euro	-1.250

La composizione del disponibilità liquide e mezzi equivalenti è la seguente:

Descrizione	31/12/2018	31/12/2017
Denaro e valori in cassa	88	109
Depositi bancari e postali	19.112	20.341
Totale	19.200	20.450

Il saldo rappresenta le disponibilità liquide e l'esistenza di numerario e di valori alla data di chiusura dell'esercizio.

PATRIMONIO NETTO E PASSIVITÀ

07.07.15 - PATRIMONIO NETTO

Saldo al 31/12/2018	Euro	240.548
Saldo al 31/12/2017	Euro	229.753
Variazione	Euro	10.795

Patrimonio Netto	in migliaia di euro		
	di gruppo	di terzi	TOTALE
Saldo al 31/12/2018	178.880	61.668	240.548
Saldo al 31/12/2017	171.789	57.964	229.753
Variazione	7.091	3.704	10.795

Il patrimonio netto è così composto:

Patrimonio netto	Parziali	Importo
Capitale		84.192
Riserva sovrapprezzo azioni		17.075
Riserva legale		13.035
Riserva statutaria		10.205
Altre riserve:		
- Riserva da trasformazione D. Lgs 267/00	6.812	
- Fondo contributi in conto capitale per investimenti	1.291	
- Riserva per imposte anticipate	1.022	
- Riserva straordinaria	14.561	
		23.686
Riserva da transizione IFRS/IAS		1.756
Utili (perdite) consolidati a nuovo		20.064
Utile (perdita) d'esercizio di Gruppo		8.867
Totale Patrimonio netto di Gruppo		178.880
Patrimonio netto di Terzi		
Capitale e riserve di Terzi		58.687
Utile (perdita) d'esercizio di pertinenza di Terzi		2.982
Totale Patrimonio netto di Terzi		61.669
Totale Patrimonio netto consolidato di Gruppo e di Terzi		240.549

La movimentazione del patrimonio netto è dettagliata nel prospetto specifico. Il capitale sociale ammonta ad euro 84.192.200, è composto da 841.922 azioni del valore nominale di 100 Euro.

PROSPETTO DI RACCORDO TRA IL PATRIMONIO NETTO DELLA SOCIETÀ CAPOGRUPPO ED IL PATRIMONIO NETTO CONSOLIDATO

Il prospetto di raccordo fra il risultato netto consolidato ed il patrimonio netto consolidato e l'ammontare dell'utile netto e del patrimonio netto risultanti dal bilancio d'esercizio della Società Capogruppo al 31.12.2018,

comparato con quello al 31.12.2017, è il seguente:

Descrizione	31/12/2018		31/12/2017	
	Risultato esercizio	Patrimonio Netto	Risultato esercizio	Patrimonio Netto
Saldo da Bilancio d'esercizio AEB SpA	31.794	183.044	4.997	153.978
Eliminazione valore di carico partecipazioni consolidate				
Differenza fra valore di carico e valore pro-quota del patrimonio netto delle partecipate		15.790		38.470
Risultati pro-quota conseguiti dalle partecipate	27.512		9.690	
Differenza di consolidamento		1.292		1.292
Eliminazione operazioni intercompany				
Eliminazione operazione straordinaria di conferimento ramo d'azienda a Gelsia Energia realizzata nel 2003		(2.983)		(2.983)
Eliminazione operazione straordinaria di conferimento rami d'azienda a RetiPiù realizzati nel 2011	954	(18.005)	1.012	(18.960)
Eliminazione cessione infraGruppo impianto 2017 (da AEB SpA a Gelsia Srl)	1	(6)	(7)	(7)
Eliminazione operazione di cessione rami amministrativi ad AEB dalle controllate nel 2018	(251)	(251)		
Eliminazione plusvalenza cessione partecipazioni retrocesse ai soci	(14.259)			
Eliminazione dei dividendi da controllate	(36.884)		(6.738)	
Risultato d'esercizio e Patrimonio Netto di pertinenza del Gruppo	8.867	178.881	8.954	171.790
Risultato d'esercizio e Patrimonio Netto di pertinenza di Terzi	2.982	61.668	2.932	57.964
Risultato d'esercizio e Patrimonio Netto Consolidati	11.849	240.549	11.886	229.754

07.07.16 - 21 - FINANZIAMENTI

La composizione dei finanziamenti è la seguente:

Voce di bilancio	31/12/2018		31/12/2017	
	16	21	16	21
scadenza	Non Correnti	Correnti	Non Correnti	Correnti
Mutuo concesso da BPS (10 milioni)			4.639	719
Mutuo concesso da BPS (3,5 milioni)	1.307	265	1.572	256
Mutuo concesso da BPS (6 milioni)			2.948	428
Mutuo concesso da BPS (2 milioni)	872	146	1.017	142
Mutuo concesso da BPS (3,6 milioni)	1.503	308	1.810	298
Mutuo concesso da BPS (9 milioni)	3.325	914	4.239	899
Mutuo concesso da BPS (4 milioni)	1.477	406	1.884	399
Mutuo concesso da BPS (0,77 milioni)	322	77	400	76
Mutuo concesso da BPS (0,75 milioni)	425	74	499	73
Mutuo concesso da BPS (5 milioni)	2.273	1.014	3.287	984
Mutuo concesso da BCC Barlassina		116	116	116
Mutuo concesso da Creval				21
Mutuo Bo-Dexia	1.213	286	1.499	280
Mutui concessi da CDP	52	50	102	47
Debito per finanziamenti a breve				2.000
Finanziamento TLR Regione Lombardia	132	66	198	67
Leasing Alba-leasing per acquisto mezzi				66
Finanziamento da fornitore		52	52	102
Ratei passivi su finanziamenti		86		141
Totale	12.901	3.860	24.262	7.114

Non vi sono mutui assistiti da privilegi speciali. Di seguito si riporta il debito finanziario suddiviso per tipologia e scadenza.

Tipologia	Scadenza				Totale
	Entro l'esercizio successivo	Entro 2 anni	Entro 5 anni	Oltre i 5 anni	
Mutui verso istituti di credito	3.321	3.225	7.577	702	14.825
Mutui verso altri finanziatori	401	403	994		1.798
Finanziamenti da fornitori	52				52
Ratei passivi su finanziamenti	86				86
Totale	3.860	3.628	8.571	702	16.761

07.07.17 - ALTRE PASSIVITÀ NON CORRENTI

Saldo al 31/12/2018	Euro	14.262
Saldo al 31/12/2017	Euro	14.744
Variazione	Euro	- 482

Descrizione	31/12/2018	31/12/2017
Depositi cauzionali da clienti	5.666	5.852
Risconto su contributo a fondo perso L. 488	240	270
Risconti su contributi c/impianti	8.299	8.577
Ratei e risconti passivi	57	45
Totale	14.262	14.744

I depositi cauzionali a titolo oneroso sono richiesti ai clienti a garanzia dei consumi come previsto dalle delibere ARERA. I risconti su contributi c/impianti riguardano i contributi ricevuti per la realizzazione di nuovi impianti che vengono rilasciati annualmente in quota parte con la stessa aliquota di ammortamento dei beni realizzati con il contributo stesso.

07.07.18 - FONDI PER BENEFICI AI DIPENDENTI

Saldo al 31/12/2018	Euro	3.903
Saldo al 31/12/2017	Euro	4.112
Variazione	Euro	- 209

Il Gruppo, in applicazione dello IAS 19 ha incaricato un esperto indipendente per la valutazione attuariale dei debiti verso dipendenti a benefici definiti. Le risultanze del calcolo attuariale hanno portato a differenze non significative rispetto ai dati contabili; pertanto si è optato per il mantenimento di quest'ultimi. Il fondo accantonato rappresenta l'effettivo debito della società verso i dipendenti in forza alla chiusura dell'esercizio ed è adeguato alle norme di legge e a quelle contrattuali vigenti.

Descrizione	31/12/2018	31/12/2017
Saldo iniziale del valore delle obbligazioni relative al TFR	4.112	4.327
Benefici pagati	-276	-288
Oneri finanziari sulle obbligazioni assunte	67	73
Totale	3.903	4.112

07.07.19 - FONDI PER RISCHI E ONERI

Saldo al 31/12/2018	Euro	17.370
Saldo al 31/12/2017	Euro	17.847
Variazione	Euro	- 477

I fondi accantonati rappresentano il possibile debito del Gruppo e sono così composti:

Descrizione	31/12/2018	31/12/2017
Fondo rischi vertenze personale	85	127
Fondo rischi per benefici ai dipendenti	985	835
Altri fondi rischi	16.301	16.885
Totale	17.370	17.847

I fondi per rischi ed oneri in essere al 31.12.2018 risultano così costituiti:

- per 300 migliaia di euro a copertura dei rischi derivanti dai conferimenti che hanno permesso la costituzione del Gruppo e delle successive operazioni di cessioni di attività a soggetti terzi;
- per 881 migliaia di euro a copertura di rischi inerenti l'ammortamento dell'avviamento derivante dalla valutazione della farmacia acquisita di Bovisio Masciago;
- per 2.730 migliaia di euro per oneri derivanti dalla sostituzione contatori gas metano nel rispetto degli obblighi previsti dalla Delibera 631/2013/R/gas dell'ARERA;
- per 344 migliaia di euro per oneri correlati alla richiesta del cosiddetto "canone ricognitorio";
- per 730 migliaia di euro per oneri derivanti dalla perequazione del servizio gas ed energia elettrica;
- per 35 migliaia di euro per stima conguaglio 2018 polizza RCT/RCO;
- per 750 migliaia di euro per il minor valore stimato derivante dalla riclassificazione urbanistica del terreno sito in Via Macallè, Seregno;
- per 2.031 migliaia di euro per il minor valore stimato derivante dalla riclassificazione urbanistica del terreno in Lissone;
- per 997 migliaia di euro per oneri correlati alle transazioni dei TEE;
- per 200 migliaia di euro per rischi derivanti da contenziosi legali/tributari;
- per 3.161 migliaia di euro per sostituzione contatori gas elettronici e contatori elettrici 1G;
- per 4.142 migliaia di euro a copertura di passività potenziali di natura contrattuale e normativa anche in relazione ai procedimenti che le autorità regolatorie attivano periodicamente.

07.07.20 - FONDI IMPOSTE DIFFERITE PASSIVE

Saldo al 31/12/2018	Euro	3.620
Saldo al 31/12/2017	Euro	3.740
Variazione	Euro	- 120

La tabella che segue ne dettaglia la composizione:

Descrizione	31/12/2018	31/12/2017
Imposte differite per IRES	3.028	3.126
Imposte differite per IRAP	592	614
Totale	3.620	3.740

La composizione della voce Imposte differite passive viene di seguito dettagliata:

Imposte Differite Passive	Imponibile IRES	Imposta IRES	Imponibile IRAP	Imposta IRAP	Totale imposte
Fiscalità latente da fusione	69	17	69	3	20
Ammortamenti	266	64	194	8	72
Rivalutazioni prima adozione IAS	2.996	720	2.996	117	837
Rettifiche prima adozione IAS	76	18	76	3	21
Dividendi	33	8			8
Plusvalori su beni conferiti	9.192	2.201	9.192	461	2.662
Totale	12.632	3.028	12.527	592	3.620

07.07.21 - DEBITI COMMERCIALI

Saldo al 31/12/2018	Euro	40.702
Saldo al 31/12/2017	Euro	37.125
Variazione	Euro	3.577

I debiti commerciali sono così composti:

Descrizione	31/12/2018	31/12/2017
Debiti verso fornitori per fatture ricevute	22.596	20.347
Debiti verso fornitori per fatture da ricevere	15.740	16.274
Debiti verso socio industriale	1.937	
Debiti verso controllante	429	504
Totale	40.702	37.125

I debiti verso fornitori riguardano debiti per fatture ricevute e da ricevere inerenti l'attività del Gruppo.

07.07.22 - DEBITI PER IMPOSTE

Saldo al 31/12/2018	Euro	1.816
Saldo al 31/12/2017	Euro	1.520
Variazione	Euro	296

I debiti per imposte sono così composti:

Descrizione	31/12/2018	31/12/2017
Debiti per imposte consumo gas metano ed energia elettrica	608	397
Debiti per canone abbonamento televisivo	387	335
Debiti v/erario per ritenute alla fonte	724	516
Debiti per altre imposte	6	
Debiti v/erario per imposte sostitutive		238
Debiti v/erario per IRAP	91	34
Totale	1.816	1.520

07.07.23 - ALTRI DEBITI

Saldo al 31/12/2018	Euro	12.907
Saldo al 31/12/2017	Euro	8.866
Variazione	Euro	4.041

Gli altri debiti sono così composti:

Descrizione	31/12/2018	31/12/2017
Debiti v/INPS	1.227	1.107
Debiti v/INPDAP	504	498
Debiti v/INAIL	186	69
Fondi previdenza complementare	172	159
Debiti v/ENASARCO	14	16
Debiti verso soci per dividendi da liquidare	4.676	
Debiti v/personale	2.098	1.880
Debiti v/Provincia per addizionali rifiuti	121	121
Acconti da clienti	4	4
Debiti v/CSEA	2.453	3.803
Debiti vari v/controllante	0	18
Debiti v/soci per utile	0	148
Altri debiti	250	368
Risconto su contributo a fondo perso L. 488	30	30
Risconti su contributi c/impianti	1.082	565
Altri ratei e risconti	90	80
Totale	12.907	8.866

I risconti su contributi c/impianti riguardano i contributi ricevuti per la realizzazione di nuovi impianti che vengono rilasciati annualmente in quota parte con la stessa aliquota di ammortamento dei beni realizzati con il contributo stesso.

Conto economico complessivo

07.07.24 - RICAVI DELLE VENDITE E DELLE PRESTAZIONI

Saldo al 31/12/2018	Euro	211.022
Saldo al 31/12/2017	Euro	204.986
Variazione	Euro	6.036

I ricavi da vendite e prestazioni suddivisi per tipologia, sono così composti:

Descrizione	Esercizio 2018	Esercizio 2017
Vendita e distribuzione gas metano	108.055	105.350
Vendita e distribuzione energia elettrica	51.545	49.857
Produzione teleriscaldamento ed energia da cogenerazione	4.859	4.235
Gestione calore e impianti	430	460
Igiene ambientale	32.391	31.363
Canoni idrici	1.576	1.614
Vendite e prestazioni farmacie	8.835	8.872
Centro Sportivo	826	858
Illuminazione pubblica	340	350
Lampade votive	210	210
Prestazioni alla clientela	1.560	1.592
Ricavi da altre attività	395	225
Totale	211.022	204.986

Il Gruppo AEB è operativo nella Lombardia occidentale.

Vendita, distribuzione e misura gas metano

I ricavi relativi al servizio gas metano sono costituiti dai corrispettivi per la vendita e per la distribuzione di gas metano. Il Gruppo, con le sue società, ha gestito entrambe le precitate attività rilevando ricavi verso terzi per 108.055 migliaia di euro (105.350 migliaia di euro nel 2017) così composti:

- 11.249 migliaia di euro riguardano il servizio di distribuzione fatturato da RetiPiù a venditori terzi (10.438 migliaia di euro nel 2017);
- - 4.041 migliaia di euro rimborsati da RetiPiù a CCSE per perequazione tariffaria (-2.903 migliaia di euro nel 2017);
- 100.847 migliaia di euro quale fatturato di settore di Gelsia Srl (97.815 migliaia di euro nel 2017), dei quali 5.938 migliaia di euro derivano da attività di vendita all'ingrosso, relativi a 23,4 milioni di metri cubi, e 94.909 migliaia di euro derivano da attività di vendita ai clienti finali esterni al Gruppo. Comprendendo anche gli autoconsumi e le vendite a società del Gruppo, i ricavi per vendite complessive di gas a consumatori finali ammontano a 98.734 migliaia di euro. I metri cubi standard complessivamente venduti da Gelsia Srl alla clientela finale, comprensivi degli autoconsumi del Gruppo, ammontano a 207,6 milioni di metri cubi. I metri cubi trasportati complessivamente da RetiPiù Srl ammontano a 337,2 milioni di metri cubi standard.

Vendita, trasporto e misura energia elettrica

I ricavi relativi al settore elettrico comprendono sia la vendita che la distribuzione e riguardano sia il mercato vincolato che il mercato libero. Le attività sono svolte da due società del Gruppo e rilevano ricavi per 51.545 migliaia di euro (49.857 migliaia di euro nel 2017) di cui:

- 1.453 migliaia di euro riguardano il servizio di distribuzione fatturato da RetiPiù a venditori terzi (1.360 migliaia di euro nel 2017);
- -517 migliaia di euro rimborsati per perequazione tariffaria, di cui -164 migliaia di euro da RetiPiù e -353 migliaia di euro da Gelsia Srl (-1.111 migliaia di euro nel 2017);
- 50.609 migliaia di euro quale fatturato di settore di Gelsia Srl (49.608 migliaia di euro nel 2017), dei quali 1.229 migliaia di euro riguardano le vendite in borsa ed al Gestore del sistema, 49.380 migliaia di euro

derivano da attività di vendita ai clienti finali esterni al Gruppo e attività di reselling. Comprendendo anche gli autoconsumi del Gruppo, i ricavi per vendite complessive di energia elettrica a consumatori finali e reselling ammontano a 49.830 migliaia di euro per 302.479 Mwh; di questi sono relativi al mercato tutelato di Seregno 5.874 migliaia di euro per 27.428 Mwh, al mercato libero 42.491 migliaia di euro per 266.500 Mwh, all'attività di reselling 1.466 migliaia di euro per 8.551 Mwh.

Cogenerazione, microcogenerazione, teleriscaldamento, gestione calore e fotovoltaico

I ricavi relativi alla cogenerazione elettrica ed al teleriscaldamento sono 4.859 migliaia di euro (4.235 migliaia di euro nel 2017) derivanti:

- dalla vendita di energia termica per teleriscaldamento per 3.762 migliaia di euro a 506 clienti, per fatturato principalmente composti da condomini, utenze artigianali ed industriali, enti pubblici (3.298 migliaia di euro nel 2017). Comprendendo anche gli autoconsumi e le vendite a società del Gruppo, i ricavi per vendite complessive di energia termica ammontano a 3.793 migliaia di euro per 48.905 Mwht, di cui:
 - 3.166 migliaia di euro per 40.422 Mwht dall'impianto di cogenerazione di viale Cimitero a Seregno;
 - 177 migliaia di euro per 2.108 Mwht dall'impianto presso il Centro sportivo di Seregno;
 - 242 migliaia di euro per 3.471 Mwht dall'impianto di Giussano;
 - 208 migliaia di euro per 2.904 Mwht da impianti di micro-cogenerazione.
- dalla vendita di energia elettrica prodotta e fatturata a terzi per 161 migliaia di euro (242 migliaia di euro nel 2017). Considerando anche i corrispettivi autofatturati perché utilizzati dalla società per fornire i clienti elettrici, la produzione complessiva di 26.511 Mwhe ha generato ricavi per 1.822 migliaia di euro, di cui:
 - 1.556 migliaia di euro per 25.429 Mwhe dall'impianto di cogenerazione di viale Cimitero a Seregno;
 - 116 migliaia di euro per 466 Mwhe dall'impianto presso il Centro sportivo di Seregno;
 - 19 migliaia di euro per 452 Mwhe dalla produzione di impianti fotovoltaici, a cui sono da aggiungere 105 migliaia di euro per contributi da tariffa incentivante;
 - 26 migliaia di euro per 164 Mwhe dagli impianti di micro-cogenerazione già attivati;
- dalla vendita di vapore e calore da recupero a società specializzata nella produzione di detersivi per 420 migliaia di euro per 11 milioni di kg.;
- da prestazioni a clienti del teleriscaldamento per 516 migliaia di euro.

I ricavi per l'attività di gestione calore, consistente nella manutenzione degli impianti termici, nella fornitura di metano ad uso riscaldamento e nella effettuazione di lavori diversi, effettuata da Gelsia Srl a favore di 26 utenze e terzi, ammontano a 430 migliaia di euro, di cui 97 migliaia di euro per la realizzazione di opere (dato 2017: 460 migliaia di euro).

Igiene Ambientale

I ricavi per la gestione del servizio igiene ambientale derivano dai corrispettivi per la gestione dei servizi ambientali in venticinque Comuni. Gli stessi ammontano a 32.391 migliaia di euro (dato 2017: 31.363 migliaia di euro) dei quali 26.554 migliaia di euro da corrispettivi da prestazioni da enti locali, 2.553 migliaia di euro da contributi Conai e 3.284 migliaia di euro da vendite e prestazioni diverse.

Farmacie

I ricavi per la gestione del servizio farmacie, pari a 8.835 migliaia di euro (dato 2017: 8.872 migliaia di euro), di cui 8.620 migliaia di euro da vendite di prodotti, derivano dall'attività delle tre farmacie presenti sul territorio di Seregno oltre ai punti vendita di Biassono, Bovisio Masciago, Besana in Brianza e Giussano.

Illuminazione pubblica

I ricavi per il servizio dell'illuminazione pari a 340 migliaia di euro (dato 2017: 350 migliaia di euro) derivano dalla gestione della rete e dalla realizzazione degli impianti all'interno del Comune di Seregno e Cesano Maderno.

ALTRI SETTORI

Settore idrico

I ricavi per l'utilizzo delle reti idriche di proprietà a Brianzacque Srl ammontano a 1.576 migliaia di euro (dato 2017: 1.614 migliaia di euro).

Settore Centro sportivo

I ricavi per la gestione del Centro sportivo di Seregno, pari a 826 migliaia di euro (dato 2017: 858 migliaia di

euro) derivano dall'attività dell'impianto gestito dalla società Capogruppo e sono principalmente generati dalle piscine coperte e scoperte, oltre che dagli altri impianti (campi da tennis, campo da calcetto e rugby, palazzetto sportivo).

Settore lampade votive

I ricavi per il servizio lampade votive pari a 210 migliaia di euro (dato 2017: 210 migliaia di euro) derivano dalla gestione della rete dei cimiteri di Seregno e Giussano.

Prestazioni alla clientela e altri ricavi diversi

Le prestazioni alla clientela riguardano essenzialmente le prestazioni accessorie effettuate alla clientela dal distributore e dalla società di vendita, mentre gli altri ricavi diversi sono principalmente costituiti per attività residuali prestate a favore di terzi.

07.07.25 - ALTRI RICAVI E PROVENTI

Saldo al 31/12/2018	Euro	10.482
Saldo al 31/12/2017	Euro	6.907
Variazione	Euro	3.575

Gli altri ricavi e proventi sono così composti:

Descrizione	Esercizio 2018		Esercizio 2017	
	Parziali	Totali	Parziali	Totali
Ricavi da locazioni immobili	22		26	
Rimborsi diversi	5.705		2.095	
Certificati verdi	0		1.185	
Altri ricavi e proventi	470		431	
Proventi straordinari	2.964		1.909	
Totale Altri		9.161		5.646
Utilizzo contributi c/impianti	621		543	
Contributi c/esercizio	700		718	
Totale contributi		1.321		1.261
Altri ricavi e proventi		10.482		6.907

L'incremento nella voce rimborsi è dovuto all'acquisizione, a seguito della liquidazione del Consorzio Provinciale Brianza Milanese, della gestione amministrativa degli smaltimenti per i Comuni partecipanti alla gara a doppio oggetto da parte di Gelsia Ambiente Srl. I ricavi sono esposti nella voce rimborsi ed i relativi costi nella voce delle prestazioni "smaltimenti".

07.07.26 - ACQUISTI

Saldo al 31/12/2018	Euro	95.238
Saldo al 31/12/2017	Euro	85.749
Variazione	Euro	9.489

I costi per acquisti sono così composti:

Descrizione	Esercizio 2017	Esercizio 2016
Acquisti gas metano	63.771	58.077
Acquisti energia elettrica	16.968	15.050
Acquisti prodotti farmaceutici	5.749	5.838
Acquisti macchinari e materiale di consumo	4.642	3.621
Acquisti sacchi e contenitori per igiene urbana	959	686
Acquisto carburante per autotrazione	1.471	1.280
Acquisto materiale per la filiera	1.279	817
Acquisti diversi	399	380
Totale	95.238	85.749

07.07.27 - VARIAZIONE DELLE RIMANENZE

Saldo al 31/12/2018	Euro	443
Saldo al 31/12/2017	Euro	1.045
Variazione	Euro	- 602

Trattasi delle variazioni delle rimanenze finali di materie prime, sussidiarie e di consumo costituite da materiali destinati alla costruzione e manutenzione degli impianti e dai materiali necessari per l'operatività delle società del Gruppo, dei prodotti farmaceutici presenti nelle sette farmacie gestite dal Gruppo e destinate alla vendita e dal gas presso gli impianti di stoccaggio.

07.07.28 - SERVIZI

Saldo al 31/12/2018	Euro	69.653
Saldo al 31/12/2017	Euro	67.073
Variazione	Euro	2.580

I costi per servizi sono suddivisi tra prestazioni di servizi e costi per godimento di beni di terzi che qui di seguito vengono dettagliate.

Costi per prestazioni	Esercizio 2018	Esercizio 2017
Spese per lavori e manutenzioni	8.944	7.038
Spese per prestazioni tecniche e amministrative	4.154	4.912
Spese per pubblicità e promozione	1.372	1.112
Spese per vigilanza pulizie e simili	437	496
Spese per comunicazioni	1.387	1.443
Spese per trasporti	570	647
Spese per servizi per il personale	1.386	1.497
Spese per assicurazioni	1.035	1.040
Spese per consumi acqua, gas ed energia	99	178
Spese per trasporto su reti gas metano	7.192	7.169
Spese per trasporto su reti energia elettrica	25.845	26.981
Compensi organi sociali	364	441
Spese per smaltimento rifiuti	6.553	4.404
Canoni di manutenzione	1.605	1.773
Spese per servizi diversi	2.396	1.689
Totale	63.339	60.820

Costi per godimento di beni di terzi	Esercizio 2018	Esercizio 2017
Affitti sedi, uffici, magazzini	939	931
Noleggi impianti, macchinari, automezzi	604	573
Diritti affidamento servizio	4.430	4.481
Altri costi	341	268
Totale	6.314	6.253

Le spese per funzionamento organi sociali delle società del Gruppo sono così costituite:

Spese funzionamento organi sociali	Esercizio 2018	Esercizio 2017
Compensi CDA	167	197
Compenso Collegio Sindacale	124	123
Compenso Revisore Legale	49	108
Altri organi sociali	24	13
Totale	364	441

Le spese per spese prestazioni tecniche e amministrative sono così costituite:

Spese prestazioni tecniche e amministrative	Esercizio 2018	Esercizio 2017
Prestazioni amministrative	1.205	903
Prestazioni tecniche	948	1.038
Prestazioni agenti e venditori	867	1.554
Prestazioni per recupero crediti	87	170
Prestazioni informatiche	275	525
Prestazioni legali	416	272
Prestazioni per centro sportivo	0	16
Prestazioni per farmacie	37	36
Lettura contatori	215	256
Stampa e imbustamento	78	101
Altre prestazioni	26	41
Totale	4.154	4.912

07.07.29 - COSTI PER IL PERSONALE

Saldo al 31/12/2018	Euro	31.026
Saldo al 31/12/2017	Euro	30.319
Variazione	Euro	707

La voce comprende l'intero costo sostenuto dal Gruppo per il personale dipendente, ivi compresi i miglioramenti di merito, passaggi di categoria, scatti di anzianità, costo delle ferie non godute e accantonamenti di legge e contratti collettivi.

Descrizione	Esercizio 2018	Esercizio 2017
Salari e stipendi	21.227	20.131
Costo lavoro temporaneo	727	1.763
Oneri sociali	7.490	6.888
Trattamento di fine rapporto		
- Quota fondo tesoreria INPS	691	647
- Quota ai fondi pensione	635	631
Altri costi	256	259
Totale	31.026	30.319

Si segnala, separatamente per categorie, il numero dei dipendenti delle imprese incluse nel consolidamento con il metodo integrale presenti al 31.12.2018.

PERSONALE - PRESENZA MEDIA AL 31 DICEMBRE

	U.M.	Esercizio 2018		Esercizio 2017		Delta 18/17	
			%		%		%
AEB S.p.A.	N°	55,79	9,7	45,26	7,8	10,53	23,3
Gelsia Srl	N°	87,34	15,2	98,79	17,0	-11,45	-11,6
Gelsia Ambiente Srl	N°	305,48	53,2	304,30	52,2	1,18	0,4
RetiPiù Srl	N°	125,66	21,9	133,92	23,0	-8,26	-6,2
Consolidato	N°	574,27	100,0	582,27	100,0	-8,00	-1,4

PERSONALE - DIPENDENTI PRESENTI AL 31 DICEMBRE

	U.M.	Esercizio 2018		Esercizio 2017		Delta 18/17	
			%		%		%
AEB S.p.A.	N°	115	17,6	69	11,4	46	66,7
Gelsia Srl	N°	70	10,7	99	16,3	-29	-29,3
Gelsia Ambiente Srl	N°	350	53,4	306	50,5	44	14,4
RetiPiù Srl	N°	120	18,3	132	21,8	-12	-9,1
Consolidato	N°	655	100,0	606	100,0	49	8,1

PERSONALE PRESENTE AL 31 DICEMBRE - INQUADRAMENTI

	U.M.	Esercizio 2018		Esercizio 2017		Delta 18/17	
			%		%		%
Dirigenti	N°	7	1,1	7	1,2	-	-
Quadri	N°	34	5,2	34	5,6	-	-
Impiegati	N°	236	36,0	233	38,4	3	1,3
Operai	N°	378	57,7	332	54,8	46	13,9
Consolidato AEB	N°	655	100,0	606	100,0	49	8,1

07.07.30 - ALTRI COSTI OPERATIVI

Saldo al 31/12/2018	Euro	2.507
Saldo al 31/12/2017	Euro	2.410
Variazione	Euro	97

Gli Altri costi operativi sono costituiti da tutte quelle poste di gestione caratteristica che non sono comprese nelle altre categorie di costi e sono così composti:

Descrizione	Esercizio 2018	Esercizio 2017
Imposte e tasse	435	419
Contributi associativi	179	187
Liberalità	78	209
Altri oneri	852	638
Oneri straordinari	963	957
Totale	2.507	2.410

07.07.31 - COSTI PER LAVORI INTERNI CAPITALIZZATI

Saldo al 31/12/2018	Euro	11.490
Saldo al 31/12/2017	Euro	9.854
Variazione	Euro	1.636

I costi per lavori interni capitalizzati sono così composti:

Descrizione	Esercizio 2018	Esercizio 2017
Costi per acquisti materiali	3.450	2.996
Costi per prestazioni di lavori	4.575	2.896
Costi del personale	3.453	3.931
Altri costi	12	31
Totale	11.490	9.854

Si tratta, prevalentemente, dei lavori eseguiti dalla società del Gruppo RetiPiu' Srl per la realizzazione di impianti gas metano ed energia elettrica.

07.07.32 - AMMORTAMENTI E SVALUTAZIONI

Saldo al 31/12/2018	Euro	15.135
Saldo al 31/12/2017	Euro	15.015
Variazione	Euro	120

La voce comprende le quote di ammortamento di competenza dell'esercizio, suddivise tra ammortamento delle attività immateriali e ammortamento di immobili, impianti e macchinari dettagliati per tipo. Gli ammortamenti sono stati calcolati secondo quanto già descritto nel paragrafo relativo ai criteri di valutazione.

Descrizione	Esercizio 2018		Esercizio 2017	
	Parziali	Totali	Parziali	Totali
Amm.to diritti di brevetto e utilizzo opere ingegno	10		10	
Ammortamento concessioni, licenze e marchi	572		565	
Ammortamento infrastrutture per accordi in concessione	606		524	
Amm.to software	890		911	
Amm.to altre immobilizzazioni immateriali	758		1.050	
Totale ammortamenti attività immateriali		2.836		3.060
Ammortamento fabbricati	627		637	
Ammortamento impianti e macchinari	8.899		8.759	
Ammortamento attrezzature industriali-commerciali	1.902		1.746	
Ammortamento altri beni	871		813	
Totale ammortamenti immobili impianti macchinari		12.299		11.955
Totale ammortamenti		15.135		15.015

07.07.33 - ACCANTONAMENTI

Saldo al 31/12/2018	Euro	4.993
Saldo al 31/12/2017	Euro	5.866
Variazione	Euro	-873

Gli accantonamenti sono così composti:

Descrizione	Esercizio 2018	Esercizio 2017
Accantonamenti per rischi su crediti	555	1.063
Accantonamenti per rischi e oneri	4.438	4.803
Totale	4.993	5.866

07.07.34 - RICAVI E COSTI NON RICORRENTI

Tale voce non presenta valori al 31 dicembre 2018. Al 31 dicembre 2017 la voce ammontava a 15 migliaia di euro.

Gestione finanziaria

07.07.35 - PROVENTI DA PARTECIPAZIONI

Saldo al 31/12/2018	Euro	1.984
Saldo al 31/12/2017	Euro	246
Variazione	Euro	1.738

I proventi da partecipazione sono costituiti dalla plusvalenza derivante dalla cessione della partecipazione nella società Commerciale Gas & Luce Srl.

07.07.36 - PROVENTI FINANZIARI

Saldo al 31/12/2018	Euro	112
Saldo al 31/12/2017	Euro	154
Variazione	Euro	-42

I Proventi finanziari sono così composti:

Descrizione	Esercizio 2018	Esercizio 2017
Interessi attivi su depositi bancari	7	16
Interessi da clienti per ritardato pagamento	90	101
Interessi da clienti per dilazioni pagamento	14	35
Interessi attivi da altri	1	2
Totale	112	154

07.07.37 - ONERI FINANZIARI

Saldo al 31/12/2018	Euro	467
Saldo al 31/12/2017	Euro	539
Variazione	Euro	-12

Gli oneri finanziari sono così composti:

Descrizione	Esercizio 2018	Esercizio 2017
Interessi passivi bancari	1	
Interessi passivi su finanziamenti	329	400
Interessi passivi su leasing	1	9
Interessi passivi v/fornitori	2	3
Interessi passivi a clienti su depositi	12	5
Altri interessi passivi	32	33
Interest cost TFR	90	89
Totale	467	539

07.07.38 - PROVENTI E ONERI NETTI SU STRUMENTI FINANZIARI E DIFFERENZE CAMBIO

Tale voce non presenta alcun valore iscritto sia al 31 dicembre 2018 che al 31 dicembre 2017.

07.07.39 - RETTIFICHE DI VALORE DI PARTECIPAZIONI E ATTIVITÀ FINANZIARIE

Tale voce non presenta alcun valore iscritto sia al 31 dicembre 2018 che al 31 dicembre 2017.

07.07.40 - IMPOSTE

Saldo al 31/12/2018	Euro	4.664
Saldo al 31/12/2017	Euro	4.351
Variazione	Euro	313

Le imposte sono così composte:

Descrizione	Esercizio 2018	Esercizio 2017
Imposte correnti IRES	4.105	5.026
Imposte correnti IRAP	730	930
Totale imposte correnti	4.835	5.956
Imposte differite passive IRES	-98	129
Imposte differite passive IRAP	-22	115
Totale imposte differite passive	- 120	244
Imposte differite attive IRES	-36	-1.659
Imposte differite attive IRAP	-15	-190
Totale imposte differite attive	-51	-1.849
Totale imposte	4.664	4.351

Ai fini dell'IRES la Capogruppo AEB S.p.A. ha aderito al c.d. "consolidato nazionale", di cui agli articoli da 117 a 129 DPR 917/86 con le altre società del Gruppo (Gelsia Srl, Gelsia Ambiente Srl e RetiPiù Srl). A tal fine è stato stipulato apposito contratto per la regolamentazione dei vantaggi e degli svantaggi fiscali trasferiti con specifico riferimento alle poste correnti. La fiscalità differita calcolata in sede di determinazione del reddito, ai fini IRES, non viene trasferita alla controllante ma vengono fatte transitare dal conto economico ogni qualvolta vi sia una divergenza tra imponibile fiscale e risultato civilistico, dovuta alla presenza di differenze temporanee. La fiscalità differita indicata in conto economico è calcolata esclusivamente con riferimento alle divergenze tra proprio reddito imponibile fiscale e proprio utile civilistico. L'IRES corrente è calcolata sul proprio reddito imponibile e non si sono avuti benefici/oneri dalla partecipazione al consolidato fiscale.

Le aliquote Ires applicate per la determinazione della fiscalità differita sono del 24%.

INFORMATIVA SULL'IMPIEGO DI STRUMENTI FINANZIARI

In relazione all'utilizzo di strumenti finanziari, il Gruppo è esposto ai seguenti rischi:

- rischio di credito
- rischio di liquidità
- rischio di mercato

Nella presente sezione vengono fornite informazioni integrative relativamente a ciascuna classe di rischio evidenziata.

Classi di strumenti finanziari

Gli strumenti finanziari iscritti nella situazione patrimoniale finanziaria sono così raggruppabili per classi. Il fair value degli strumenti finanziari non è stato calcolato puntualmente, poiché il corrispondente valore di carico nella sostanza approssima lo stesso.

(Importi espressi in migliaia di Euro)	31/12/18					31/12/2017				
	A Fair Value a C/E	A Fair Value a PN	A Costo Ammortato	Totale	Fair Value alla data di bilancio	A Fair Value a C/E	A Fair Value a PN	A Costo Ammortato	Totale	Fair Value alla data di bilancio
ATTIVITÀ FINANZIARIE										
Crediti commerciali	70.910		162	71.072	71.072	68.096		172	68.268	68.268
Altre attività correnti	7.480			7.480	7.480	10.948			10.948	10.948
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	19.200			19.200	19.200	20.450			20.450	20.450
PASSIVITÀ FINANZIARIE										
Finanziamenti M/L Termine			-16.511	-16.511	-16.511			-28.894	-28.894	-28.894
Finanziamenti breve Termine				0	0			-2.000	-2.000	-2.000
Leasing				0	0			-65	-65	-65
Altri debiti finanziari			-250	-250	-250			-417	-417	-417
Depositi cauzionali	-5.666			-5.666	-5.666	-5.852			-5.852	-5.852
Debiti commerciali	-40.702			-40.702	-40.702	-37.125			-37.125	-37.125

Rischio di credito

L'esposizione al rischio di credito da parte del Gruppo è essenzialmente attribuibile all'ammontare dei crediti commerciali che non presentano una particolare concentrazione, essendo l'esposizione creditizia suddivisa su un largo numero di controparti e clienti.

Il Gruppo ha posto in atto azioni che permettono di gestire efficacemente i crediti commerciali attraverso un sistema che consente di raccogliere le informazioni necessarie per il monitoraggio e il controllo, oltre alla

definizione di strategie atte a ridurre l'esposizione del credito. Le società consolidate accantonano un fondo svalutazione per perdite di valore che riflette la stima delle possibili perdite sui crediti commerciali, le cui componenti principali sono svalutazioni specifiche individuali di esposizioni scadute significative e svalutazioni generiche di esposizioni omogenee per scadenze. Di seguito viene fornita un'analisi dell'anzianità dei crediti commerciali e degli eventuali adeguamenti al presunto valore di realizzo effettuati.

Crediti commerciali (Importi espressi in migliaia di Euro)	31/12/18	31/12/17
Crediti commerciali totali	80.968	79.101
Fondo svalutazione crediti	-9.896	-10.833
Crediti commerciali netti	71.072	68.268
Crediti commerciali totali	80.968	79.101
di cui scaduti da più di 12 mesi	9.003	10.591

Fondo svalutazione crediti (Importi espressi in migliaia di Euro)	31/12/18	31/12/17
Fondo inizio periodo	10.833	10.373
Accantonamenti	554	1.063
Utilizzi/Rilasci	-1.491	-603
Fondo fine periodo	9.896	10.833

La massima esposizione al rischio di credito è rappresentata dal valore contabile delle attività finanziarie ed è parzialmente mitigata da garanzie ricevute dai clienti. Di seguito si fornisce il dettaglio dei valori contabili e delle garanzie ricevute.

Esposizione al rischio di credito (Importi espressi in migliaia di Euro)	31/12/18	31/12/17
Crediti commerciali totali	80.968	79.101
Altre attività correnti	7.480	10.948
Crediti commerciali netti	88.448	90.049

Garanzie ricevute (Importi espressi in migliaia di Euro)	31/12/18	31/12/17
Depositi cauzionali da clienti	5.666	5.852
Totale	5.666	5.852

Rischio di tasso

Il Gruppo risulta esposto al rischio di variazione dei tassi di interesse, poiché la maggior parte dei finanziamenti onerosi sono a tasso variabile. Di seguito si fornisce un'analisi della composizione per variabilità del tasso.

Strumenti finanziari fruttiferi (Importi espressi in migliaia di Euro)	31/12/2018	31/12/2017
A tasso fisso		
Attività finanziarie	19.200	20.450
Passività finanziarie	-5.916	-6.269
A tasso variabile		
Attività finanziarie		
Passività finanziarie	-16.511	-30.959
Totale	-3.227	-16.778

Strumenti finanziari infruttiferi (Importi espressi in migliaia di Euro)	31/12/2018	31/12/2017
Attività finanziarie	78.552	79.216
Passività finanziarie	-40.702	-37.125

La misura dell'esposizione è quantificabile simulando l'impatto sul conto economico e sul patrimonio netto della società di una variazione della curva dell'EURIBOR. Di seguito si riporta la variazione che avrebbero subito l'utile netto e il patrimonio netto nel caso in cui alla data di bilancio la curva dell'EURIBOR fosse stata più alta o più bassa di 25 basis points rispetto a quanto rilevato nella realtà.

Analisi di sensibilità (Importi espressi in migliaia di Euro)	31/12/2018 effetto su		31/12/2017 effetto su	
	Patrimonio netto	Conto Economico	Patrimonio netto	Conto Economico
Incremento di [25] bp della curva Euribor	-41	-41	-77	-77
Riduzione di [25] bp della curva Euribor	41	41	77	77

Rischio di liquidità

Il rischio di liquidità è il rischio che il Gruppo abbia difficoltà ad adempiere alle obbligazioni associate a passività finanziarie. L'approccio del Gruppo nella gestione di questo rischio è descritto nella relazione sulla gestione. Di seguito viene fornita un'analisi per scadenza dei flussi di cassa a servizio delle passività finanziarie iscritte in bilancio.

Passività finanziarie al 31/12/2018 (Importi espressi in migliaia di Euro)	Valore contabile	Flussi contrattuali	< 1 anno	entro 2 anni	entro 5 anni	oltre 5 anni
Passività finanziarie non derivate						
Finanziamenti M/L termine	-16.511	-17.022	-3.856	-3.761	-8.698	-707
Deb. v/banche finanziamenti a breve	-	-	-	-	-	-
Leasing	-	-	-	-	-	-
Altri debiti finanziari	-250	-421	-170	-119	-132	-
Depositi cauzionali da clienti	-5.666	n/d	n/d	n/d	n/d	n/d
Debiti commerciali	-40.702	-40.702	-40.702	-	-	-
Totale	-63.129	-58.145	-44.728	-3.880	-8.830	-707

Passività finanziarie al 31/12/2017 (Importi espressi in migliaia di Euro)	Valore contabile	Flussi contrattuali	< 1 anno	entro 2 anni	entro 5 anni	oltre 5 anni
Passività finanziarie non derivate						
Finanziamenti M/L termine	-28.894	-30.055	-5.092	-5.105	-14.313	-5.545
Deb. v/banche finanziamenti a breve	-2.000	-2.000	-2.000	-	-	-
Leasing	-65	-66	-66	-	-	-
Altri debiti finanziari	-417	-421	-170	-119	-132	-
Depositi cauzionali da clienti	-5.852	n/d	n/d	n/d	n/d	n/d
Debiti commerciali	-37.125	-37.125	-37.125	-	-	-
Totale	-74.353	-69.667	-44.453	-5.224	-14.445	-5.545

ACCORDI NON RISULTANTI DALLA SITUAZIONE PATRIMONIALE E FINANZIARIA

Non vi sono in essere accordi non risultanti dalla situazione patrimoniale finanziaria che comportano rischi e benefici significativi la cui descrizione sia necessaria per valutare la situazione patrimoniale e finanziaria e il risultato economico del Gruppo.

07.08 - RAPPORTI CON I SOGGETTI CONTROLLANTI

I rapporti intrattenuti dal Gruppo con il soggetto controllante, Comune di Seregno, sono prevalentemente rapporti di carattere commerciale definiti sulla base di convenzioni oppure di singoli rapporti contrattuali che regolano le condizioni per lo svolgimento dei diversi servizi da parte delle società. I rapporti economici e patrimoniali vengono sintetizzati dalle seguenti tabelle:

Rapporti economici	Comune di Seregno	
	2018	2017
Contratti attivi per il gruppo		
Prestazioni	5.616	4.342
Varie		
Totale	5.616	4.342
Contratti passivi per il gruppo		
Prestazioni	1.014	698
Varie		
Totale	1.014	698
Totale delta ricavi - costi	4.602	3.644

Rapporti patrimoniali	Comune di Seregno	
	2018	2017
Attivi per il gruppo		
Commerciali	1.976	939
Vari	90	90
Totale	2.066	1.029
Passivi per il gruppo		
Commerciali	429	522
Utile da liquidare		-
Totale	429	522
Totale delta attivo - passivo	1.637	507

07.09 - IMPEGNI CONTRATTUALI E GARANZIE

Il Gruppo ha richiesto al sistema creditizio fidejussioni a garanzia della propria operatività come di seguito dettagliato.

Descrizione	Esercizio 2018	Esercizio 2017
Rete illuminazione cimiteriale	68	68
Centro sportivo in gestione	9.512	9.512
Avalli e fidejussioni	41.944	31.574
Totale	51.524	41.154

Ha ricevuto fidejussioni da clienti e fornitori per 7.282 migliaia di euro. Nel corso dell'esercizio non sono stati sottoscritti ulteriori impegni contrattuali.

07.10 - COMPENSO AMMINISTRATORI, SINDACI E SOCIETÀ DI REVISIONE

Nella tabella sono indicati i compensi spettanti al Consiglio di Amministrazione ed al Collegio Sindacale.

Descrizione	31/12/2018	31/12/2017
Consiglio di Amministrazione	167	197
Collegio Sindacale	124	123
Totale	291	320

I corrispettivi spettanti alla società di revisione, relativi alla revisione legale dei conti annuali, sono pari a 49 migliaia di euro; non vi sono corrispettivi spettanti alla stessa per servizi di consulenza fiscale né per altri servizi diversi dalla revisione contabile.

07.11 - INFORMATIVA IN MATERIA DI TRASPARENZA DELLE EROGAZIONI

Si riporta di seguito il dettaglio delle sovvenzioni, contributi, incarichi retribuiti e comunque vantaggi economici di cui alla L. 124/2017, art. 1, comma 25 ricevuti nel corso del 2018 dalle società del Gruppo.

AEB SpA

Per la gestione in via transitoria e in regime "di fatto" del centro sportivo il Comune di Seregno ha stanziato, per l'esercizio 2018, Euro 60.000 per la copertura dei costi vivi non coperti dai ricavi degli ingressi. La liquidazione di tale importo non è ancora avvenuta.

Negli esercizi precedenti la Società ha ricevuto contributi in conto impianti che rilascia annualmente nella stessa misura del processo di ammortamento dell'impianto. Tali importi ammontano ad Euro 326.348.

Gelsia Ambiente Srl

Euro 17.500 erogati dal Ministero delle infrastrutture e dei trasporti per contributi a favore degli investimenti nel settore dell'autotrasporto ex DM 243 del 19/07/2016.

Negli esercizi precedenti la Società ha ricevuto contributi in conto impianti che rilascia annualmente nella stessa misura del processo di ammortamento dell'impianto. Tali importi ammontano ad Euro 1.816.

La Società inoltre fruisce dell'agevolazione fiscale della riduzione dell'aliquota dell'accisa sul gasolio per autotrazione. L'importo a bilancio per competenza ammonta ad Euro 92.085; nel corso dell'esercizio sono stati utilizzati i crediti derivanti da tale agevolazione, mediante compensazione pari ad Euro 90.227.

I ricavi per l'attività di gestione del servizio di igiene ambientale sono tutti riferibili a contratti gestiti secondo le regole del mercato.

Gelsia Srl

Negli esercizi precedenti la società ha ricevuto contributi in conto impianti che rilascia annualmente nella stessa misura del processo di ammortamento dell'impianto. Tali importi ammontano ad Euro 60.020.

Nell'esercizio 2007 la società ha partecipato ad un bando della Regione Lombardia per fruire di finanziamenti agevolati per la realizzazione di reti di teleriscaldamento. Nel 2011 la Regione Lombardia ha erogato il finanziamento di Euro 332.431, al tasso del 0,5% rimborsabile in cinque rate dal febbraio 2017. Gli interessi passivi a bilancio per il 2018 ammontano a Euro 1.181.

La società inoltre fruisce della tariffa incentivante per la produzione fotovoltaica di energia elettrica erogata dal Gestore dei Servizi Energetici. L'importo a bilancio per competenza ammonta ad Euro 117.287; la tariffa incentivante incassata ammonta ad Euro 96.595.

RetiPiù Srl

La società ha ricevuto dalla Commissione Europea Euro 45.618,08 per il progetto LIFE GREEN GAS NETWORK. Il progetto è finalizzato a dimostrare l'applicabilità di un nuovo sistema di gestione e controllo per la regolazione dei livelli di pressione nelle reti di distribuzione del gas naturale, che attraverso la riduzione controllata delle pressioni di esercizio della rete di distribuzione cittadina, permetta di ridurre le emissioni di gas e conseguentemente di CO2 equivalente in atmosfera. Il progetto si è concluso nell'anno 2018.

Nel 2017 è stata sottoscritta una convenzione tra RetiPiù Srl, Provveditorato alle OOPP di Lombardia ed Emilia Romagna del Ministero delle Infrastrutture e Trasporti e Città metropolitana di Milano, per la regolazione dei rapporti connessi alla mappatura, alla progettazione esecutiva e alla realizzazione degli interventi di risoluzione

delle interferenze tra gli impianti gas ed energia elettrica in gestione o di proprietà di RetiPiù Srl e la costruenda Metrotranvia Milano Parco Nord – Seregno. La società nel 2018 ha ricevuto l'importo di euro 507.833 dalla Città metropolitana di Milano. I lavori termineranno nel 2019.

La società ha ricevuto dalla Provincia di Monza e Brianza euro 68.931,39 per il completamento della variante centro ospedaliero di Monza. Nell'ambito dei lavori previsti dalla Provincia di Monza e della Brianza per il completamento della variante alla SP6 per il centro ospedaliero di Monza, nel 2013 si è provveduto a progettare ed eseguire gli interventi di risoluzione delle interferenze con le reti del gas di proprietà di RetiPiù Srl in comune di Lissone. I lavori sono stati completati nel corso del 2018.

07.12 – EVENTI DI RILIEVO VERIFICATISI DURANTE L'ESERCIZIO

Attività di attuazione della Delibera di revisione straordinaria delle partecipazioni Commissario straordinario comune di Seregno

AEB S.p.A. per conto del Gruppo ha bandito la gara per la ricerca di un Advisor per l'attuazione della delibera di revisione straordinaria delle partecipazioni adottata dal Commissario Straordinario del Comune di Seregno. A seguito di aggiudicazione della gara, il secondo in graduatoria ha presentato ricorso al TAR; successivamente il medesimo ha rinunciato al ricorso.

Acquisizione rami amministrativi dalle società controllate

In data 1° ottobre la Capogruppo ha acquisito dalle società controllate i rami di azienda relativi ai servizi amministrativi complessivamente composti da 45 risorse, di cui 6 dirigenti, 6 quadri e 33 impiegati. La valutazione dei rami d'azienda, effettuata da professionista esterno, ha comportato la rilevazione di immobilizzazioni immateriali per 348 migliaia di euro e l'acquisizione dei seguenti elementi patrimoniali: immobilizzazioni 24 migliaia di euro, altri crediti 12 migliaia di euro, disponibilità liquide 246 migliaia di euro, fondi benefici ai dipendenti 437 migliaia di euro, fondi oneri futuri 18 migliaia di euro e altri debiti (verso personale e istituti di previdenza) 175 migliaia di euro.

Acquisizione partecipazioni da Gelsia Srl

L'assemblea dei soci di Gelsia Srl in data 28.12.2018 ha deliberato la distribuzione di un dividendo straordinario da liquidare in natura mediante assegnazione delle quote della partecipazione detenuta da Gelsia Srl in RetiPiù Srl. L'acquisizione per nominali 12.109 migliaia di euro, che ha portato la partecipazione dal 58,862% al 73,530%, è stata valorizzata, in base ad una perizia redatta da un professionista esterno, 22.867 migliaia di euro. Nella stessa data la società ha acquisito da Gelsia Srl una partecipazione pari al 53,978% di Gelsia Ambiente Srl. L'acquisizione per nominali 2.521 migliaia di euro, è stata valorizzata, in base ad una perizia redatta da un professionista esterno, 5.652 migliaia di euro.

Si riportano qui di seguito, per singola società appartenente al Gruppo AEB - Gelsia, i fatti di rilievo dell'esercizio.



Composizione Consiglio di Amministrazione

Nel mese di febbraio il Presidente del Consiglio di Amministrazione e un Consigliere hanno presentato le proprie dimissioni irrevocabili. Il Consiglio di Amministrazione, composto attualmente da tre membri, ha nominato quale Presidente della società l'Avv. Patrizia Ombretta Samantha Goretti.

Contenzioso con Edilombarda avverso a procedimento del Comune di Seregno

La società in oggetto ha presentato ricorso avverso all'ordinanza del Comune di Seregno di demolizione di opere realizzate nei primi anni 2000, in assenza di provvedimento autorizzativo. Il ricorso è stato notificato anche ad AEB S.p.A. in qualità di gestori di servizi a rete. La società si è costituita in giudizio evidenziando la propria estraneità rispetto alle contestazioni. Il giudizio di merito è pendente.

Gestione centro sportivo Cav. Umberto Trabattoni - Seregno

Con determina dirigenziale 678 del 29.10.2018 il Comune di Seregno ha confermato la gestione in via transitoria del Centro sportivo U. Trabattoni da parte di AEB S.p.A. fino al 31.12.2020 per l'espletamento delle procedure di affidamento della conduzione e sistemazione del Centro stesso.

Contenzioso con Comune di Meda

Il contenzioso con il Comune di Meda si è risolto favorevolmente per la società.

Passerella via allo Stadio

Nel mese di giugno 2018 la società ha presentato la revisione del progetto esecutivo, presentato a suo tempo, riguardante la passerella di via allo stadio. Si è in attesa di decisioni da parte del Comune di Seregno.

Impugnazione Linee Guida ANAC n. 11

La società, unitamente ad altre società del settore, ha impugnato le linee guida in materia di applicazione dell'articolo 177 del D.lgs 50/2016. Il giudizio è pendente innanzi al TAR Lazio.

**Predisposizione offerta PLACET in adempimento delibere ARERA**

La legge n. 124/2017 stabilisce per tutti i venditori l'obbligo di offrire alle famiglie e alle piccole imprese almeno una proposta "standard" di fornitura a prezzo fisso e almeno una proposta a prezzo variabile. L'Autorità ha così introdotto la disciplina dell'offerta PLACET: offerta a prezzi determinati liberamente dal venditore, ma con condizioni contrattuali definite dall'Autorità. Dal 1° marzo la società ha reso disponibili le offerte PLACET attraverso i canali web, sportelli commerciali e agenzie.

Sistema di calcolo IN-OUT, ricorso al TAR Lombardia

Il settore, per alcuni anni, ha attraversato un periodo di incertezza normativa generando difficoltà per le società del settore. La modifica normativa intervenuta nel 2012 ed operativa dal 2013, prevedeva una ripartizione delle vendite di gas metano, in ogni remi, sulla base dei dati dei distributori, opportunamente elaborati da SNAM RETEGAS, unico soggetto legittimato a consolidare i dati e a fornirli agli shippers e venditori, con obbligo quinquennale rispetto all'anno di riferimento, in base alle misure effettive acquisite nel tempo dai Distributori (sessioni di aggiustamento) e riquadrate da SNAM RETEGAS nell'allocato di cabina. La prima sessione di aggiustamento effettuata nel 2014, con competenza 2013, non ha funzionato (ha prodotto un bilancio completamente errato) e per questo motivo non sono state più effettuate sessioni di aggiustamento negli anni successivi. In base alla normativa il 2018 è l'ultimo anno disponibile per un ricalcolo del conguaglio 2013, mai avvenuto. L'Autorità, per evitare contenziosi, ha pubblicato una nuova delibera e chiesto ai distributori di aggiornare i dati di ogni remi e alle società di vendita di verificarne la correttezza. Su questi dati SNAM RETEGAS calcola l'Allocato definitivo di aggiustamento. I risultati prodotti hanno determinato nuovi dati per l'allocato 2013 – 2016, definitivi per il 2013, e il calcolo dell'IN-OUT per lo stesso periodo. La società, come altre società di vendita, ha impugnato la delibera di ARERA, non ottenendo la sospensiva. Pertanto, ha deciso di liquidare, con riserva, le somme richieste in attesa di una decisione nel merito. La determinazione delle vendite 2018 ha tenuto conto di questa nuova normativa, che ha inciso sulla riduzione del margine. Per il 2018 si è, quindi, modificato il sistema di calcolo delle competenze utilizzato, basandosi sui dati delle curve di consumo, allineandosi alle modalità di calcolo dei distributori, e stimato l'effetto dell'IN OUT.

Composizione Consiglio di Amministrazione

In data 8 maggio 2018 l'Assemblea dei soci, convocata dal Consiglio, ha deliberato di rinviare la modifica dello statuto proposta in aderenza della delibera n. 1/2017 del Commissario straordinario del Comune di Seregno, entro e non oltre il 31 ottobre, ed ha chiesto al Consiglio di cooptare un dipendente della società, al fine di ricomporre la completezza del Consiglio a cinque membri.

Vendita partecipazione in Commerciale Gas & Luce

La società ha provveduto, su indicazione del socio Comune di Seregno, a cedere la partecipazione in Commerciale Gas & Luce realizzando una plusvalenza di circa 1,9 milioni di euro.

Ricorso BEA SpA e BEA Gestioni SpA avverso delibera del consiglio comunale di Limbiate

Con sentenza n. 1332/18 il TAR Lombardia ha respinto il ricorso proposto da Brianza Energia Ambiente SpA e BeA Gestioni SpA avverso la deliberazione del Consiglio Comunale del Comune di Limbiate n. 77 del 10 ottobre 2016, con condanna delle società ricorrenti alla rifusione delle spese di giudizio nei confronti del Comune di Limbiate e di Gelsia Ambiente.

Gara a doppio oggetto

In data 10 maggio 2018 il Consiglio di Amministrazione della Società ha approvato in via definitiva l'esito della gara a doppio oggetto, già approvato per quanto di competenza dai comuni, che ha portato all'ingresso nel capitale sociale del socio A2A Integrambiente S.r.l. con il 30% delle quote e alla sottoscrizione dei contratti di servizio con i comuni aderenti alla gara.

Aumento Capitale Sociale

In data 11.07.2018 è stato deliberato l'aumento a pagamento del capitale sociale da 3.270 migliaia di Euro a 4.671 migliaia di Euro e un sovrapprezzo di 1.440 migliaia di Euro, con esclusione del diritto di opzione ai sensi e per gli effetti dell'art. 2481 bis, riservato a favore del socio industriale aggiudicatario della gara a doppio oggetto. L'aumento è stato contestualmente sottoscritto dal nuovo socio industriale A2A Integrambiente S.r.l. in denaro.

Composizione Consiglio di Amministrazione

Nel mese di febbraio due componenti del Consiglio di Amministrazione (il Presidente e un Consigliere) hanno presentato le proprie dimissioni irrevocabili, riducendosi conseguentemente l'organo a tre membri e nominando quale Presidente della Società il sig. Marco Pellegrini, fino alla prima Assemblea utile.

A seguito dell'ingresso nel capitale sociale del socio A2A Integrambiente S.r.l., in data 11 luglio è stato integrato il consiglio di amministrazione con la nomina di due nuovi consiglieri, Carlo Alberto Rivolta e Mauro De Cillis, riportandone, così, la composizione a cinque membri. Il consiglio resterà in carica fino alla data dell'assemblea convocata per l'approvazione del bilancio dell'esercizio al 31/12/2019.

Proroga delle gestioni di Muggiò e Biassono

In data 6 marzo 2018 è scaduta la proroga del contratto di servizio assegnata dal comune di Muggiò e lo stesso ha richiesto un'ulteriore proroga per un periodo di 12 mesi. A seguito della richiesta e dopo una breve trattativa il servizio è stato prorogato al 16/06/2019.

In data 31/12/2018 è scaduta la proroga del contratto di servizio assegnata dal comune di Biassono e lo stesso ha richiesto un'ulteriore proroga per un periodo di sei mesi. A seguito della richiesta il servizio è stato prorogato al 30/06/2019.

Ricorso Albate e Sovico

Il TAR Milano, con ordinanze pubblicate in data 12/10/2018, ha respinto, condannando la ricorrente al rimborso delle spese legali, la richiesta di annullamento delle delibere di Consiglio Comunale con le quali i comuni di Albate e Sovico hanno affidato a Gelsia Ambiente i servizi di raccolta e igiene del suolo. Con ordinanze pubblicate il 16/11/2018, il Consiglio di Stato ha respinto l'appello della ricorrente.

In sede di merito il TAR ha confermato quanto già statuito in sede cautelare respingendo in via definitiva i ricorsi.

Ricorso contro Agenzie Entrate

Nel mese di ottobre 2018 la Commissione Tributaria Regionale della Lombardia ha respinto il ricorso d'appello, presentato da Gelsia Ambiente avverso il silenzio diniego del rimborso IVA afferente la TIA1 applicata per gli anni 2008, 2009 e 2010 richiesto all'Agenzia delle Entrate. Resta ferma la possibilità della proposizione del ricorso per cassazione nei termini di legge.

07.13 - EVENTI DI RILIEVO VERIFICATISI DOPO LA CHIUSURA DELL'ESERCIZIO**Ricorso contro Agenzie Entrate afferente la TIA1**

Nel mese di ottobre 2018 la Commissione Tributaria Regionale della Lombardia ha respinto il ricorso d'appello, presentato da Gelsia Ambiente Srl avverso il silenzio diniego del rimborso IVA afferente la TIA1 applicata per gli anni 2008, 2009 e 2010 richiesto all'Agenzia delle Entrate. Nel mese di aprile 2019 la società, unitamente a Gelsia Ambiente Srl, ha proposto ricorso in Cassazione avverso la sentenza di secondo grado.

Contenzioso fiscale esercizio 2013

In data 5 dicembre 2018 l'Agenzia delle Entrate ha notificato a RetiPiù Srl ed AEB S.p.A., in quanto consolidante fiscale, avviso di accertamento per l'anno 2013 per maggiori imposte IRES ed IRAP pari complessivamente a circa 39 mila euro, oltre ad interessi e sanzioni. In data 29 gennaio 2019 RetiPiù Srl e AEB S.p.A. hanno presentato ricorso innanzi alla Commissione Tributaria Provinciale di Milano.

**Vendita partecipazione Gelsia Srl da parte del Comune di Macherio a seguito piano di razionalizzazione**

Il comune di Macherio, con gara pubblica, ha provveduto a dismettere la propria partecipazione in Gelsia Srl, assegnata alla società Canarmino S.p.A. per un corrispettivo di 103 mila euro, pur avendo AEB SpA comunicato al Comune l'esercizio della prelazione per l'acquisto della partecipazione.

Le parti hanno raggiunto un accordo per evitare l'istaurarsi di una vertenza, nell'ambito del quale AEB ha acquisito la partecipazione da Canarmino S.p.A. per un corrispettivo di 103 mila euro.

Contenzioso tributario su Aiuti di Stato

La società ha dato incarico al legale per riassumere il giudizio dinanzi la CTR di Milano per il recupero degli interessi sulla restituzione degli aiuti di stato relativo al triennio 1997-1999. La commissione regionale tributaria ha rideterminato il tasso applicabile.

Contenzioso TEA S.p.A.

Nel contenzioso instaurato dai soci di SINIT nei confronti del socio TEA S.p.A., per il mancato rispetto degli impegni contrattuali assunti, il Tribunale ha rigettato la domanda principale delle attrici, ha accolto in parte la domanda subordinata ed ha risolto l'accordo per inadempimento di TEA S.p.A., limitatamente al rapporto contrattuale tra quest'ultima e le attrici, ha rigettato la domanda di condanna generica ex art 278 c.p.c. (nei confronti di TEA S.p.A.), ha condannato TEA S.p.A. a rimborsare alle attrici il 50% delle spese processuali. I soci di SINIT hanno proposto appello avverso la sentenza del tribunale.

Ricorso contro Agenzie Entrate

Nel mese di ottobre 2018 la Commissione Tributaria Regionale della Lombardia ha respinto il ricorso d'appello, presentato da Gelsia Ambiente Srl avverso il silenzio diniego del rimborso IVA afferente la TIA1 applicata per gli anni 2008, 2009 e 2010 richiesto all'Agenzia delle Entrate. Nel mese di aprile 2019 la società, unitamente a Gelsia Ambiente Srl, ha proposto ricorso in Cassazione avverso la sentenza di secondo grado.

Ristrutturazione sedi farmacie

La società ha in corso la ristrutturazione della farmacia Santuario in viale Santuario a Seregno che comporterà il quasi raddoppio dello spazio espositivo oltre ad un magazzino idoneo per gli acquisti cumulativi. I lavori si completeranno per il 5 maggio e la riapertura è prevista per il 6 maggio.

Nel contempo la società ha provveduto all'allestimento della nuova sede della farmacia San Carlo di Seregno (futura farmacia Colzani); si prevede il completamento delle procedure amministrative per procedere allo spostamento della farmacia stessa nel mese di giugno.



Verifica GSE per conferma certificati verdi da teleriscaldamento

Nel mese di gennaio 2018 il GSE ha comunicato l'avvio del procedimento ai sensi degli artt. 7 e ss della Legge 7 agosto 1990, n.241, per impianto di cogenerazione situato in via Cimitero a Seregno, impianto al quale è stata riconosciuta la qualifica ai sensi dell'art.4 del DM 24 ottobre 2005 e ai sensi dell'art.14 del D.lgs. 2012/07, al fine di accertare la conformità dei dati trasmessi alla reale situazione per gli anni dal 2009 al 2016. I funzionari incaricati dal GSE hanno provveduto, sempre nel mese di gennaio, ad effettuare il sopralluogo dell'impianto e a redigere il relativo verbale. La società potrebbe essere chiamata a liquidare un esborso importante; ad oggi non quantificabile precisamente; pertanto ha accantonato 1,5 milioni di euro nell'eventualità di dover rimborsare i Certificati Verdi eccedentari concessi in acconto. Il GSE non ha liquidato alla società i certificati verdi relativi al 2017 per 1,17 milioni di euro, in attesa del completamento dell'attività di controllo in corso. Nella vicenda de qua la società è assistita dallo studio legale Gianni Origoni Grippo Cappelli & Partners.

Il procedimento è in corso, nel primo trimestre 2019 è intercorsa una comunicazione tra la società e il GSE relativa alla verifica che ricalcola il numero dei certificati verdi assegnati alla società. La società tramite il proprio legale ha inviato le proprie memorie ed è in attesa di risposta da parte del GSE.

Verifica ispettorato del lavoro su contenzioso con dipendente in pensione

Un dipendente attualmente in pensione aveva contestato le modalità di calcolo degli straordinari e maggiorazioni, oltre a ritenere necessario un avanzamento di carriera. Non avendo chiuso la conciliazione, in data 6 febbraio 2019 è iniziato un primo accesso ispettivo con richiesta di documentazione. In data 12 marzo 2019 è proseguita la visita ispettiva con ulteriore richiesta di documentazione. Il dipendente aveva richiesto circa 30 migliaia di euro; nel tentativo di conciliazione la somma è risultata inferiore a 1.000 euro, pertanto il dipendente ha deciso di non transare.

Delibera ARERA 32/2019/R/gas - Fattore k

Il provvedimento fa seguito alla Sentenza 4825/2016 con cui il Consiglio di Stato (CdS) ha respinto l'appello di ARERA contro le Sentenze del TAR Lombardia nr. 665/2013 e nr. 265/2014 aventi ad oggetto l'annullamento della Del. ARG/gas89/10 (e provvedimenti conseguenti) con specifico riferimento alla valorizzazione del coefficiente K introdotto per la riduzione del fattore QEt di aggiornamento della componente materia prima delle condizioni economiche del servizio di tutela a partire dal 1 ottobre 2010. Tale modifica in diminuzione è indotta dall'incremento di liquidità nel mercato all'ingrosso europeo e mondiale, associato da un lato, alla congiuntura economica e, dall'altro, alla nuova disponibilità di gas non convenzionale negli Stati Uniti resa possibile dall'evoluzione tecnologica, che secondo quanto indicato da ARERA nelle premesse alla Del. ARG/gas 89/10 aveva "portato ad una generale riduzione dei prezzi del gas sui mercati europei e potrebbe determinare l'opportunità di modificare le clausole dei contratti pluriennali di approvvigionamento degli importatori dai produttori esteri". Con la Sentenza nr. 4825/2016 il Consiglio di Stato ha annullato in via definitiva i provvedimenti oggetto del ricorso evidenziando che: "le conseguenze applicative delle deliberazioni assunte dall'Autorità hanno inciso negativamente, nei confronti dell'impresa che può essere ragionevolmente considerata il maggior operatore di settore (tra le parti private in causa), in misura praticamente doppia rispetto ai vantaggi che la stessa si è autonomamente procurata secondo logica di mercato ed in funzione della variabilità e variazione di alcuni suoi fattori (andamento dei prezzi e delle condizioni contrattuali rilevabili nei suoi mercati di approvvigionamento)". Il coefficiente k, sebbene in forma attenuata, è presente nelle formule di calcolo della componente materia prima fino all'aggiornamento del terzo trimestre 2012, vale a dire per un periodo complessivo di 24 mesi, da ottobre 2010 a settembre 2012 (periodo di ricalcolo). Il provvedimento prevede in particolare la rideterminazione del coefficiente K con riferimento alle condizioni economiche di fornitura del gas naturale del servizio di tutela applicabili nel periodo 1 ottobre 2010 – 30 settembre 2012. Con successiva delibera 32/2019/R/gas ARERA, consapevole della duplice esigenza di garantire tempi certi per i venditori e di minimizzare nel contempo l'impatto complessivo sulla generalità dei clienti ha istituito un apposito Meccanismo di riconoscimento degli importi derivanti dalla rideterminazione del coefficiente k (Meccanismo) al quale i venditori che nel periodo di riferimento servivano clienti in tutela, o che sono subentrati in un contratto di somministrazione di gas naturale a clienti finali allora serviti in tutela possono partecipare. La partecipazione deve avvenire mediante la presentazione di apposita istanza a CSEA entro il 31 maggio 2019, secondo modalità che la stessa CSEA fisserà. La responsabilità di gestione del Meccanismo è attribuita a CSEA che dovrà entro il 30 aprile 2019 pubblicare sul proprio sito internet la modulistica per la presentazione dell'istanza; entro il 31 luglio 2019 verificare la completezza delle istanze ai fini di ammissibilità, oltre a calcolare e comunicare ad ARERA e a ciascun venditore l'importo dell'ammontare Reintk; quantificare e liquidare le relative partite in tre distinte sessioni, rispettivamente entro il 1 aprile 2020, con riferimento a un quarto (1/4) dell'ammontare complessivo; 31 dicembre 2020, per

quanto attinge metà (1/2) dell'ammontare complessivo; 31 dicembre 2021, per la parte rimanente; gestire eventuali rettifiche e restituzioni (anche derogando alle sessioni ordinarie di cui sopra) prevedendo, nel caso di restituzioni da parte dei venditori, l'applicazione di interessi di mora pari al tasso di riferimento BCE con un minimo pari a 0,5%, calcolato a partire dalla data in cui tali importi sono percepiti dal venditore; contabilizzare le poste del Meccanismo nell'apposito Conto per il riconoscimento degli importi derivanti dalla rideterminazione del coefficiente k, alimentato dalla componente UG2k di nuova istituzione, in vigore dall'1 aprile 2019. ARERA stabilisce altresì che al fine di sterilizzare l'impatto che tale Meccanismo potrebbe generare nei clienti finali in situazioni di disagio economico interessati dal Bonus Gas, saranno successivamente aggiornati anche i valori del Bonus stesso. Ad oggi non è ancora disponibile la documentazione da inviare ma la società potrebbe recuperare una somma importante ad oggi non quantificabile.



Obblighi acquisto TEE

Con la Determinazione del 29 gennaio 2019 n. 1/2019 – DMRT del 29, l'Autorità ha definito e trasmesso al Ministero dello Sviluppo Economico e al GSE gli obblighi quantitativi nazionali di incremento dell'efficienza energetica degli usi finali di gas naturale, da conseguire nell'anno 2019 da parte dei distributori con più di 50.000 clienti finali connessi alla propria rete di distribuzione alla data del 31 dicembre 2017. Per RetiPiù Srl, l'obbligo quantitativo per l'anno 2019 è fissato in 40.961 Titoli di Efficienza Energetica (Certificati Bianchi).

Segnalazione 89/2019 riguardante art. 177 del D.Lgs 50/2016

Il 12 marzo 2019 l'ARERA ha trasmesso al Parlamento e al governo la segnalazione n. 89/2019 riguardante l'applicazione dell'art. 177 del D.Lgs 50/2016. L'Autorità è molto critica verso la norma perché, imponendo un'esternalizzazione a terzi mediante gare pubbliche, di fatto "svuoterebbe" la concessione; "in questa prospettiva, i concessionari sarebbero sostanzialmente privati delle attività proprie del servizio in concessione, divenendo meri soggetti appaltatori, a fronte di una polverizzazione dei compiti operativi e gestionali presso soggetti terzi che, lungi dal garantire l'emergere di benefici in termini di riduzione di costo (almeno nel breve termine), fa sorgere preoccupazioni in relazione a possibili ricadute negative sulla efficacia nell'erogazione e qualità del servizio".



Accordo transattivo con cliente

In data 15/03/2019 è stato sottoscritto un accordo transattivo con la società Lura Maceri Srl volto a definire l'esposizione debitoria. L'accordo prevede la dilazione del pagamento in 36 mesi dell'esposizione debitoria

Seregno, 28 maggio 2019

Il Direttore Generale
Dott. Paolo Cipriano

Per il Consiglio di Amministrazione
Il Presidente
Avv. Patrizia Ombretta Samantha Goretti



ALLEGATO A RELAZIONE COLLEGIO SINDACALE

A.E.B. SPA**Ambiente Energia Brianza Spa**

Sede Legale: Seregno – Via Palestro, 33

Capitale Sociale: Euro 84.192.200,00= i.v.

Relazione del collegio sindacale ai sensi dell'art. 2429, c. 2 C.C.

All'assemblea dei azionisti della società A.E.B. SPA,

Signori azionisti, il collegio sindacale, nell'esercizio chiuso al 31.12.2018, ha svolto le funzioni previste dagli artt. 2403 e seguenti C.C.; il collegio ha preso in esame il progetto di Bilancio così come approvato dal Consiglio di Amministrazione in data 28 Maggio 2019.

Desideriamo preliminarmente rammentarVi che il controllo legale dei conti ai sensi dell'art. 2409 bis del Codice Civile, è stato affidato alla società di revisione BDO ITALIA SPA con sede in Milano via Abruzzi 94 come da delibera assembleare degli azionisti del 29 giugno 2017 e rimarrà in carica per tre esercizi.

Il bilancio è redatto dalla Vostra Società con l'adozione dei principi contabili internazionali IAS-IFRS.

La relazione della Società di Revisione legale ex art. D.Lgs. 27 gennaio 2010, n. 39 relativa al bilancio chiuso al 31.12.2018 è stata predisposta in data 06.06.2019 e non evidenzia rilievi per deviazioni significative, ovvero giudizi negativi o impossibilità di esprimere un giudizio o richiami di informativa e pertanto il giudizio rilasciato è positivo.

A1) Attività di vigilanza ai sensi dell'art. 2403 e ss. C.C.***Conoscenza della società, valutazione dei rischi e rapporto sugli incarichi affidati***

- Il collegio sindacale tenuto conto della tipologia di attività svolta dalla società e della sua struttura organizzativa e contabile e anche delle dimensioni e problematiche dell'azienda, ha attuato una pianificazione dell'attività di vigilanza, in un'ottica di valutazione dei rischi intrinseci e criticità rispetto alle caratteristiche proprie della stessa.
- È stato, quindi, possibile rilevare che: l'attività tipica svolta dalla società non è mutata nel corso dell'esercizio in esame ed è coerente con quanto previsto all'oggetto sociale;
- Abbiamo preso atto del cambiamento dell'assetto organizzativo posto in essere dalla Società all'esito della cessione ad AEB S.p.A. dei rami d'azienda amministrativo-contabili di Gelsia S.r.l., Gelsia Ambiente S.r.l. e RetiPiù S.r.l., con l'acquisizione di 45 dipendenti, gli uffici della Società hanno predisposto il nuovo organigramma aziendale, inserendo fra le immobilizzazioni immateriali il prezzo dei suddetti rami;
- La dotazione delle strutture informatiche è rimasta sostanzialmente invariata;
- Quanto sopra constatato risulta indirettamente confermato dal confronto delle risultanze dei valori espressi nel conto economico per gli ultimi due esercizi, ovvero quello in esame 2018 e quello precedente 2017. È inoltre possibile rilevare come la società abbia operato nel 2018 in termini confrontabili con l'esercizio precedente e, di conseguenza, i nostri controlli si sono svolti su tali

presupposti avendo verificato la sostanziale confrontabilità dei valori e dei risultati con quelli dell'esercizio precedente.

- Abbiamo vigilato sull'adeguatezza delle istruzioni impartite dalla Capogruppo alle sue controllate affinché le stesse forniscano tempestivamente tutte le notizie necessarie per adempiere agli obblighi di comunicazione previsti dalla legge;
- Non abbiamo rilevato l'esistenza di operazioni atipiche e/o inusuali svolte con società del Gruppo o parti correlate o comunque con terzi;
- La presente relazione riassume, quindi, l'attività concernente l'informativa prevista dall'art. 2429, c. 2 C.C. e più precisamente: sui risultati dell'esercizio sociale; sull'attività svolta nell'adempimento dei doveri previsti dalla norma; sulle osservazioni e le proposte in ordine al bilancio, con particolare riferimento all'eventuale utilizzo da parte dell'organo di amministrazione della deroga di cui all'art. 2423, c. 5 C.C.; sull'eventuale ricevimento di denunce da parte dei soci di cui all'art. 2408 C.C. Si resta, in ogni caso, a completa disposizione per approfondire ogni ulteriore aspetto in sede di dibattito assembleare. Le attività svolte dal collegio hanno riguardato, sotto l'aspetto temporale, l'intero esercizio e nel corso dell'esercizio stesso sono state regolarmente svolte le riunioni di cui all'art. 2404 C.C. e di tali riunioni sono stati redatti appositi verbali debitamente sottoscritti per approvazione unanime.

Attività svolta

- Durante le verifiche periodiche, il collegio ha preso conoscenza dell'evoluzione dell'attività svolta dalla società, ponendo particolare attenzione alle problematiche di natura contingente e/o straordinaria al fine di individuarne l'impatto economico e finanziario sul risultato di esercizio e sulla struttura patrimoniale, nonché gli eventuali rischi monitorati con periodicità costante.
- Il collegio ha quindi periodicamente valutato l'adeguatezza della struttura organizzativa e funzionale dell'impresa e delle sue eventuali mutazioni rispetto alle esigenze minime postulate dall'andamento della gestione.
- A seguito delle dimissioni del presidente del CDA Alessandro Boneschi in data 7 Febbraio 2018 e successivamente del consigliere Maurizio Lissoni in data 16 Febbraio 2018 il Consiglio di Amministrazione risulta essere composto da n.ro 3 membri conformemente a quanto previsto dallo statuto aziendale. Il nuovo presidente risulta essere l'Avv. Samantha Patrizia Ombretta Goretti.
- Il collegio sindacale ha espresso parere positivo ai sensi dell'art. 2427ter comma 2 Cod. Civ. in data 26 Novembre 2018 in relazione al valore di liquidazione delle azioni detenute dal socio Comune di Muggiò in AEB S.p.a;
- I rapporti con le persone operanti nella citata struttura - amministratori, dipendenti e consulenti esterni - si sono ispirati alla reciproca collaborazione nel rispetto dei ruoli a ciascuno affidati, avendo chiarito quelli del collegio sindacale.
- la Società è dotata di un Modello Organizzativo e di Gestione ai sensi del D. Lgs. 231/2001 in fase di aggiornamento in funzione delle modifiche intervenute nella normativa; abbiamo avuto colloqui con

l'Organismo di Vigilanza e non sono emerse criticità rilevanti oltre ad aver preso visione della relazione redatta dall'organismo.

- In conclusione, per quanto è stato possibile riscontrare durante l'attività svolta nell'esercizio, il collegio sindacale può affermare che:
 - le decisioni assunte dai soci e dall'organo di amministrazione sono state conformi alla legge e allo statuto sociale e non sono state palesemente imprudenti o tali da compromettere definitivamente l'integrità del patrimonio sociale;
 - sono state acquisite le informazioni sufficienti relative al generale andamento della gestione e sulla sua prevedibile evoluzione, nonché sulle operazioni di maggior rilievo, per dimensioni o caratteristiche, effettuate dalla società;
 - le operazioni poste in essere sono state anch'esse conformi alla legge e allo statuto sociale e non in potenziale contrasto con le delibere assunte dall'assemblea dei soci o tali da compromettere l'integrità del patrimonio sociale; non si pongono specifiche osservazioni in merito all'adeguatezza dell'assetto organizzativo della società, né in merito all'adeguatezza del sistema amministrativo e contabile, nonché sull'affidabilità di quest'ultimo nel rappresentare correttamente i fatti di gestione;
 - nel corso dell'attività di vigilanza, come sopra descritta:
 - non sono emersi ulteriori fatti significativi tali da richiedere la segnalazione nella presente relazione;
 - non si è dovuto intervenire per omissioni dell'organo di amministrazione ai sensi dell'art. 2408 C.C.;
 - non sono state ricevute denunce ai sensi dell'art. 2408 C.C.;
 - non sono state fatte denunce ai sensi dell'art. 2409, c. 7 C.C.;
 - nel corso dell'esercizio il collegio non ha rilasciato pareri previsti dalla legge.

A2) Osservazioni in ordine al bilancio d'esercizio

Bilancio d'esercizio

- Abbiamo esaminato il progetto di bilancio d'esercizio chiuso al 31.12.2018 che è stato messo a nostra disposizione nei termini di cui all'art 2429 C.C., in merito al quale riferiamo quanto segue. Non essendo a noi demandata la revisione contabile del bilancio, abbiamo vigilato sull'impostazione generale data allo stesso, sulla sua generale conformità alla legge per quel che riguarda la sua formazione e struttura e a tale riguardo non abbiamo osservazioni particolari da riferire.
- Il progetto di bilancio dell'esercizio chiuso al 31.12.2018 è stato approvato dall'organo di amministrazione e risulta costituito dalla situazione patrimoniale-finanziaria, dal conto economico complessivo, dal rendiconto finanziario e dal prospetto delle variazioni del patrimonio netto, nel rispetto di quanto prescrive l'art. 2423 C.C. e secondo gli schemi previsti dagli articoli 2424 e 2425 C.C.
- L'organo di amministrazione ha altresì predisposto la relazione sulla gestione di cui all'art. 2428 C.C.; tali documenti sono stati consegnati al collegio sindacale in tempo utile affinché siano depositati presso la sede della società corredati dalla presente relazione, e ciò indipendentemente dal termine previsto dall'art. 2429, c. 1 C.C.

- È stata posta attenzione all'impostazione data al progetto di bilancio, sulla sua generale conformità alla legge per quello che riguarda la sua formazione e struttura e a tale riguardo non si hanno osservazioni che debbano essere evidenziate nella presente relazione.
- È stata verificata l'osservanza delle norme di legge inerenti la predisposizione della relazione sulla gestione e a tale riguardo non si hanno osservazioni che debbano essere evidenziate nella presente relazione.
- L'organo di amministrazione, nella redazione del bilancio, non ha derogato alle norme di legge ai sensi dell'art. 2423, c. 4 C.C.
- È stata verificata la rispondenza del bilancio ai fatti ed alle informazioni di cui si è avuta conoscenza a seguito dell'assolvimento dei doveri tipici del collegio sindacale e a tale riguardo non vengono evidenziate ulteriori osservazioni.
- È stata verificata la correttezza delle informazioni contenute nella nota integrativa per quanto attiene l'assenza di posizioni finanziarie e monetarie attive e passive sorte originariamente in valute diverse dall'euro.
- Gli "impegni contrattuali e garanzie" risultano esaurientemente illustrati.
- Abbiamo acquisito informazioni dell'organismo di vigilanza e non sono emerse criticità rispetto al modello organizzativo adottato che debbano essere evidenziate nella presente relazione.
- In merito alla proposta dell'organo di amministrazione circa la destinazione del risultato netto di esercizio esposta in chiusura della relazione sulla gestione, il collegio non ha nulla da osservare, facendo peraltro notare che la decisione in merito spetta all'assemblea dei soci.
- Il risultato netto accertato dall'organo di amministrazione relativo all'esercizio chiuso al 31.12.2018, come anche evidente dalla lettura del bilancio, risulta essere positivo per € 31.793.853. Il collegio concorda con la proposta di destinazione del risultato d'esercizio fatta dagli amministratori in nota integrativa.

Bilancio consolidato

Abbiamo altresì esaminato il progetto di bilancio consolidato chiuso al 31 dicembre 2018 e messo a nostra disposizione nei termini di cui all'art. 2429 C.C. e approvato dal Consiglio di Amministrazione in data 28 maggio 2019. La data di chiusura dei bilanci delle società incluse nel consolidato coincide con quella del bilancio della società che procede al consolidato.

Il bilancio consolidato è stato redatto conformemente a quanto dispone D.Lgs. 9 aprile 1991, n. 127, e si chiude con un utile di euro 11.849.382.

Nelle note esplicative sono analiticamente indicati i criteri delle aree di consolidamento e non si rilevano difformità rispetto all'esercizio precedente in ordine ai criteri utilizzati per la redazione del bilancio consolidato.

In particolare l'area di consolidamento include le società controllate in conformità agli artt. 26 e 28 del D.Lgs. n. 127 1991 e le variazioni rispetto all'esercizio precedente.

A3) Osservazioni e proposte in ordine all'approvazione del bilancio

Osservazioni

- Considerando le risultanze dell'attività da noi svolta il collegio propone all'assemblea di approvare il bilancio d'esercizio chiuso al 31.12.2018, così come redatto dagli amministratori.

Seregno, 7 giugno 2019

Il Collegio Sindacale

Maura Silva

Federico Arachefian

Fulvio Inderbitzin



ALLEGATO B

RELAZIONE SOCIETÀ DI REVISIONE

AMBIENTE ENERGIA BRIANZA S.p.A.

Relazione della società di revisione
indipendente ai sensi dell'art. 14 del
D.Lgs. 27 gennaio 2010, n. 39

Bilancio consolidato al 31 Dicembre 2018



SDB/MML/cpt - RC075582018BD2197



Tel: +39 02 58.20.10
Fax: +39 02 58.20.14.01
www.bdo.it

Viale Abruzzi, 94
20131 Milano

Relazione della società di revisione indipendente ai sensi dell'art. 14 del D.Lgs. 27 gennaio 2010, n. 39

Agli azionisti della
AMBIENTE ENERGIA BRIANZA S.p.A.

Relazione sulla revisione contabile del bilancio consolidato

Giudizio

Abbiamo svolto la revisione contabile del bilancio consolidato del Gruppo Ambiente Energia Brianza S.p.A. (il Gruppo), costituito dalla situazione patrimoniale - finanziaria al 31 dicembre 2018, dal conto economico complessivo, dal prospetto delle variazioni del patrimonio netto, dal rendiconto finanziario consolidato per l'esercizio chiuso a tale data e dalle note al bilancio che includono anche la sintesi dei più significativi principi contabili applicati.

A nostro giudizio, il bilancio consolidato fornisce una rappresentazione veritiera e corretta della situazione patrimoniale e finanziaria del Gruppo al 31 dicembre 2018, del risultato economico e dei flussi di cassa per l'esercizio chiuso a tale data in conformità agli International Financial Reporting Standards adottati dall'Unione Europea.

Elementi alla base del giudizio

Abbiamo svolto la revisione contabile in conformità ai principi di revisione internazionali (ISA Italia). Le nostre responsabilità ai sensi di tali principi sono ulteriormente descritte nella sezione *Responsabilità della società di revisione per la revisione contabile del bilancio consolidato* della presente relazione. Siamo indipendenti rispetto alla società Ambiente Energia Brianza S.p.A. in conformità alle norme e ai principi in materia di etica e di indipendenza applicabili nell'ordinamento italiano alla revisione contabile del bilancio. Riteniamo di aver acquisito elementi probativi sufficienti ed appropriati su cui basare il nostro giudizio

Responsabilità degli amministratori e del collegio sindacale per il bilancio consolidato

Gli amministratori sono responsabili per la redazione del bilancio consolidato che fornisca una rappresentazione veritiera e corretta in conformità agli International Financial Reporting Standards adottati dall'Unione Europea e, nei termini previsti dalla legge, per quella parte del controllo interno dagli stessi ritenuta necessaria per consentire la redazione di un bilancio che non contenga errori significativi dovuti a frodi o a comportamenti o eventi non intenzionali.

Gli amministratori sono responsabili per la valutazione della capacità del Gruppo di continuare ad operare come un'entità in funzionamento e, nella redazione del bilancio consolidato, per l'appropriatezza dell'utilizzo del presupposto della continuità aziendale, nonché per una adeguata informativa in materia. Gli amministratori utilizzano il presupposto della continuità aziendale nella redazione del bilancio consolidato a meno che abbiano valutato che sussistono le condizioni per la liquidazione della capogruppo Ambiente Energia Brianza S.p.A. o per l'interruzione dell'attività o non abbiano alternative realistiche a tali scelte.

Il collegio sindacale ha la responsabilità della vigilanza, nei termini previsti dalla legge, sul processo di predisposizione dell'informativa finanziaria del Gruppo.

Bari, Bergamo, Bologna, Brescia, Cagliari, Firenze, Genova, Milano, Napoli, Padova, Palermo, Pescara, Roma, Torino, Treviso, Trieste, Verona, Vicenza

BDO Italia S.p.A. - Sede Legale: Viale Abruzzi, 94 - 20131 Milano - Capitale Sociale Euro 1.000.000 i.v.
Codice Fiscale, Partita IVA e Registro Imprese di Milano n. 07722780967 - R.E.A. Milano 1977842
Iscritta al Registro dei Revisori Legali al n. 167911 con D.M. del 15/03/2013 G.U. n. 26 del 02/04/2013

BDO Italia S.p.A., società per azioni italiana, è membro di BDO International Limited, società di diritto inglese (company limited by guarantee), e fa parte della rete internazionale BDO, network di società indipendenti.

Pag. 1 di 3



Responsabilità della società di revisione per la revisione contabile del bilancio consolidato

I nostri obiettivi sono l'acquisizione di una ragionevole sicurezza che il bilancio consolidato nel suo complesso non contenga errori significativi, dovuti a frodi o a comportamenti o eventi non intenzionali, e l'emissione di una relazione di revisione che includa il nostro giudizio. Per ragionevole sicurezza si intende un livello elevato di sicurezza che, tuttavia, non fornisce la garanzia che una revisione contabile svolta in conformità ai principi di revisione internazionali (ISA Italia) individui sempre un errore significativo, qualora esistente. Gli errori possono derivare da frodi o da comportamenti o eventi non intenzionali e sono considerati significativi qualora ci si possa ragionevolmente attendere che essi, singolarmente o nel loro insieme, siano in grado di influenzare le decisioni economiche prese dagli utilizzatori sulla base del bilancio consolidato.

Nell'ambito della revisione contabile svolta in conformità ai principi di revisione internazionali (ISA Italia), abbiamo esercitato il giudizio professionale e abbiamo mantenuto lo scetticismo professionale per tutta la durata della revisione contabile. Inoltre:

- abbiamo identificato e valutato i rischi di errori significativi nel bilancio consolidato, dovuti a frodi o a comportamenti o eventi non intenzionali; abbiamo definito e svolto procedure di revisione in risposta a tali rischi; abbiamo acquisito elementi probativi sufficienti ed appropriati su cui basare il nostro giudizio. Il rischio di non individuare un errore significativo dovuto a frodi è più elevato rispetto al rischio di non individuare un errore significativo derivante da comportamenti o eventi non intenzionali, poiché la frode può implicare l'esistenza di collusioni, falsificazioni, omissioni intenzionali, rappresentazioni fuorvianti o forzature del controllo interno;
- abbiamo acquisito una comprensione del controllo interno rilevante ai fini della revisione contabile allo scopo di definire procedure di revisione appropriate nelle circostanze e non per esprimere un giudizio sull'efficacia del controllo interno del Gruppo;
- abbiamo valutato l'appropriatezza dei principi contabili utilizzati nonché la ragionevolezza delle stime contabili effettuate dagli amministratori, inclusa la relativa informativa;
- siamo giunti ad una conclusione sull'appropriatezza dell'utilizzo da parte degli amministratori del presupposto della continuità aziendale e, in base agli elementi probativi acquisiti, sull'eventuale esistenza di una incertezza significativa riguardo a eventi o circostanze che possono far sorgere dubbi significativi sulla capacità del Gruppo di continuare ad operare come un'entità in funzionamento. In presenza di un'incertezza significativa, siamo tenuti a richiamare l'attenzione nella relazione di revisione sulla relativa informativa di bilancio, ovvero, qualora tale informativa sia inadeguata, a riflettere tale circostanza nella formulazione del nostro giudizio. Le nostre conclusioni sono basate sugli elementi probativi acquisiti fino alla data della presente relazione. Tuttavia, eventi o circostanze successivi possono comportare che il Gruppo cessi di operare come un'entità in funzionamento;
- abbiamo valutato la presentazione, la struttura e il contenuto del bilancio consolidato nel suo complesso, inclusa l'informativa, e se il bilancio consolidato rappresenti le operazioni e gli eventi sottostanti in modo da fornire una corretta rappresentazione;
- abbiamo acquisito elementi probativi sufficienti e appropriati sulle informazioni finanziarie delle imprese o delle differenti attività economiche svolte all'interno del Gruppo per esprimere un giudizio sul bilancio consolidato. Siamo responsabili della direzione, della supervisione e dello svolgimento dell'incarico di revisione contabile del Gruppo. Siamo gli unici responsabili del giudizio di revisione sul bilancio consolidato.

Abbiamo comunicato ai responsabili delle attività di governance, identificati ad un livello appropriato come richiesto dagli ISA Italia, tra gli altri aspetti, la portata e la tempistica pianificate per la revisione contabile e i risultati significativi emersi, incluse le eventuali carenze significative nel controllo interno identificate nel corso della revisione contabile.



Relazione su altre disposizioni di legge e regolamentari

Giudizio ai sensi dell'art. 14, comma 2, lettera e), del D.Lgs. 39/10

Gli amministratori della Ambiente Energia Brianza S.p.A. sono responsabili per la predisposizione della relazione sulla gestione del gruppo Ambiente Energia Brianza al 31 dicembre 2018, inclusa la sua coerenza con il relativo bilancio consolidato e la sua conformità alle norme di legge.

Abbiamo svolto le procedure indicate nel principio di revisione (SA Italia) n. 720B al fine di esprimere un giudizio sulla coerenza della relazione sulla gestione con il bilancio consolidato del gruppo Ambiente Energia Brianza al 31 dicembre 2018 e sulla conformità delle stesse alle norme di legge, nonché di rilasciare una dichiarazione su eventuali errori significativi.

A nostro giudizio, la relazione sulla gestione sopra richiamata è coerente con il bilancio consolidato del gruppo Ambiente Energia Brianza S.p.A. al 31 dicembre 2018 ed è redatta in conformità alle norme di legge.

Con riferimento alla dichiarazione di cui all'art. 14, co. 2, lettera e), del D.Lgs. 39/10, rilasciata sulla base delle conoscenze e della comprensione dell'impresa e del relativo contesto acquisite nel corso dell'attività di revisione, non abbiamo nulla da riportare.

Milano, 6 giugno 2019

BDO Italia S.p.A.

Simone Del Bianco
Socio



Ambiente Energia Brianza Società Per Azioni

Sede Sociale: Via Palestro, 33 - 20831 Seregno (MB)

Capitale Sociale: Euro 84.192.200 i.v.

Registro Imprese: MB N. 02641080961

R.E.A.: N. 1518951

Codice Fiscale e Partita IVA: 02641080961
